



**АО «НИПИнефтегаз
им. О.С. Гершатанского»**



**Karachaganak
КПО б.в.**

**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
НА СТРОИТЕЛЬСТВО ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 98109 (Z3_02)
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК**

Лицензия ГЛ № 0000121

УДК 622.24.002.2 (574)

Экз. _____

Инв. № krh-481

Ақтау 2026

ПРОТОКОЛ
научно-технического совещания АО «НИПИнефтегаз»

« 18 » мая 2026 года

г. Актау

Присутствовали:

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

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

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

Усков В.Ю. – главный специалист департамента бурения.

Кулиева А.Ю. – старший специалист департамента бурения.

Рассматриваемый вопрос: «Индивидуальный технический проект на строительство наклонно-направленной добывающей скважины 98109 (Z3_02) 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 строительство наклонно-направленной добывающей скважины 98109 (Z3_02) на месторождении Карачаганак» для рассмотрения и согласования КПО б.в.

Председатель НТС



Белоножкин Г.А.

Секретарь НТС



Кулиева А.Ю.

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

<u>Должность</u>	<u>ФИО / раздел</u>
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
Главный специалист департамента охраны недр и окружающей среды	В.В. Целпанова 3.1 – 3.12
Старший специалист департамента бурения Нормоконтролер	А.Ю. Кулиева 1-10, 1-11, 1-14, 1-15.1, 1-13, 2



РЕФЕРАТ

Объектом разработки является «Индивидуальный технический проект на строительство добывающей скважины 98109 (Z3_02) на месторождении Карачаганак», далее Проект.

Проект содержит 683 стр., 85 рис., 241 табл., 66 источников, 14 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, параметров цементирования скважины, 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», утвержденные МЭ РК №239 от 15.06.18 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 СТРОИТЕЛЬСТВО ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ 98109 (Z3_02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК.



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	<u>стр.</u>
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	20
3. Общие сведения	21
4. Геологическая характеристика	23
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	24
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	28
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	32
4.4 Исследовательские работы	38
4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне и освоение скважины	45
5. Конструкция скважины	56
6. Профиль ствола скважины	67
7. Выбор буровых растворов	73
- Параметры буровых растворов	102
8. Углубление скважины	136
9. Крепление скважины	167
9.1 Выбор и расчет обсадных колонн	167
9.2 Цементирование обсадных колонн	221
9.3 Оборудование устья скважины	242
10. Испытание скважины	244
11. Дефектоскопия и опрессовка	257
12. Строительные и монтажные работы.	261
Выбор буровой установки	261
Подготовительные работы	262
12.1 Спецификация бурового оборудования станков RIG-249 и RIG-258	264
12.2 Спецификация бурового оборудования станка RIG-216	271
12.3 Спецификация бурового и силового оборудования станков ZJ-40	278
13. Продолжительность строительства скважины	283



	<u>стр.</u>
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	285
15.1. Промышленная и пожарная безопасность, предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций, безопасность и охрана труда, санитарно-гигиенические условия производственных процессов при строительстве скважины	289
15.2. Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала	305
15.3. Требования к коррозионной защите оборудования и труб	315
15.4. Мероприятия по защите людей и окружающей среды при вскрытии пластов, содержащих сероводород	319
15.5. Оценка степени риска при строительстве скважины	323
15.6. Мероприятия по предупреждению возникновения нефтяных и газовых фонтанов	332
16. Список использованных нормативных и справочных материалов	335
Раздел 2. Организация строительства	341
1. Сведения о водоснабжении	342
1.1. Расчет расхода воды	344
2. Сведения об энергоснабжении	346
3. Схема транспортировки грузов и вахт	352
4. Потребность в материалах, оборудовании и транспортных средствах	354
5. Паспорт проекта	362
Раздел 3. Охрана окружающей среды	366
Введение	367
3.1. Оценка воздействий на состояние атмосферного воздуха	368
3.2. Оценка воздействий на состояние вод	432
3.3. Оценка воздействия на недра	455
3.4. Оценка воздействия на окружающую среду отходов производства и потребления	461
3.5. Оценка физических воздействий на окружающую среду	484
3.6. Оценка воздействия на земельные ресурсы и почвы	500
3.7. Оценка воздействия на растительность	515
3.8. Оценка воздействия на животный мир	524
3.9. Оценка воздействия на ландшафты и меры по предотвращению, минимизации, смягчению негативных воздействий, восстановлению ландшафтов в случаях их нарушения	530
3.10. Оценка воздействия на социально-экономическую среду	531



	<u>стр.</u>
3.11. Оценка экологического риска реализации намечаемой деятельности в регионе	541
3.12. Методика оценки воздействия на окружающую среду	560
3.13. Предварительные расчеты платежей за загрязнение окружающей среды	565
Приложения	
Приложение 1. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух при подготовительных работах к строительству скважины 98109 (Z3_02)	569
Приложение 2. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования буровой установки RIG-249 при бурении скважины 98109 (Z3_02)	576
Приложение 3. Расчет выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от оборудования буровой установки RIG-249 в период испытания скважины 98109 (Z3_02)	594
Приложение 4. Параметры выбросов загрязняющих веществ в атмосферу для расчета норматив НДС	611
Приложение 5. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период подготовительных работ к бурению добывающей скважины 98109 (Z3_02)	618
Приложение 6. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период бурения добывающей скважины 98109 (Z3_02)	628
Приложение 7. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период испытания добывающей скважины 98109 (Z3_02)	644
Приложение 8. Результаты расчетов рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере в период испытания добывающей скважины 98109 (Z3_02) при отжиге на ГФУ	657
Приложение 9. Результаты расчетов выбросов загрязняющих веществ в атмосфере в период возможной аварийной ситуации при испытании скважины 98109 (Z3_02)	665
Приложение 10. Результаты рассеивания выбросов загрязняющих веществ в атмосфере в период возможной аварийной ситуации при испытании скважины 98109 (Z3_02)	670
Приложение 11. Свойства и состав газовой и жидкой фазы ССПФ (для расчета выбросов от факельной установки)	677
Приложение 12. Лицензия АО «НИПИнефтегаз»	680



1. Задание на составление технического проекта	
2. Геолого-технический наряд стандартной конструкции	
3. Геолого-технический наряд облегченной конструкции	
4. Схема расположения бурового оборудования станка RIG-249	
5. Схема расположения бурового оборудования станков RIG-258	
6. Схема расположения бурового оборудования станка RIG-216	
7. Схема расположения бурового оборудования ZJ-40	
8. Схема обвязки устья ПВО (дивертор)	
9. Схема обвязки устья ПВО	
10. Схема обвязки устья ПВО RCD	
11. Схема обвязки устья скважины при испытании Schlumberger	
12. Схема расположения оборудования при цементировании скважины	
13. Расход топлива дизельных установок буровых станков	
14. Технология установки аварийного цементного моста	



Раздел 1

Общая пояснительная записка



ВВЕДЕНИЕ

Индивидуальный технический проект на строительство горизонтальной добывающей скважины 98109 (Z3_02) проектной глубиной по стволу 6657 м (по вертикали 5126 м) на месторождении Карачаганак расположенной в Бурлинском районе Западно-Казахстанской области.

Цель работы - расчет конструкции скважины, выбор компоновок низа бурильной колонны, параметров режима бурения, типа и параметров бурового раствора, параметров цементирования скважины, расчет гидравлических потерь в циркуляционной системе буровой установки, 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), в соответствии с законодательными актами и нормативными документами, регламентирующими проведение нефтяных операций и промышленную безопасность в РК.

Проект содержит: сводные технико-экономические данные, исходные геологические данные, конструкцию скважины, главы буровые растворы, бурение, крепление, испытание, объем работ по монтажу бурового оборудования, главы промышленная, пожарная и экологическая безопасность, охрана труда, охрана недр и окружающей среды.

Цели строительства скважины:

- Добыча жидких углеводородов с низким газовым фактором.
- Пробурить наклонно-направленную добывающую скважину для добычи жидких углеводородов из Объекта 1 в западной части месторождения;
- Достижение проектной глубины забоя в пределах заявленного допуска;
- Провести оценку всего пласта, собрав достаточное количество каротажных данных во время бурения и данных по буровому шламу для определения характеристик внутри пластовых объектов до проектной глубины забоя;
- Использовать данные инклинометрии и телеметрии в процессе бурения для контроля стратиграфического и географического положения ствола скважины в пределах платформы до проектной глубины с заданным отклонением от вертикали
- Закончить скважину с использованием 4½" обсадной колонны с пакерами открытого ствола, до 13 ступеней с гидроразрывными рукавами, в зависимости от результатов каротажа, для облегчения последующей стимуляции без буровой установки вдоль 6" открытого ствола.
- Бурение скважины в рамках разрешения на строительство, в соответствии с казахстанским законодательством и согласованными стандартами ОТ, ТБ и ООС.



1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1-1 - Основные проектные данные (стандартная конструкция)

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	19
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	98109
3	Площадь (месторождение)	Карачаганак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	добыча нефти
7	Проектный горизонт	C1 (Объект 3)
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали	5126
	по стволу	6657
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	118,71
13	Максимальный зенитный угол, град	90
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	5,45
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	5126
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	1690
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	126,7
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 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	342,3
	бурильной	188,3
29	Тип установки для испытания	с бурового станка
30	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	162,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	12,0
	подготовительные работы к бурению	2,0
	бурение и крепление	105,0
	испытание, всего	43,0
	в том числе:	
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	43,0
31	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	1902



Таблица 1.1-2 - Основные проектные данные (облегченная конструкция)

№№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	19
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	98109
3	Площадь (месторождение)	Карачаганак
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважины	добыча нефти
7	Проектный горизонт	C1 (Объект 3)
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали	5126
	по стволу	6657
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	118,71
13	Максимальный зенитный угол, град	90
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	5,45
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	5126
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	1690
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	91,5
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 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	244,4
	бурильной	190,5
29	Тип установки для испытания	с бурового станка
30	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	145,0
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	12,0
	подготовительные работы к бурению	2,0
	бурение и крепление	88,0
	испытание, всего	43,0
	в том числе:	
	в открытом стволе	-
	в эксплуатационной колонне	43,0
31	Проектная скорость бурения, м/ст.мес	2269





Таблица 1.2-1 - Общие сведения о конструкции скважины (стандартная конструкция)

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
Кондуктор	508	0	200	0	200
Промежуточная	339,7	0	1900	0	1900
Эксплуатационная	273,05	0	4725	0	4725
Эксплуатационная (хвостовик)	177,8	4575	5102,4	4575	5277
Эксплуатационная (опциональная) (изолирующая надставка)	177,8	3600	4575	3600	4575
Хвостовик*	114,3	4897,6	5126,48	4900	6657

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.
* Нецементируемая пакерная система. Устанавливается до 11 пакеров с уточнением по результатам ГИС.

Таблица 1.2-2 - Общие сведения о конструкции скважины (облегченная конструкция)

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
Кондуктор	508	0	100	0	100
Промежуточная	339,7	0	600	0	600
Эксплуатационная	273,05	0	2500	0	2500
Эксплуатационная (хвостовик)	193,7/177,8	2300	4725	2300	4725
Хвостовик*	114,3	4525	5126,48	4525	6657

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.
* Нецементируемая пакерная система. Устанавливается до 12 пакеров с уточнением по результатам ГИС.

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения

Мощность трубо-ремонтных баз или площадок, тыс.м бур-рильных труб	Наличие тампо-нажной контро-ры или тампо-нажного цеха (да, нет)	Среднегодовое коли-чество буровых станков		Время пребывания турбобура на забое, %	Время механи-ческого бурения на воде, %	Дежурство работы бульдозера, трактора на буровой, ч/сут	Форма оплаты труда буро-вой бригады: сдельная, повременная	Категория УБР (УРБ)	Коэффициент оборачива-емости бур. труб, %
		в бурении и испы-тании	в том числе в турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	да	1	-	-	нет	по заявке	контрактная	1	-

Таблица 1.4-1 - Дополнительные сведения (стандартная конструкция)

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							
														вывозу	захоронению	сбору					
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)	чество	работы	слесарей	электро-монтёров												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17					
I вариант																					
Бурение в интервале 0-200 м (буровой раствор на водной основе)																					
95,9																	Шлам	103,2	103,2	-	-
																	Жидкие отходы	6,4	6,4		
																	Потери раствора с шламом	150,8	150,8		
Бурение в интервале 200-6657 м (буровой раствор на УВ основе)																					
1587,1																	Шлам	843,1	843,1	-	-
																	Жидкие отходы	462,6	462,6		
																	Потери раствора с шламом	1001,5	1001,5		
II вариант																					
1267,5																	Шлам	946,3	946,3	-	-
																	Жидкие отходы	469,0	469,0		
																	Потери раствора с шламом	1107,3	1107,3		





Таблица 1.4 -2 - Дополнительные сведения (облегченная конструкция)

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие			Объём повторно используемого раствора, м³	Отходы бурения (отработанный раствор, шлам, сточные воды, нефтепродукты, другие отходы)	Объём отходов, м³			
								количество		число смен работы в сутки (одна, две, кругл.)			Всего	в том числе подлежит		
														вывозу	захоронению	сбору
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)	чество	работы	слесарей	электро-монтёров							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
I вариант																
Бурение в интервале 0-100 м (буровой раствор на водной основе)																
23,5												Шлам	53,8	53,8	-	-
												Жидкие отходы	6,4	6,4		
												Потери раствора с шламом	100,2	100,2		
Бурение в интервале 100-6657 м (буровой раствор на УВ основе)																
739,1												Шлам	577,0	577,0	-	-
												Жидкие отходы	452,6	452,6		
												Потери раствора с шламом	721,7	721,7		
II вариант																
712,4												Шлам	630,8	630,8	-	-
												Жидкие отходы	459,0	459,0		
												Потери раствора с шламом	776,9	776,9		



Таблица 1.5-1 - Сведения об условиях эксплуатации скважин (стандартная конструкция)

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/см³
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
нагнетание	В течение всего срока эксплуатации			6633	94,01	Углекислотная, сероводородная общая коррозия	(0,05-0,1)* незначительная**	4890	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 1.5-2 - Сведения об условиях эксплуатации скважин (облегченная конструкция)

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			6633	94,01	Углекислотная, сероводородная общая коррозия	(0,05-0,1)* незначительная**	4515	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 строительство горизонтальной добывающей скважины 98109 (Z3_02) на месторождении Карачаганак, утвержденное менеджером ОСО КПО б.в. А. Д'Амор 13 февраля 2026 года

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, С°:	
- 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	С-7,061; Ю-5,828; З-7,393; В-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	СН 459-74 Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин



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	15	Автоцистерна
Пресная вода для хозяйственных нужд	Магистральный водовод, пруды	15	Автоцистерна
Пресная вода для питьевых целей	Аксай	30	Бутилированная
Энергоснабжение	Дизель- электростанция	В пределах буровой	ДВС
Связь	Радиостанция, телефон	30	Связь с офисом
Местные стройматериалы:	Карьер	15	Автосамосвал

Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях

Протяженность, км	Характер покрытия (гравийное, из лесомате- риалов 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	расстоя- ние до буровой км	наличие (да, нет)	Название	расстоя- ние 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 строительство добывающей скважины**

№ скважины:	98109 (Z3_02)
Цель бурения:	добыча нефти
Проектный горизонт:	C ₁ (Объект 3)
Проектная глубина по вертикали, TVD:	5126,48 м
Измеренная глубина по стволу, MD:	6657,00 м
Альтитуда ротора	100 м



ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ 98109 (Z3_02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

СКВАЖИНЫ 98109 (Z3_02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГ АНАКА

24

Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подраз- деления	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 ин- тервале	
1	2	3	4	5	6
Q-K	0	180	Пески/Песчаники	40	Пески серовато-оранжевые.
			Глины	60	Глины от серовато-оранжевых до бледно-оливковых и бледно-серых и темно-серых.
J	180	580	Мергели	10	Мергели от тускло-серых до тускло-светло-серые.
			Аргиллиты	50	Аргиллиты от серого до темно-серого.
			Пески/Песчаники	40	Пески мелкие и средние кварцевые.
T	580	2460	Аргиллиты	40	Аргиллиты от светло-коричневого до красновато-коричневого.
			Песчаники	55	Песчаники от зеленовато-серых до светло-коричневых.
			Ангидриты	5	Ангидриты белые.
P ₂ t/ P ₂ kz/ P ₂ u	2460	3650	Аргиллиты	45	Аргиллиты от темно-коричневых до красновато-коричневых.
			Песчаники	20	Песчаники мелко- и средне-зернистые.
			Мергели	20	Мергели белые.
			Ангидриты	10	Ангидриты белые.
			Известняки	5	Известняки белые, светло-серые.
P ₁ k ^{ir}	3650	4670	Аргиллиты	20	Аргиллиты коричневые.
			Соль (галит)	40	Галиты от оранжевого до белого.
			Ангидриты	10	Ангидриты белые.
			Алевролиты	10	Алевролиты светло-коричневые.
			Песчаники	10	Песчаники мелко- и средне-зернистые.
			Известняки глин.	10	Известняки глинистые оливково-серые.
P ₁ k ⁿ	4670	4725	Ангидриты	80	Ангидриты от светло-серого до белого.
			Известняки глин.	20	Известняки глинистые светло-серые.
P ₁ as	4725	4765	Аргиллиты	20	Глины темно-серые, серовато-черные.
			Известняки	30	Известняки от светло-серого до белого.
			Известняки дол.	30	Известняки доломитовые от серого до темно-серого.
			Доломиты	20	Доломиты светло-коричневые.
C ₁ s	4765	5126,5	Известняки	60	Известняки от светло-серого до белого.
			Известняки дол.	30	Известняки доломитовые от оливково-серого до коричневатого-серого.
			Доломиты	5	Доломиты коричневые
			Ангидриты	5	Ангидриты белые.

Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность,	Порис- тость,	Прони- цае- мость	Глини- стость,	Карбо- нат- ность,	Соле- ность,	Сплош- ность	Твер- дость,	Рассло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Кoeffи- циент Пуассона	Модуль Юнга, *10 ⁷ Па	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание) породы
	от	до		г/см ³	%	мД	%	%	%		*10 ⁷ Па						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Q-K	0	180	Пески/Песчаники	1,76	-	-	-	-	-	3	38-78	2	6	Средние	0,27	500	0,16
			Глины	1,98	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
J	180	580	Мергели	2,47	-	-	-	-	-	2	38-78	1	3	Средние	0,36	1100	0,21
			Аргиллиты	2,05	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
			Пески/Песчаники	1,85	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
T	580	2460	Аргиллиты	2,39	-	-	-	-	-	3,5	38-78	1	3	Средние	0,5	200	0,75
			Песчаники	2,25	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
			Ангидриты	2,52	-	-	-	-	-	1		2	6		0,25	1200	0,16
P ₂ /P ₂ kz/P ₂ u	2460	3650	Аргиллиты	2,61	-	-	-	-	-	3,5	80-240	3	3	Средние, твердые, крепкие	0,5	200	0,75
			Песчаники	2,51	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
			Мергели	2,45	-	-	-	-	-	2		1	3		0,36	1100	0,21
			Ангидриты	2,56	-	-	-	-	-	1		2	6		0,25	1200	0,16
			Известняки	2,56	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
P ₁ k ^{ir}	3650	4670	Аргиллиты	2,79	-	-	-	-	-	3,5	80-240	3	3	Средние, твердые, крепкие	0,5	200	0,75
			Соль (галит)	2,20	-	-	-	-	-	2,2		2	6		0,28	200	-
			Ангидриты	2,59	-	-	-	-	-	1		2	6		0,25	1200	0,16
			Алевриты	2,94	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,3	400	0,21
			Песчаники	2,73	-	-	-	-	-	3		2	6		0,27	500	0,16
			Известняки глин.	2,59	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
P ₁ k ⁿ	4670	4725	Ангидриты	2,59	-	-	-	-	-	1	80-240	2	6	Твердые, крепкие	0,25	1200	0,16
			Известняки глин.	2,59	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
P ₁ as	4725	4765	Аргиллиты	2,81	-	-	-	-	-	3,5	80-240	3	3	Твердые, крепкие	0,5	200	0,75
			Известняки	2,59	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Известняки дол.	2,59	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,59	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16
C ₁ s	4765	5126,5	Известняки	2,60	-	-	-	-	-	2,5	80-240	2	6	Средние, твердые, крепкие	0,25	1200	0,16
			Известняки дол.	2,60	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,60	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Ангидриты	2,60	-	-	-	-	-	1		2	6		0,25	1200	0,16



Таблица 4.4 - Геокринологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратигра- фического подразделе- ния	Интервал залегания многолетнемерзлых пород		Тип многолетне- мерзлых пород: основная, реликтовая	Льдистость пород, %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, про- пластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных, напорных (защем- ленных) 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 стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип кол- латора	Плотность, г/см ³		Подвиж- ность, Д на сП	Содержа- ние серы % по весу	Содер- жание па- рафина, % по весу	Свобод- ный де- бит, м ³ /сут.	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пласто- вых ус- ловиях	после дегаза- ции					газовый фактор, м ³ /м ³	содержа- ние серо- водорода %	содержа- ние угле- кислого газа, %	относитель- ная по возду- ху плотность газа	коэффи- циент сжимае- мости	давление на- сыщения в плас- товых условиях, *10 ⁵ Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
C ₁ s	5050	5126,5	Порово- трещ.	0,651	0,865	0,0587	0,9	5,00	2000	300-500	4,85	6,93	0,764	1,1	386,8



Таблица 4.6 - Газоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в % по объему		Относи- тельная по воздуху плотность газа	Кoeffици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м³/сут	Плотность газоконден- сата, г/см³		Фазовая проницае- мость, мД
	от (верх)	до (низ)			серово- дорода	углекис- лого газа				в пласто- вых усло- виях	на устье скважи- ны	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
P ₁ as	4725 4725*	4765 4765*	Порово-трещ.	газ	3,772	6,013	0,746	1,09	497,7	-	0,774	11
C ₁ s	4765 4765*	5050 5100*	Порово-трещ.	газ	3,842	6,142	0,747	1,19	665,2	0,474	0,789	11-22
Примечание: *глубины указаны по стволу скважины (MD).												



Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал,м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см ³	Сво- бод- ный дебит м ³ /сут	Фазо- вая про- ницае- мость мД	Химический состав воды, (мг-экв/л)/(мг/л)						Степень минера- лизации, мг-экв/л мг/л	Тип воды по Сулину СФН-сульфатнатриевый ГКН-гидрокарбонатнатриевый ХЛМ(Н)-хлормagneиный(натриев) ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого во- доснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q-K	20	70	Поров	1,01	-	-	78,8	23,7	1,6	60,2	28,8	20,3		ХЛМ	Нет
							2802,8	1139,0	427,0	1737,2	351,4	408,0	6865,4		
J	530	580	Поров	1,02	-	-	94,0	23,7	6,8	75,2	28,8	20,3		ХЛК	Нет
							3337,0	1139,0	427,0	2171,0	351,4	408,0	7833,3		
T	1000	1320	Поров	1,17	-	-	3166,9	166,7	1,6	2777,7	160,4	397,5		ХЛК	Нет
							112599,9	7999,9	132,5	80205,4	1954,6	7974,8	210867,1		
P ₂ t/P ₂ kz/P ₂ u	2680	2770	Поров	1,18	-	-	3688,7	33,3	0,8	3163,8	160,2	398,7		ХЛК	Нет
							131152,1	1599,8	48,8	91353,0	1952,0	8000,0	234105,7		
P ₁ kg ^{ir}	4425	4445	Поров.- трещ.	1,25	-	-	4785,5	18,8	4,6	2832,9	1762,1	213,8		ХЛК	Нет
							170150,1	902,1	291,0	81798,8	21469,8	4290,0	278901,7		

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 стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Градиент давления						Градиент						Температура в	
	от (верх)	до (низ)	пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			конце интервала	
			*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
Q-K	0	180	0,000	0,103	РФЗ	0,000	0,103	ПГФ	0,000	0,172	ПГФ	0,000	0,188	РФЗ	15	РФЗ
J	180	580	0,103	0,103	РФЗ	0,103	0,103	ПГФ	0,172	0,181	ПГФ	0,188	0,198	РФЗ	18	РФЗ
T	580	2460	0,103	0,110	РФЗ	0,103	0,110	ПГФ	0,181	0,202	ПГФ	0,198	0,221	РФЗ	46	РФЗ
P ₂ t/ P ₂ kz/ P ₂ u	2460	3650	0,110	0,112	РФЗ	0,110	0,112	ПГФ	0,202	0,212	ПГФ	0,221	0,232	РФЗ	64	РФЗ
P ₁ k ^{ir}	3650	4670	0,112	0,126	РФЗ	0,112	0,126	ПГФ	0,212	0,214	ПГФ	0,232	0,234	РФЗ	79	РФЗ
P ₁ k ⁿ	4670	4725	0,126	0,093	РФЗ	0,126	0,100	ПГФ	0,214	0,214	ПГФ	0,234	0,234	РФЗ	80	РФЗ
P ₁ as	4725	4765	0,093	0,093	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,214	0,214	ПГФ	0,234	0,234	РФЗ	81	РФЗ
C ₁ s	4765	5127	0,086	0,083	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,214	0,216	ПГФ	0,234	0,236	РФЗ	84	РФЗ

4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Максима- льная ин- тенсивно- сть погло- щения, м ³ /час	Расстояние от у- стья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли поте- ря цир- куляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, *10 ⁵ , Па/м		Условия возникновения
	от	до				при вскры- тии	после изо- ляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
T	580	2000	3,6	-	нет	1,31	0,181	Несоблюдение параметров бурового раствора
P ₂ t/ P ₂ kz/ P ₂ u	2460	2680	3	-	нет	0,140	0,189	Несоблюдение параметров бурового раствора
C ₁ s	4765	4775	3	-	нет	0,118	0,195	Несоблюдение параметров бурового раствора
<u>Примечание:</u> глубины указаны по стволу скважины (MD).								

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложне- ния сут	Мероприяти по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раст- вора	плотность г/см ³	дополнительные дан- ные, влияющие на ус- тойчивость пород			
					условная вязкость, сек	водоотда- ча, см ³ /30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-K	0	180	Глинистый	1,07	55	6	При вскрытии	Промывка, проработка, перекрытие колонной
T	730	2460	Соленасыщенный	1,24	55	5,2	При вскрытии	Промывка, проработка
P ₂ t/ P ₂ kz/ P ₂ u	2460	3650	Соленасыщенный	1.40-1.41	62-68	4-6.4	При вскрытии	Промывка, проработка
P ₁ kg ^{ir}	3650	4670	Соленасыщенный	1.40-1.41	62	3	При вскрытии	Промывка, проработка, перекрытие колонной
P ₁ kg ⁿ	4670	4725	Соленасыщенный	1.40-1.41	62-68	4-6.4	При вскрытии	Промывка, проработка
C ₁ s	4765	6657	Соленасыщенный	1.40-1.41	62-68	4-6.4	При вскрытии	Промывка, проработка

Примечание:
глубины указаны по стволу скважины (MD).

Таблица 4.11 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прояв- ляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси при проявлении для расчета избы- точных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, пере- лива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)		внутреннего	наружного		
1	2	3	4	5	6	7	8
P ₁ as	4725 4725*	4765 4765*	Газ+конд	0.746**	1,0	При вскрытии газонасыщенных пород	Разгазирование раствора
C ₁ s	4765 4765*	5050 5100*	Газ+конд	0.747**	1,0	При вскрытии газонасыщенных пород	Разгазирование раствора
	5050 5100*	5126,5 6657*	Нефть	0,651	0,865	При вскрытии нефтенасыщенных пород	Разгазирование, фонтан
<u>Примечание:</u> *глубины указаны по стволу скважины (MD); **относительная по воздуху плотность газа.							

Таблица 4.12 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, зак- линки, сальни- кообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие огра- ничения на ос- тавление инст- румента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плот- ность г/см ³	водоот- дача см ³ /30м	смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q-K	0	180	Затяжки, посадки	Глинистый	1,07	6	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
T	730	2460	Затяжки, посадки	Соленасыщенный	1,24	5,2	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
P ₂ t/ P ₂ kz/ P ₂ u	2460	3650	Затяжки, посадки	Соленасыщенный	1.40-1.41	4.0-6.4	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
P ₁ k ^{ir}	3650	4670	Затяжки, посадки	Соленасыщенный	1.40-1.41	3	-	да	Прихваты из-за выпучивания солей
P ₁ kg ⁿ	4670	4725	Затяжки, посадки	Соленасыщенный	1.40-1.41	5	-	да	Прихваты из-за осыпания стенок скважины и сужения ствола в отдельных интервалах
C ₁ s	4725	6657	Затяжки, посадки	Соленасыщенный	1,18	4.2-6.0	-	да	Прихваты из-за сужения ствола в отдельных интервалах
<u>Примечание:</u> глубины указаны по стволу скважины (MD).									

Таблица 4.13 - Текучие породы

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал залегания текучих пород, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бу- рового раство- ра, предотвра- щающая тече- ние пород, г/см ³	Условия возникновения ¹
	от	до			
1	2	3	4	5	6
P ₁ k ^{ir}	3650	4670	Соли	1,31	Наличие текучих солей. Несоответствие параметров бурового раствора.
<u>Примечание:</u> глубины указаны по стволу скважины (MD).					

Таблица 4.14 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал залегания пород, м		Вид (название) осложнения желобообразование, пере- гиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
$P_2 t + C_1 s$	2460	6657	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости
<u>Примечание:</u> глубины указаны по стволу скважины (MD).				





4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама, грунтов

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Параметры отбора керна				Параметры отбора шлама			Параметры отбора грунтов		
	Интервал, м		Мини- мальный диаметр, мм	Макси- мальная 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
Q-K	Отбор керна не планируется				0	180	10	Отбор грунтов не планируется		
J					180	580	10			
T					580	2460	10			
P ₂ t/ P ₂ kz/ P ₂ u					2460	3650	10			
P ₁ k ^{ir}					3650	4670	10			
P ₁ k ^{fl}					4670	4725	10			
P ₁ as					4725	4765	3			
C ₁ s					4765	6657	3			
<u>Примечание:</u> отбор шлама ведется во время бурения скважины; глубины указаны по стволу скважины (MD).										

Таблица 4.16 - Геофизические исследования
Стандартная конструкция

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		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Открытый ствол/Open hole									
Рейс 1.1.1: AIT-PEX(TLD-CNL)-HNGS-GR		1900	200	1900					
Рейс 1.1: Наддолотный ГК		интервал каротажа будет подтвержден RGS							
Рейс 1.2.1: MDT-GR		глубины измерения подлежат уточнению							
Рейс 2.1: стандартный каротаж из 4-х методов LWD (6¼" сопротивление, плотностной/нейтронный, ГК, каверномер, акустические инструменты)		5277	4575	5277					
Рейс 3.1: стандартный каротаж из 4-х методов LWD (4¼" сопротивление, плотностной/нейтронный, ГК, каверномер, акустические инструменты)		6657	4575	6657					
Рейс 3.1.1: MAST-QuantaGeo-HNGS-GR		5277	4725	От достигнутой глубины (~60°)					
Рейс 3.2.1: AIT-PEX-GR		5277	4725	От достигнутой глубины (~60°)					
Рейс 3.3.1: CMR-XPT-GR		5277	4725	От достигнутой глубины (~60°)					
Обсаженный ствол/Close hole									
Рейс 2.1.1: MAST (P&S и CBL-VDL режимы)-CCL-GR		1900	0	1900					
MAST (P&S и CBL-VDL режимы)-HNGS-CCL-GR как часть рейса 3.1.1		4725	1900	4725					
затем только MAST (CBL-VDL)-CCL-GR		1900	0	1900					



Продолжение табл. 4.16

Продолжение табл. 4.1б

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пластовое давление и диаграмма наклонотрин:									
Вариант 1									
Открытый ствол/Open hole									
Рейс 4.1.1: XPT-Slim FMI-HNGS-GR		6657	4575	6657					
Вариант 2									
Рейс 3.2: LWD опробователь пластов –GR		глубины измерения будут указаны дополнительно							
Обсаженный ствол/Close hole									
Рейс 5.1.1: IBC(PowerFlex)-CBL-VDL-CCL-GR		5277	0	От достигнутой глубины (~70°)					
Примечания:									
1 интервалы проведения ГИС уточняются по программе КПО б.в.;									
2 глубины указаны по стволу скважины.									



Таблица 4.16 - Геофизические исследования
Облегченная конструкция

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		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
			от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Открытый ствол/Open hole									
Рейс 1.1: Наддолотный ГК		интервал каротажа будет подтвержден RGS							
Рейс 1.1.1: MAST (P&S)-HNGS-GR		2500	600	2500					
Рейс 1.2.1: AIT-PEX (TLD-CNL)-GR		2500	600	2500					
Рейс 2.1: стандартный каротаж из 4-х методов LWD (4¼” сопротивление, плотностной/нейтронный, ГК, каверномер, акустические инструменты)		6657	4725	6657					
Рейс 1.3.1: XPT-GR		глубины измерения подлежат уточнению							
Обсаженный ствол/Close hole									
MAST (P&S и CBL-VDL режимы)-HNGS-CCL-GR как часть рейса 1.1.1		600	0	600					
CNL-GR как часть рейса 1.2.1		600	0	600					
Рейс 2.1.1: MAST (CBL-VDL режим)-CCL-GR		2500	0	2500					
Пластовое давление и диаграмма наклонотрип:									
Вариант 1									
Открытый ствол/Open hole									
Рейс 3.1.1: XPT-Slim FMI-HNGS-GR		6657	4725	6657					
Вариант 2									
Рейс 3.1: LWD опробователь пластов –GR		глубины измерения будут указаны дополнительно							
Рейс 3.1.1: Slim FMI-HNGS-GR		6657	4725	От достигнутой глубины (~60°)					



Продолжение табл. 4.16

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Обсаженный ствол/Close hole									
Рейс 3.2.1: MAST (P&S режим)-HNGS-CNL-CCL-GR		4725	3600	4725					
Рейс 3.3.1: IBC (PowerFlex)-CBL-VDL-CCL-GR		4725	0	4725					
<u>Примечания:</u> 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 стратигра- фического подразде- ления	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	Глубина ни- жней грани- цы объема, м	Количество циклов про- мывки после проработки	интервал, м		Количес- тво 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	6657



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 страти- графиче- ского подраз- деления	Но- мер объ- екта (сни- зу вве- рх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип констру- кции продук- тивного забоя: ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ, ФИЛЬТР, ЦЕМЕНТ, КОЛОННА	Тип установ- ки для испы- тания (освое- ния): ПЕРЕ- ДВИЖНАЯ, СТАЦИО- НАРНАЯ	Пласт фон- тани- рую- щий (ДА, НЕТ)	Коли- чество режи- мов (шту- церов) испы- тания, шт	Диа- метр шту- цев, мм	Последовательный перечень операций вызо- ва притока или освоения нагнетательной сква- жины: смена раствора на воду (РАСТВОР- ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР- НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА-НЕФ- ТЬ), азрация (АЗРАЦИЯ), понижение уровня компрессором (КОМПРЕССОР)	Опорожнение ко- лонны при испы- тании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- маль- ное снижение уровня, м	плот- ность жид- кости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C ₁ s	I	5050	6657*	-	-	Хвостовик с гидравлическими пакерами	Передвижная	да	3	-	1. Снижение уровня азотом; 2. Очистка; 3. Предварительное испытание скважины; 4. Кислотная обработка и ГРП; 5. Полное испытание скважины.	800	1,02
<u>Примечания:</u> Интервалы испытания будут уточняться по результатам ГИС; * - Глубина указана по стволу.													



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

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность перфора- ции, м	Вид перфорации: КУ- МУЛЯТИВНАЯ, ПУ- ЛЕВАЯ, СНАРЯДНАЯ ГИДРОПЕСКО- СТРУЙНАЯ, ГИРО- СТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Коли- чест- во от- верс- тий на 1 м, шт	Количес- тво одно- временно спускае- мых заря- дов, шт	Количес- тво спус- ков перфо- ратора	Предусмо- трен ли спуск пер- форатора на НКТ? (ДА, НЕТ)	Насадки для гидropеско- струйной перфорации	
	Вид: РАСТВОР, НЕФТЬ, ВОДА	Плот- ность, 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

Стандартная конструкция

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	1,12	250	15	~4900*	-	-	-	-	1

Примечание:
* глубина установки пакера уточняется по данным ГИС.

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

Облегченная конструкция

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	1,12	250	15	4525*	-	-	-	-	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; ТЕМ- ПЕРАТУРНЫЙ ПРОГРЕВ КОЛОННЫ (при освоении газового объекта); ВИБРООБРАБОТ- КА ОБЪЕКТА, ЧАСТИЧНОЕ РАЗБУРИВАНИЕ ЦЕМЕНТНОГО МОСТА; и другие допол- нительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Коли- чество	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/см ³		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	0,651	0,865	165,8	-	45	84	-	-	-





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, пол- торы, две и- ли три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (ДА, НЕТ)			
	при мощно- сти до 5м представле- ны пропла- стками	при мощно- сти до 6 м имеют по- дошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм ССНВ для разведочных скважин		вызов при- тока в наг- нетатель- скважине	гидрогазодина- мические иссле- дования в экс- плуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодина- мические исследо- вания	шаблони- рование обсадной колонны
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Нет	Нет	Нет	Нет	Полторы	Нет	Да	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/см ²	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
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
5790ST	Карачаганак	170	559	J	Осыпи, затяжки	Во время бурения наблюдались осыпи и затяжки в интервале 170-559 м. Соленасыщенный ингибированный раствор: $p - 1,25-1,53 \text{ г/см}^3$; $T - 70-85 \text{ с}$; $B - 2,5-3,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
5790ST	Карачаганак	559	1163	T	Осыпи, затяжки	Во время бурения наблюдались осыпи и затяжки в интервале 559-1163 м. Соленасыщенный ингибированный раствор: $p - 1,25-1,53 \text{ г/см}^3$; $T - 70-85 \text{ с}$; $B - 2,5-3,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
5488	Карачаганак	-	745	T	Поглощение	Во время бурения наблюдалось поглощение на глубине 745 м с интенсивностью $3,6 \text{ м}^3/\text{ч}$. Минерализованный ингибированный раствор: $p - 1,24-1,31 \text{ г/см}^3$; $T - 53-57 \text{ с}$; $B - 4,2-5,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
5488	Карачаганак	1688	1956	T	Поглощение	Во время бурения наблюдалось поглощение в интервале 1688-1956 м с интенсивностью $2,4 \text{ м}^3/\text{ч}$. Минерализованный ингибированный раствор: $p - 1,24-1,31 \text{ г/см}^3$; $T - 53-57 \text{ с}$; $B - 4,2-5,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
9809	Карачаганак	885	1907	T	Затяжки, сужение ствола	Затяжки при подъеме на глубине 1740-1710, 1040-930, 1242, 1021, 943, 885-865 м. Сужение ствола скважины в интервалах 965-994, 1028-1051, 1106-1136, 1160-1300, 1590-1710, 1871-1907 м. Соленасыщенный ингибированный раствор: $p - 1,25-1,53 \text{ г/см}^3$; $T - 70-85 \text{ с}$; $B - 2,5-3,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
9805	Карачаганак	2190	2480	P_2t	Осыпи	Осыпи обнаружены при бурении интервала 2190-2234 м, Посадка при контрольном спуске на глубинах: 2190 и 2403 м, Затяжка 17 т на глубине 2110 м, Сужение ствола скважины в интервале 2430-2470 м, Посадки в интервале глубине 2470-2480 м. Затяжка 10 т при подъеме на глубине 2456 м. Соленасыщенный ингибированный раствор: $p - 1,56-1,60 \text{ г/см}^3$; $T - 60-81 \text{ с}$; $B - 1,6-2,4 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
9809	Карачаганак	2704	2764	P_2t	Затяжки	Затяжки при подъеме в интервале 2764-2704 м. Соленасыщенный ингибированный раствор: $p - 1,55 \text{ г/см}^3$; $T - 79-80 \text{ с}$; $B - 2,8-3,5 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$
442	Карачаганак	3820	-	P_1^{ir}	Прихват	Во время спуска обсадной колонны 97/8 - прихват на глубине 3820 м.
9808	Карачаганак	3579	4272	P_1k^{ir}	Посадки, сужение	Посадки на глубине 3579, 3795, 4264 м. Сужение ствола скважины на глубинах: 3795-3817, 4272 м. Соленасыщенный ингибированный раствор: $p - 1,55 \text{ г/см}^3$; $T - 65-69 \text{ с}$; $B - 1,6-2,1 \text{ см}^3/30 \text{ мин.}$

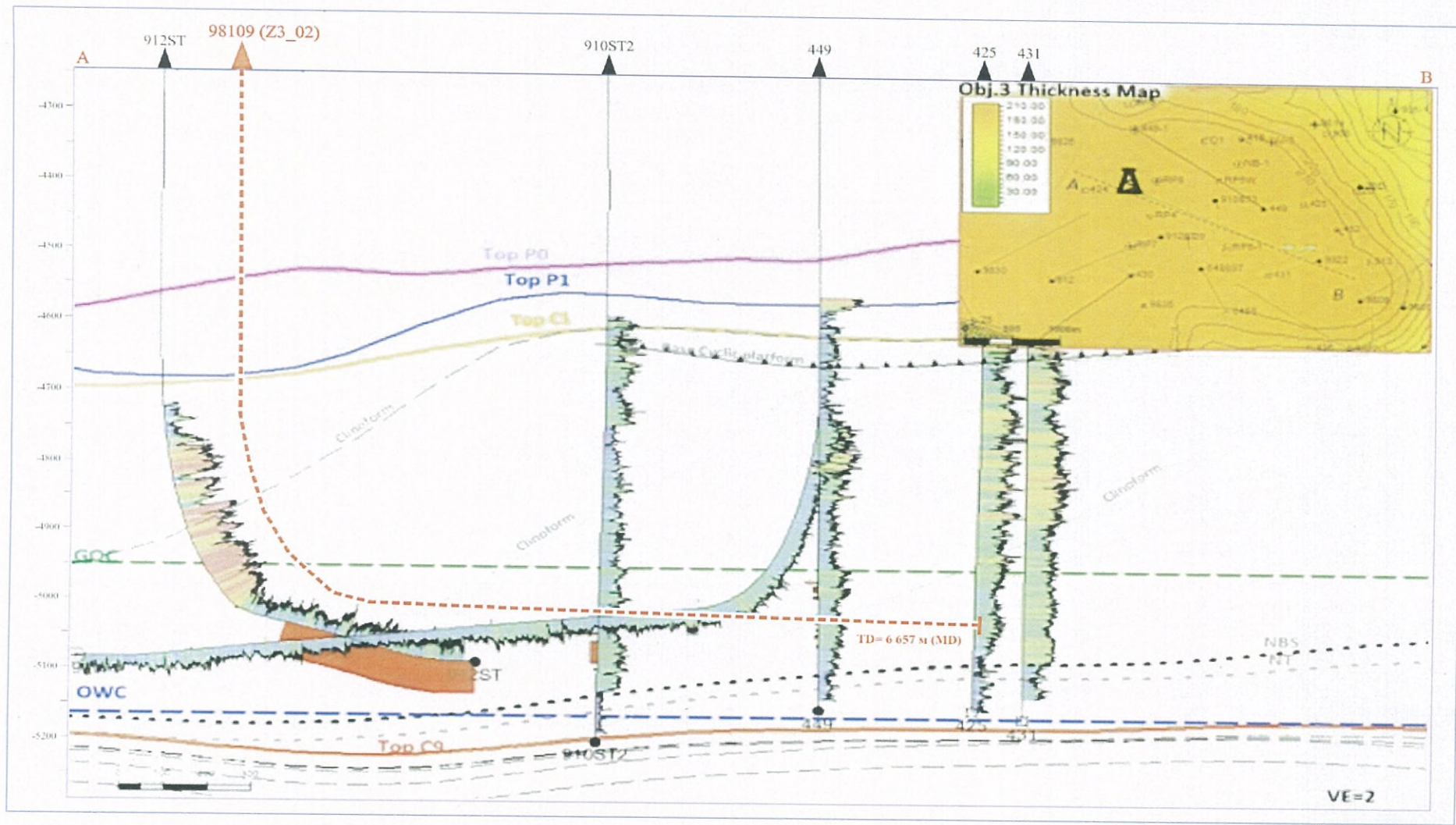


Рисунок 4.1 - Профиль скважины

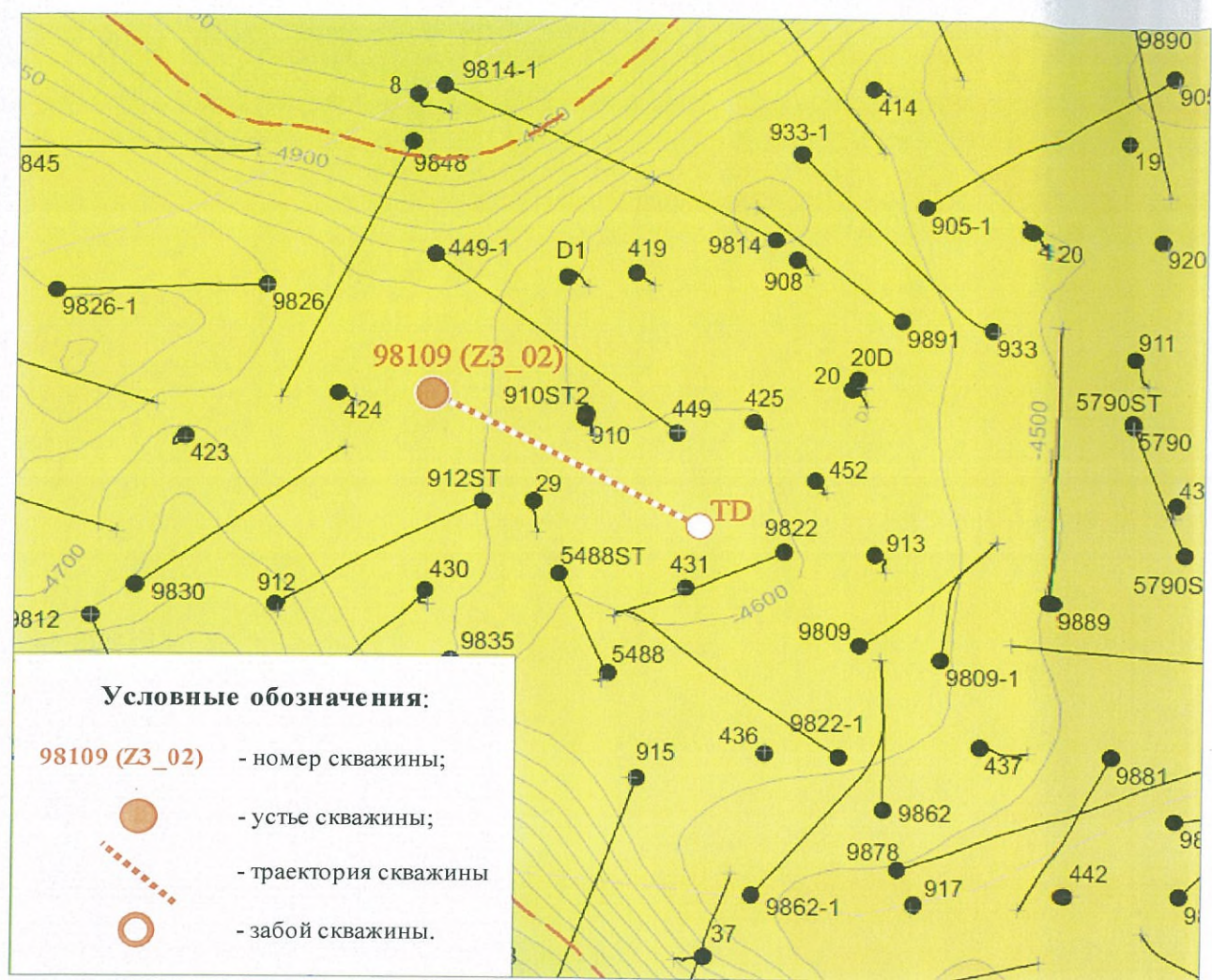


Рисунок 4.2 - Структурная карта по кровле S_1

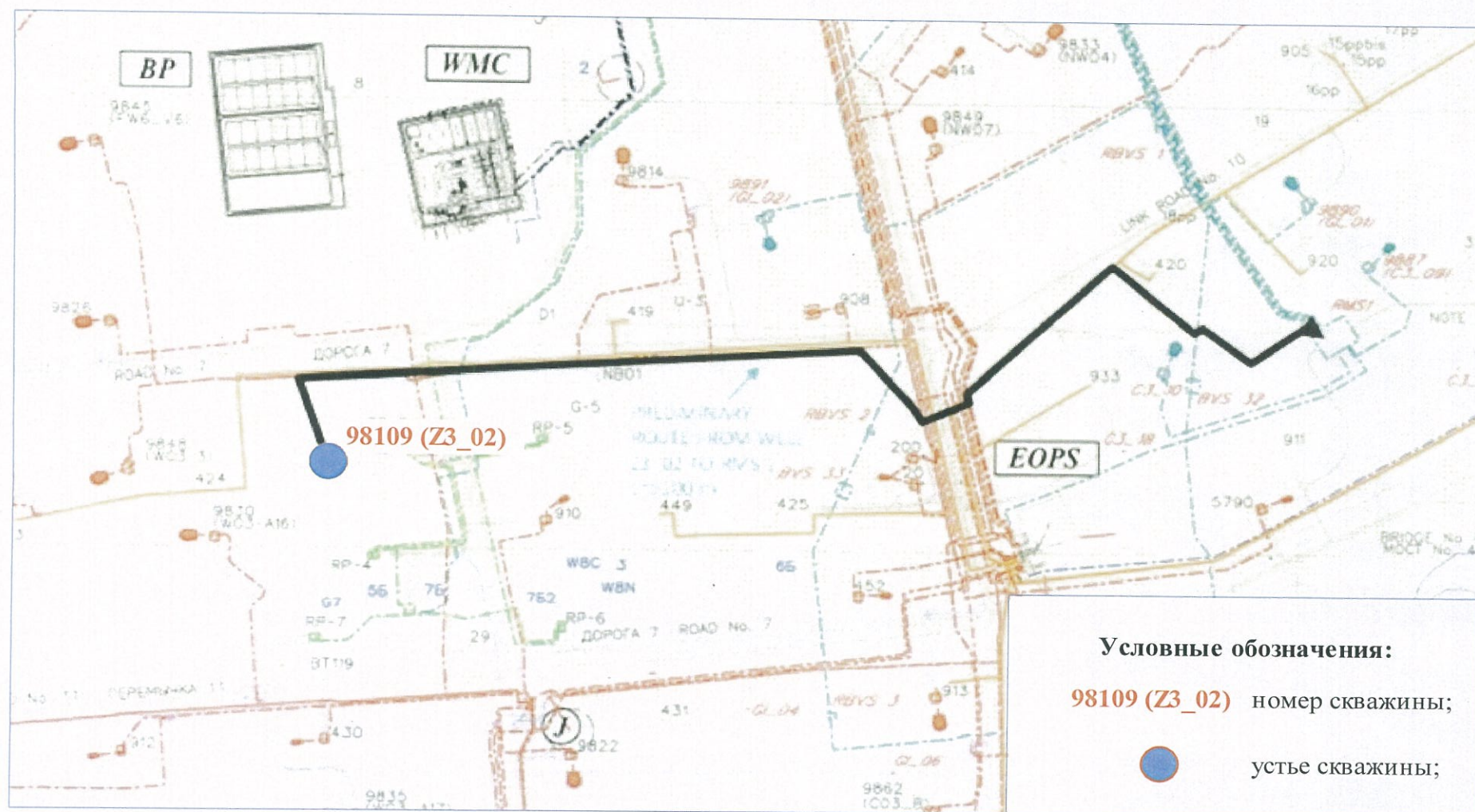


Рисунок 4.3 - Ситуационный план

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции произведен в соответствии с действующими на территории РК нормами и правилами [7, 18], с учетом опыта ранее пробуренных скважин.

Индивидуальный технический проект содержит два варианта конструкции скважины (стандартная и облегченная), чтобы обеспечить возможность выбора наиболее подходящей перед началом бурения.

В стандартной конструкции скважины спуск изолирующей надставки не планируется, зона риска смятия колонны будет изолирована толстостенной колонной 273,05 мм (10³/₄"). Толстостенный хвостовик Ø 193,7 мм (7⁵/₈") будет установлен в интервале Иреньских отложений в облегченной конструкции скважины.

По результатам бурения и ГИС допускается:

- вариант спуска одного цельного хвостовика вместо спуска 7 дюймового хвостовика и 7 дюймового хвостовика-надставки (опционного) будет рассмотрен во время проведения операции на скважине, в случае присутствия интервалов мобильных соляных отложений и, как следствие, высоких рисков смятия ОК
- применение хвостовика Ø 177,8 мм (7") для интервала Филипповского горизонта в качестве опционального варианта замены хвостовика Ø 193,7 мм (7⁵/₈") в облегченной конструкции скважины.
- использование комбинированной эксплуатационной колонны 244,5 мм (9 5/8") 53.5 фунт/фут, маркой стали T95-1 x 250,8 мм (9 7/8") 62.8 фунт/фут, маркой стали T95- 1 и 273,05 мм (10 3/4") в качестве возможного варианта спуска вместо эксплуатационной комбинированной колонны 273,05 мм (10 3/4")

Проектная конструкция скважины корректируется по уточненному проектному горно-геологическому разрезу, условиям бурения скважины и расчётам.

Ожидаемые осложнения при бурении проектной скважины:

- Поглощение бурового раствора в интервалах 580 – 2000 м, 2460 – 2680 м, 4765 – 4775 м, с градиентами поглощения, до и после изоляционных работ 0,131 и 0,181 кгс/см²/м, 0,140 и 0,189 кгс/см²/м, 0,118 и 0,195 кгс/см²/м соответственно.
- В интервале 3650 - 4670 м прогнозируется вскрытие пластичных текучих солевых пород.
- В интервалах 4725 – 5050 м ожидается вскрытие газонасыщенных пород.
- В интервалах 5050 – 5127 м ожидается вскрытие нефтеносных пород.

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



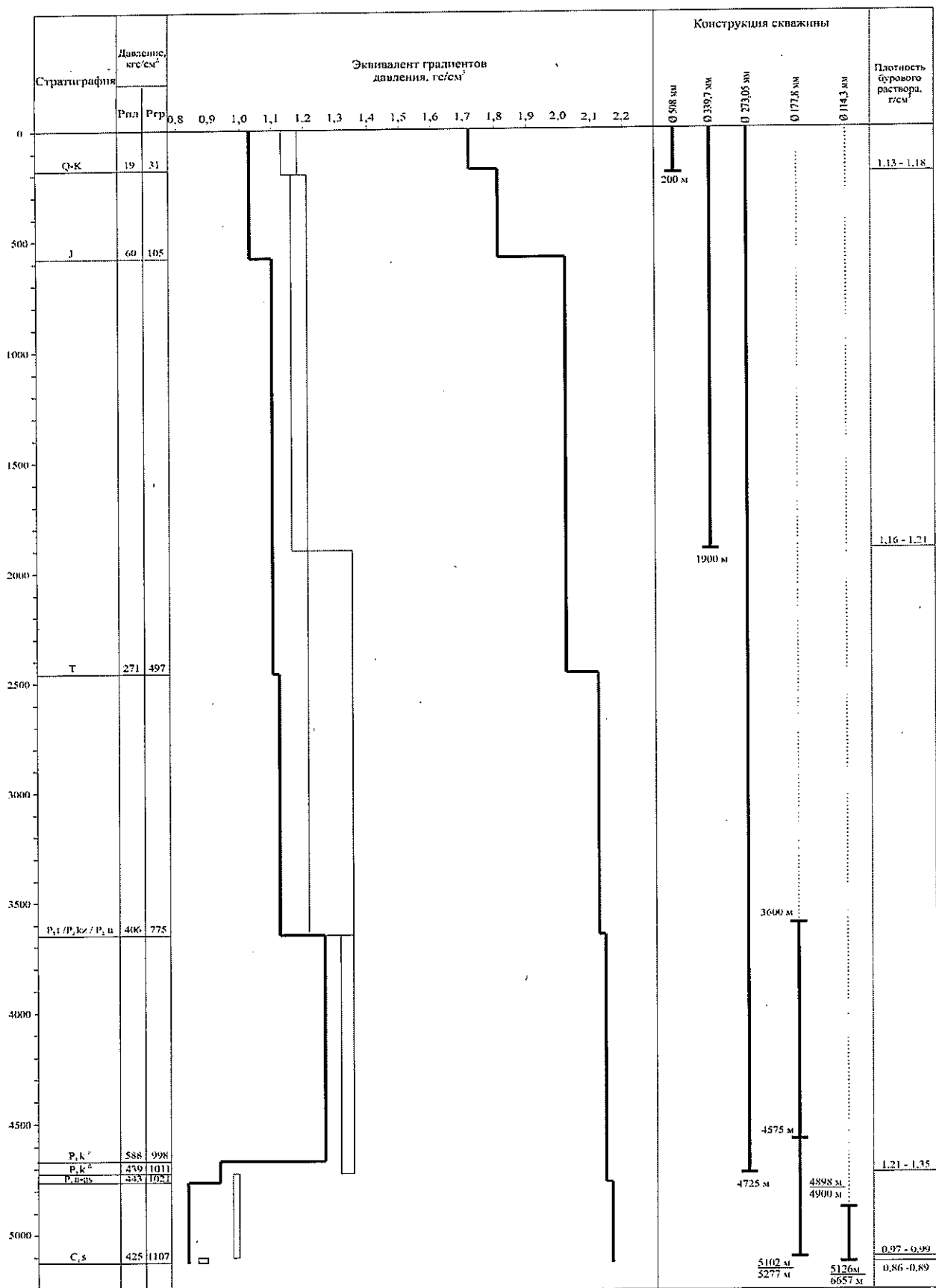


Рисунок 5.1_1- Совмещенный график давлений (стандартная конструкция)



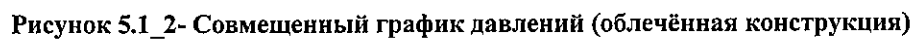




Таблица 5.1 - Характеристика и устройство шахтового направления

Характеристика трубы						Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направление
Наружный диаметр, мм.	Длина, м.	Марка (группа) прочности материала	Толщина стен- ки, мм.	Масса, т.	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготов- ление	
1	2	3	4	5	6	7
762	10	X52	12,7	2,30	5GR	Бурится, крепится, цементируется
Примечание - По решению заказчика возможно бурение долотом 914 мм легкой мобильной установкой.						



Таблица 5.2_1 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн. (стандартная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Интервал по стволу скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	Количество секций, шт	Номер секции в порядке спуска	Интервал установки секций, м		Необходимость спуска колонны
		верх	низ					верх	низ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	0	200	660,4	0	1	1	0	50	Перекрытие верхних неустойчивых и поглощающих отложений. Монтаж дивертора для безопасного вскрытия возможного техногенного газа при бурении под I промежуточную колонну
2	Промежуточная колонна	0	1900	406,4/444,5	0	1	1	0	250	Перекрытие верхних неустойчивых и поглощающих отложений.
3	Эксплуатационная	0	4725	311,1/342,9	0	1	1	0	4725	Перекрытие зоны с несовместимыми условиями бурения. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия продуктивной толщи.
4	Эксплуатационная (хвостовик)	4575	5277	215,9	4575	1	1	4575	5277	Повышение надежности скважины.
5	Эксплуатационная колонна (опциональная) (изолирующая надставка)	3600	4575		3600	1	1	3600	4575	Применение опционально
6	Колонна ПО	4900	6657	152,4	-	-	-	4900	6657	Проведение ГРП. Эксплуатация скважины
Примечания										
1 Глубины спуска обсадных колонн и бурения открытого ствола уточняются по результатам ГИС.										
2 Спуск изолирующей надставки Ø 177,8 мм будет обусловлен наличием возможных осложнений при бурении данного интервала										



Таблица 5.2_2 - Глубина спуска и характеристика обсадных колонн. (облечённая конструкция)

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	низ					верх	низ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	0	100	660,4	0	1	1	0	100	Перекрытие верхних неустойчивых и поглощающих отложений. Монтаж дивертора для безопасного вскрытия возможного техногенного газа при бурении под I промежуточную колонну
2	Промежуточная	0	600	374,7 (расширение до 444,5 мм)	0	1	1	0	600	Перекрытие неустойчивых пород в юрских и триасовых отложениях. Повышение надежности скважины. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия солевых и филипповских отложений.
3	Эксплуатационная	0	2500	311,1 (расширение до 330,2 мм)	0	1	1	0	2500	Перекрытие зоны с несовместимыми условиями бурения. Монтаж ПВО для безопасного вскрытия продуктивной толщи.
4	Эксплуатационная (хвостовик)	2300	4725	241,3 или 215.9/ 241.3 или 215.9/ 250,8	2300	1	1	2300	4725	Перекрытие зоны текучих солей. Башмак колонны устанавливается в подошву филипповских отложений.
5	Колонна ПО	4525	6657	152,4	-	1	1	4525	6657	Проведение ГРП. Эксплуатация скважины
Примечания 1 Глубина спуска 339,7 мм промежуточной колонны принята на основании имеющегося в настоящее время опыта бурения и крепления скважин, пробуренных в последние годы, с учётом перекрытия интервалов с наиболее интенсивными осложнениями. 2 Глубины спуска обсадных колонн и бурения открытого ствола уточняются по результатам ГИС.										



Таблица 5.3_1 - Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн. (стандартная конструкция)

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	Количество типов соединений, шт	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части				
					верх	низ			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	508	0	200	11,13	1	1	Резьба АНИ	533,4	0	200
2	1	1	1	339,7	0	1900	12,19	1	1	Резьба АНИ	431,8	0	1900
3	1	3	1	273,05	4525	4725	26,67	1	1	Premium	296,01	4525	4725
	2		2	273,05	3500	4525	23,42	1	1	Premium	296,01	3500	4525
	3		3	273,05	0	3500	15,88	1	1	Premium	296,01	0	3500
4	1	1	1	177,8	4575	5277	11,51	1	1	Premium	196,39	4575	5277
5	1	1	1	177,8	3600	4575	11,51	1	1	Premium	196,39	3600	4575
6	1	1	1	114,3	4900	6657	8,56	1	1	Premium	128,19	4900	6657
Примечания													
1 Глубины спуска обсадных колонн уточняются по фактическим кровлям стратиграфических разрезов и по результатам геофизических исследований.													
2 Допускается применение обсадных труб с другими соединениями с аналогичной характеристикой.													
3 Допускается использование комбинированной эксплуатационной колонны 244,5 мм (9 5/8") 53.5 фунт/фут, маркой стали Т95-1 x 250,8 мм (9 7/8") 62.8 фунт/фут, маркой стали Т95- 1 и 273,05 мм (10 3/4") в качестве возможного варианта спуска вместо эксплуатационной комбинированной колонны 273.05 мм (10 3/4")													



Таблица 5.3_2 - Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн. (облечённая конструкция)

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	Количество типов соединений, шт	Соединение обсадных труб в каждой одноразмерной части				
					верх	низ			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	508	0	100	11,13	1	1	Резьба АНИ	533,4	0	100
2	1	1	1	339,7	0	600	9,65	1	1	Резьба АНИ	365,1	0	600
3	1	1	1	273,05	0	2500	15,11	1	1	Premium	296,01	0	2500
4	1	1	1	193,7	3600	4725	19,05	1	1	Premium	199,39	3600	4725
	1	1	2	177,8	2300	3600	11,51	1	1	Premium	196,39	2300	3600
5	1	1	1	114,3	3550	6160	8,56	1	1	Premium	128,19	3550	6160
Примечания 1 Глубины спуска обсадных колонн уточняются по фактическим кровлям стратиграфических разрезов и по результатам геофизических исследований. 2 Допускается применение обсадных труб с другими соединениями с аналогичной характеристикой. 3 В качестве типа соединения "Premium" возможно использование высокогерметичных фирменных резьбовых соединений в том числе с узлом соединения типа "металл-металл"													

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

№№ п/п	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	До начала бурения скважин производить дополнительное обучение буровой бригады по методам раннего обнаружения и ликвидации НГП и проверку их знаний. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровым предприятием.	Предупреждение и борьба с НГП.
2	Монтаж средств контроля за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП.
3	Монтаж диверторной установки на кондукторе.	Предупреждение гидроразрыва пород под башмаком кондуктора.
4	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины	Предупреждение открытых нефтегазовых фонтанов.
5	Ограничение притока пластового флюида. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1,5 м ³ ; - при СПО - 1,0 м ³ .	Раннее обнаружение НГП.
6	В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме буровой колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
7	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск буровой колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разрушения обсадных колонн при ликвидации НГП.
8	В процессе бурения строго соблюдать требования ПСТ РК 27-2044 "Требования по предупреждению нефтегазоводопроявлений, оторванных газовых и нефтяных фонтанов"	Обеспечение безопасности успешности работ.
9	С учетом геологических условий бурения проектных скважин принят буровой раствор на углеводородной основе, (запасной вариант - солесыщенный ингибированный буровой раствор).	Предупреждение текучести солей и снижение кавернозности.
10	На буровой необходимо иметь запас кислоторастворимых наполнителей на случай возможных поглощений.	Ликвидация поглощений.
11	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсадных труб от истирания.
12	Через 40-50 рейсов буровой колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса п.90 [18].	Предупреждение аварий с обсадными колоннами.
13	Обеспечить жесткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 3-4 раза в сутки, кроме того, плотность через 10-15 минут (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.
14	При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП.



Продление таблицы 5.4

1	2	3
15	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП.
16	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГВП.
18	Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования промежуточной и эксплуатационной колонны.	Предупреждение и борьба с НГВП.





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

Интервал		Допустимая гидродинамическая составля- ющая репрессии на границах интервала, кгс/см ²		Допустимая гидродинамическая составля- ющая депрессии на границах интервала, кгс/см ²	
верх	низ	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений				Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
580	2000	8	20		
2460	2680	47	51		
4765	4775	91	91		
По условию предупреждения гидроразрыва					
580	2000	37	120		
2460	2680	167	182		
4765	4775	457	458		
Примечание					
1 На случай возникновения поглощений на буровой иметь запас кислоторастворимых наполнителей					

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемая скважина - горизонтальная.

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 300 м.





Таблица 6.1 - Входные данные по профилю наклонно-направленной скважины

Интервал установки погружных насосов по вертикали, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки погружных насосов		Зенитный угол, град		
				Максимально-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		5,45	88	90

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	0,30	0,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	130,00	0,00
0,30	4787,00	4786,70	0,00	0,00	0,00	0,00	4787,00	4787,00	118,71	0,00
4787,00	4800,00	13,00	0,00	2,36	0,27	0,27	13,00	4800,00	118,71	5,45
4800,00	4829,87	29,87	2,36	7,81	2,66	2,93	30,00	4830,00	118,71	5,45
4829,87	4859,35	29,48	7,81	13,26	5,48	8,41	30,00	4860,00	118,71	5,45
4859,35	4888,18	28,83	13,26	18,71	8,26	16,67	30,00	4890,00	118,71	5,45
4888,18	4916,09	27,91	18,71	24,16	10,96	27,63	30,00	4920,00	118,71	5,45
4916,09	4942,84	26,75	24,16	29,61	13,56	41,19	30,00	4950,00	118,71	5,45
4942,84	4968,18	25,34	29,61	35,06	16,04	57,23	30,00	4980,00	118,71	5,45
4968,18	4991,88	23,70	35,06	40,50	18,37	75,60	30,00	5010,00	118,71	5,44
4991,88	5013,73	21,85	40,50	45,95	20,54	96,14	30,00	5040,00	118,71	5,45
5013,73	5033,54	19,81	45,95	51,40	22,52	118,66	30,00	5070,00	118,71	5,45
5033,54	5051,11	17,57	51,40	56,85	24,30	142,96	30,00	5100,00	118,71	5,45
5051,11	5066,30	15,19	56,85	62,30	25,86	168,82	30,00	5130,00	118,71	5,45
5066,30	5078,96	12,66	62,30	67,75	27,18	196,00	30,00	5160,00	118,71	5,45
5078,96	5088,98	10,02	67,75	73,20	28,27	224,27	30,00	5190,00	118,71	5,45
5088,98	5096,27	7,29	73,20	78,65	29,08	253,35	30,00	5220,00	118,71	5,45
5096,27	5100,77	4,50	78,65	84,10	29,65	283,00	30,00	5250,00	118,71	5,45
5100,77	5102,40	1,63	84,10	89,00	26,95	309,95	27,00	5277,00	118,71	5,44
5102,40	5102,45	0,05	89,00	89,00	3,00	312,95	3,00	5280,00	118,71	0,00
5102,45	5102,97	0,52	89,00	89,00	29,99	342,94	30,00	5310,00	118,71	0,00
5102,97	5103,50	0,53	89,00	89,00	30,00	372,94	30,00	5340,00	118,71	0,00
5103,50	5104,02	0,52	89,00	89,00	29,99	402,93	30,00	5370,00	118,71	0,00
5104,02	5104,54	0,52	89,00	89,00	30,00	432,93	30,00	5400,00	118,71	0,00
5104,54	5105,07	0,53	89,00	89,00	29,99	462,92	30,00	5430,00	118,71	0,00
5105,07	5105,59	0,52	89,00	89,00	30,00	492,92	30,00	5460,00	118,71	0,00
5105,59	5106,11	0,52	89,00	89,00	29,99	522,91	30,00	5490,00	118,71	0,00
5106,11	5106,64	0,53	89,00	89,00	30,00	552,91	30,00	5520,00	118,71	0,00
5106,64	5107,16	0,52	89,00	89,00	30,00	582,91	30,00	5550,00	118,71	0,00
5107,16	5107,68	0,52	89,00	89,00	29,99	612,90	30,00	5580,00	118,71	0,00
5107,68	5108,21	0,53	89,00	89,00	30,00	642,90	30,00	5610,00	118,71	0,00
5108,21	5108,73	0,52	89,00	89,00	29,99	672,89	30,00	5640,00	118,71	0,00
5108,73	5109,25	0,52	89,00	89,00	30,00	702,89	30,00	5670,00	118,71	0,00
5109,25	5109,78	0,53	89,00	89,00	29,99	732,88	30,00	5700,00	118,71	0,00
5109,78	5110,30	0,52	89,00	89,00	30,00	762,88	30,00	5730,00	118,71	0,00
5110,30	5110,83	0,53	89,00	89,00	29,99	792,87	30,00	5760,00	118,71	0,00
5110,83	5111,35	0,52	89,00	89,00	30,00	822,87	30,00	5790,00	118,71	0,00
5111,35	5111,87	0,52	89,00	89,00	29,99	852,86	30,00	5820,00	118,71	0,00
5111,87	5112,40	0,53	89,00	89,00	30,00	882,86	30,00	5850,00	118,71	0,00
5112,40	5112,92	0,52	89,00	89,00	30,00	912,86	30,00	5880,00	118,71	0,00
5112,92	5113,44	0,52	89,00	89,00	29,99	942,85	30,00	5910,00	118,71	0,00
5113,44	5113,97	0,53	89,00	89,00	30,00	972,85	30,00	5940,00	118,71	0,00
5113,97	5114,49	0,52	89,00	89,00	29,99	1002,84	30,00	5970,00	118,71	0,00
5114,49	5115,01	0,52	89,00	89,00	30,00	1032,84	30,00	6000,00	118,71	0,00
5115,01	5115,54	0,53	89,00	89,00	29,99	1062,83	30,00	6030,00	118,71	0,00
5115,54	5116,06	0,52	89,00	89,00	30,00	1092,83	30,00	6060,00	118,71	0,00
5116,06	5116,58	0,52	89,00	89,00	29,99	1122,82	30,00	6090,00	118,71	0,00
5116,58	5117,11	0,53	89,00	89,00	30,00	1152,82	30,00	6120,00	118,71	0,00
5117,11	5117,63	0,52	89,00	89,00	29,99	1182,81	30,00	6150,00	118,71	0,00
5117,63	5118,16	0,53	89,00	89,00	30,00	1212,81	30,00	6180,00	118,71	0,00
5118,16	5118,68	0,52	89,00	89,00	30,00	1242,81	30,00	6210,00	118,71	0,00
5118,68	5119,20	0,52	89,00	89,00	29,99	1272,80	30,00	6240,00	118,71	0,00
5119,20	5119,73	0,53	89,00	89,00	30,00	1302,80	30,00	6270,00	118,71	0,00
5119,73	5120,25	0,52	89,00	89,00	29,99	1332,79	30,00	6300,00	118,71	0,00



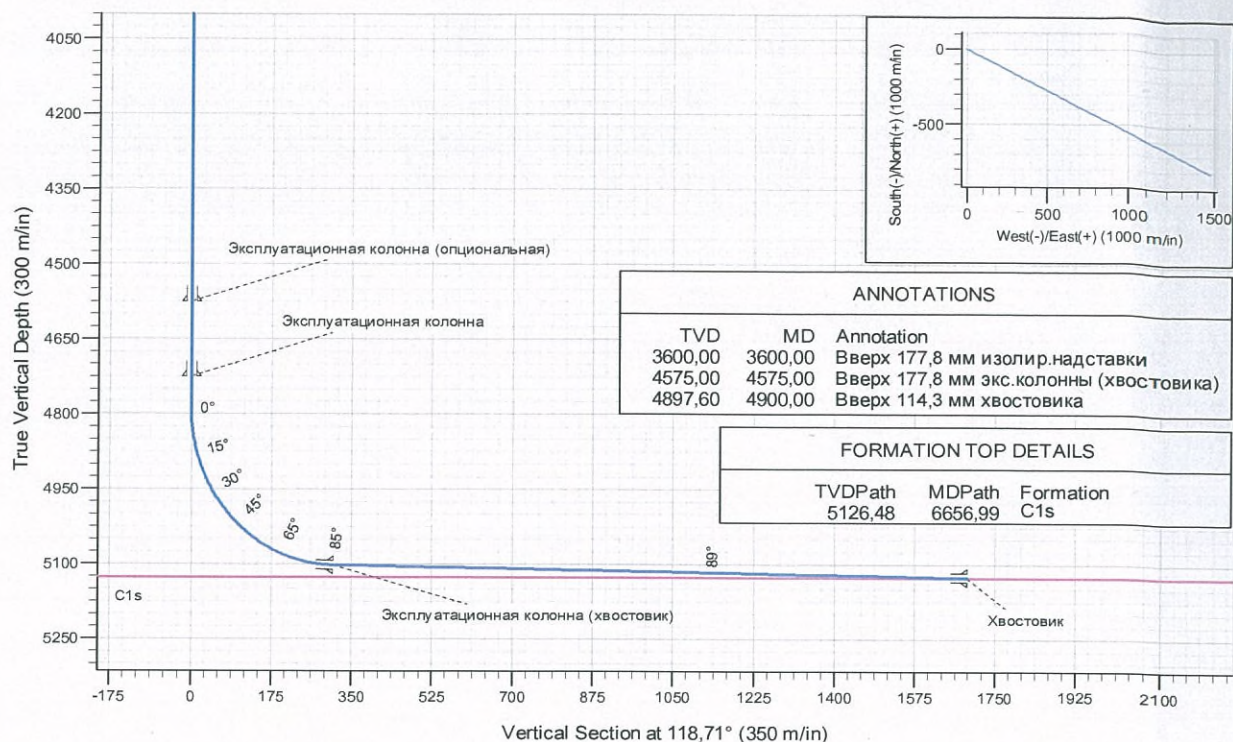
продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5120,25	5120,77	0,52	89,00	89,00	30,00	1362,79	30,00	6330,00	118,71	0,00
5120,77	5121,30	0,53	89,00	89,00	29,99	1392,78	30,00	6360,00	118,71	0,00
5121,30	5121,82	0,52	89,00	89,00	30,00	1422,78	30,00	6390,00	118,71	0,00
5121,82	5122,87	1,05	89,00	89,00	59,99	1482,77	60,00	6450,00	118,71	0,00
5122,87	5123,39	0,52	89,00	89,00	29,99	1512,76	30,00	6480,00	118,71	0,00
5123,39	5123,91	0,52	89,00	89,00	30,00	1542,76	30,00	6510,00	118,71	0,00
5123,91	5124,44	0,53	89,00	89,00	29,99	1572,75	30,00	6540,00	118,71	0,00
5124,44	5124,96	0,52	89,00	89,00	30,00	1602,75	30,00	6570,00	118,71	0,00
5124,96	5125,49	0,53	89,00	89,00	30,00	1632,75	30,00	6600,00	118,71	0,00
5125,49	5126,01	0,52	89,00	89,00	29,99	1662,74	30,00	6630,00	118,71	0,00
5126,01	5126,48	0,47	89,00	89,00	27,00	1689,74	27,00	6657,00	118,71	0,00
Примечание - Радиус искривления скважины 315,4 м при интенсивности искривления 5,45 град/30 м.										



Project: Карачаганак

Well: 98109



КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ / CASING DETAILS

TVD	MD	Name	Size
10,00	10,00	Направление	762,00
200,00	200,00	Кондуктор	508,00
1900,00	1900,00	Промежуточная колонна	339,73
4725,00	4725,00	Эксплуатационная колонна	273,05
5102,40	5277,00	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	177,80
4575,00	4575,00	Эксплуатационная колонна (опциональная)/ изолирующая надставка	177,80
5126,48	6657,00	Хвостовик	114,30

ПРОФИЛЬ / SECTION DETAILS

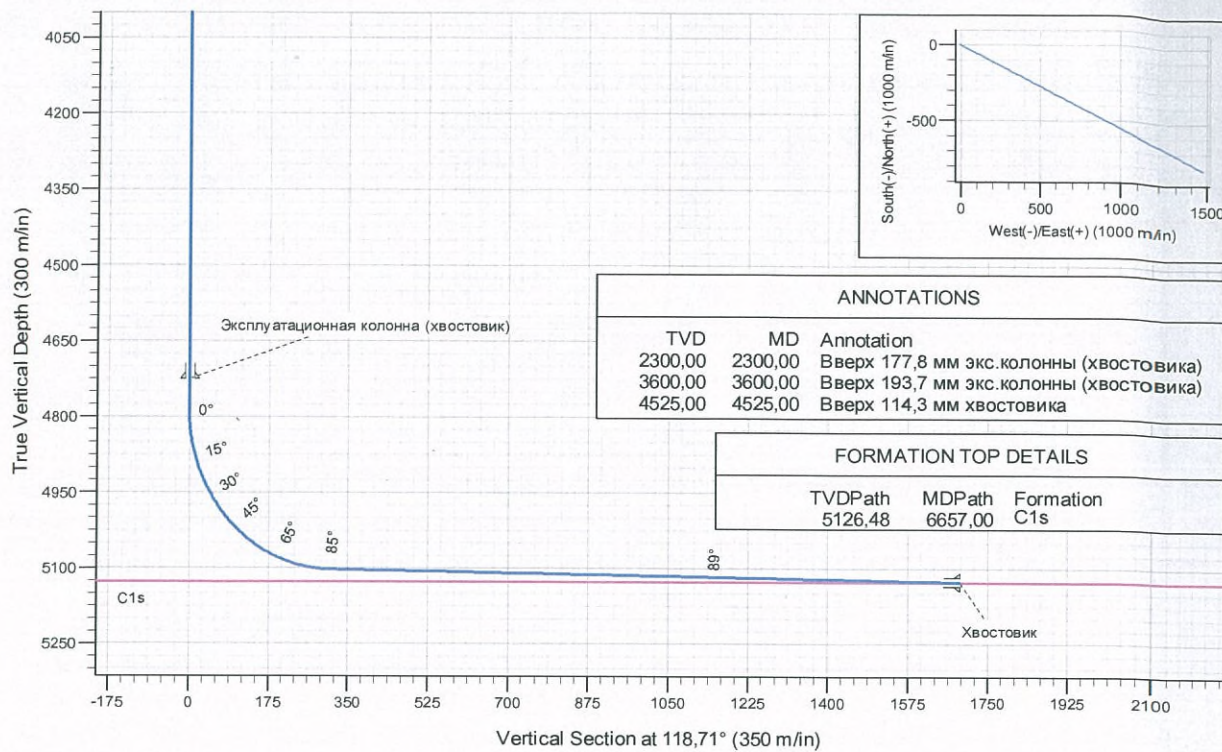
Sec	MD	Inc	Azi	TVD	+N/-S	+E/-W	DLeg	TFace	VSec
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,000	0,00	0,00
2	4787,00	0,00	118,71	4787,00	0,00	0,00	0,000	118,71	0,00
3	4830,00	7,81	118,71	4829,87	-1,41	2,57	5,449	118,71	2,93
4	4860,00	13,26	118,71	4859,35	-4,04	7,38	5,450	0,00	8,41
5	4890,00	18,71	118,71	4888,18	-8,01	14,62	5,450	0,00	16,67
6	4920,00	24,16	118,71	4916,09	-13,27	24,23	5,450	0,00	27,63
7	4950,00	29,61	118,71	4942,84	-19,79	36,12	5,450	0,00	41,19
8	4980,00	35,06	118,71	4968,18	-27,49	50,19	5,450	0,00	57,23
9	5010,00	40,50	118,71	4991,88	-36,32	66,31	5,440	0,00	75,60
10	5040,00	45,95	118,71	5013,73	-46,18	84,32	5,450	0,00	96,14
11	5070,00	51,40	118,71	5033,54	-57,00	104,07	5,450	0,00	118,66
12	5100,00	56,85	118,71	5051,11	-68,67	125,38	5,450	0,00	142,96
13	5130,00	62,30	118,71	5066,30	-81,10	148,06	5,450	0,00	168,82
14	5160,00	67,75	118,71	5078,96	-94,15	171,91	5,450	0,00	196,00
15	5190,00	73,20	118,71	5088,98	-107,73	196,70	5,450	0,00	224,27
16	5220,00	78,65	118,71	5096,27	-121,71	222,21	5,450	0,00	253,35
17	5250,00	84,10	118,71	5100,77	-135,95	248,21	5,450	0,00	283,00
18	5277,00	89,00	118,71	5102,40	-148,89	271,84	5,444	0,00	309,95
19	6657,00	89,00	118,71	5126,48	-811,71	1482,00	0,000	0,00	1689,74

Рисунок 6.1 - Профиль ствола скважины



Project: Карачаганак

Well: 98109 облегченная конструкция



КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ / CASING DETAILS

TVD	MD	Name	Size
10,00	10,00	Направление	762,00
100,00	100,00	Кондуктор	508,00
600,00	600,00	Промежуточная колонна	339,73
2500,00	2500,00	Эксплуатационная колонна	273,05
3600,00	3600,00	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	177,80
4725,00	4725,00	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	193,70
5126,48	6657,00	Хвостовик	114,30

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	4787,00	0,00	118,71	4787,00	0,00	0,00	0,000	118,71	0,00
3	4830,00	7,81	118,71	4829,87	-1,41	2,57	5,449	118,71	2,93
4	4860,00	13,26	118,71	4859,35	-4,04	7,38	5,450	0,00	8,41
5	4890,00	18,71	118,71	4888,18	-8,01	14,62	5,450	0,00	16,67
6	4920,00	24,16	118,71	4916,09	-13,27	24,23	5,450	0,00	27,63
7	4950,00	29,61	118,71	4942,84	-19,79	36,12	5,450	0,00	41,19
8	4980,00	35,06	118,71	4968,18	-27,49	50,19	5,450	0,00	57,23
9	5010,00	40,50	118,71	4991,88	-36,32	66,31	5,440	0,00	75,60
10	5040,00	45,95	118,71	5013,73	-46,18	84,32	5,450	0,00	96,14
11	5070,00	51,40	118,71	5033,54	-57,00	104,07	5,450	0,00	118,66
12	5100,00	56,85	118,71	5051,11	-68,67	125,38	5,450	0,00	142,96
13	5130,00	62,30	118,71	5066,30	-81,10	148,06	5,450	0,00	168,82
14	5160,00	67,75	118,71	5078,96	-94,15	171,91	5,450	0,00	196,00
15	5190,00	73,20	118,71	5088,98	-107,73	196,70	5,450	0,00	224,27
16	5220,00	78,65	118,71	5096,27	-121,71	222,21	5,450	0,00	253,35
17	5250,00	84,10	118,71	5100,77	-135,95	248,21	5,450	0,00	283,00
18	5277,00	89,00	118,71	5102,40	-148,89	271,84	5,444	0,00	309,95
19	6657,00	89,00	118,71	5126,48	-811,71	1482,00	0,000	0,00	1689,74

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 горизонтальной добывающей скважины № 98109 (Z3_02) на месторождении Карачаганак.

7.1.1 Основные проблемы при бурении скважины

Основными проблемами при бурении горизонтальной добывающей скважины являются:

- осложнения, связанные с целостностью ствола скважины, возникающие за счет набухания и диспергирования глин и набухания аргиллитов разреза, содержание которых в надсолевых отложениях до 60%;
- поглощение бурового раствора;
- текучесть солей иренского горизонта;
- осыпи;
- прихватоопасность;
- искривление ствола скважины;
- нефтегазопроявления, с содержанием в газе H_2S до 4,85 % и CO_2 до 6,93 %.

Решения:

- для предупреждения осложнений, связанных с целостностью ствола скважины, предусмотрены два типа бурового раствора:

вариант I – раствор на углеводородной основе;

вариант II – ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

- В случае возникновения поглощений в надпродуктивной толще вводить комбинированные наполнители (комбинация гранул и хлопьев), в продуктивных пластах необходимо в раствор вводить кислоторастворимые наполнители, в случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);

- 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 ;
- для предупреждения течения солей необходимо использовать растворы на углеводородной основе, либо соленасыщенный NaCl ингибированный полимерный буровой раствор;

При температуре бурового раствора, обработанного химическими реагентами, на устье и в отстойниках выше $40^{\circ}C$ необходимо принимать специальные меры защиты: охлаждение бурового раствора путем перемешивания, закрытие люков отстойников крышками, проводить специнструктаж работающих.

7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора

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

$$\rho_{б.р.} = 1,0 \times K_{н.д.} \times K_{пр.ср.},$$

где $K_{н.д.}$ — наибольший градиент пластового давления в интервале (табл. 4.8, геологической части проекта);

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

Стандартная конструкция

Интервал 0-200 м

$$0-200 \text{ м } \rho_{б.р.} = 1,0 \times 0,103 \times (1,10 \div 1,15) = 1,13 \div 1,18 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 1,13-1,18 г/см³. Для расчетов принимаем плотность 1,18 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей. При увеличении интенсивности поглощений вводить пакки LCM.



Интервал 200-1900 м:

$$200-1200 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,105 \times (1,10 \div 1,15) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

$$1200-1900 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,108 \times (1,05 \div 1,10) = 1,13 \div 1,19 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,16-1,21 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,21 г/см³.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей. При увеличении интенсивности поглощений вводить пакки LCM.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,60 г/см³.

Интервал 1900-4725 м:

$$1900-2500 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,110 \times (1,05 \div 1,10) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

$$2500-4725 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,126 \times (1,04 \div 1,07) = 1,31 \div 1,35 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,21-1,35 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,35 г/см³ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

Бурение начинать буровым раствором плотностью 1,21 г/см³, с последующим ступенчатым утяжелением до плотности 1,31-1,35 г/см³, с целью предупреждения течения солей и осыпей стенок скважины.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,80 г/см³.

Интервал 4725-5277 м:

$$4725-5277 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,093 \times (1,04 \div 1,07) = 0,97 \div 0,99 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 0,97-0,99 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 0,99 г/см³ (вариант I).

В случае использования бурового раствора на водной основе (вариант II) бурение производить на буровом растворе плотностью 1,01 г/см³.



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 пакки LCM.

Интервал 5277-6657 м

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,083 \times (1,04 \div 1,07) = 0,86 \div 0,89 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 0,86-0,89 г/см³.

Учитывая опыт бурения скважин на месторождении Карачаганак, а также принимая во внимание протяженность горизонтального участка ствола, бурение данного интервала производить с использованием бурового раствора, плотность 0,95 г/см³ (вариант I).

В случае использования бурового раствора на водной основе (вариант II) бурение производить на буровом растворе плотностью 1,01 г/см³.

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 пакки LCM.

Облегченная конструкция

Интервал 0-100 м

$$0-100 \text{ м } \rho_{б.р.} = 10 \times 0,103 \times (1,10 \div 1,15) = 1,13 \div 1,18 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 1,13-1,18 г/см³. Для расчетов принимаем плотность 1,18 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей. При увеличении интенсивности поглощений вводить пакки LCM.



Интервал 100-600 м

$$100-600 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,103 \times (1,10 \div 1,15) = 1,13 \div 1,18 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала можно производить буровым раствором плотностью 1,13-1,18 г/см³. Для расчетов принимаем плотность 1,18 г/см³, с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,60 г/см³.

Интервал 600-2500 м:

$$600-1200 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,105 \times (1,10 \div 1,15) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

$$1200-2500 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,110 \times (1,05 \div 1,10) = 1,16 \div 1,21 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,16-1,21 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,21 г/см³.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей. При увеличении интенсивности поглощений вводить пакки LCM.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,60 г/см³.

Интервал 2500-4725 м:

$$2500-4725 \text{ м } \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,126 \times (1,04 \div 1,07) = 1,31 \div 1,35 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 1,31-1,35 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,35 г/см³ с учетом максимального превышения гидростатического давления в скважине над пластовым.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, можно увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений. В случае возникновения поглощений предусмотреть ввод комплексных наполнителей.

Примечание – Учитывая опыт ранее пробуренных скважин в данном интервале, для предупреждения или ликвидации осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, допускается применять буровые растворы плотностью до 1,80 г/см³.



Интервал 4725-6657 м:

$$4725-6657 \rho_{\text{б.р.}} = 10 \times 0,093 \times (1,04 \div 1,07) = 0,97 \div 0,99 \text{ г/см}^3$$

Бурение данного интервала допускается производить буровым раствором плотностью 0,97-0,99 г/см³. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 0,99 г/см³ (вариант I).

В случае использования бурового раствора на водной основе (вариант II) бурение производить на буровом растворе плотностью 1,01 г/см³.

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 пакки 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:

Стандартная конструкция

Для бурения интервала **0-200 м** использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе.

- Величина pH поддерживается вводом NaOH;
- Для снижения жесткости использовать Na₂CO₃;
- Бентонит применяется в качестве структурообразователя только для приготовления забурочного раствора;

- KCl – ингибитор глин и аргиллитов;
- РНРА – полимер-флокулянт;
- PETRO PAC LV – понизитель фильтрации;
- PETRO DD – в качестве смазывающего агента;
- PETRO PAC R – регулятор водоотдачи;
- Барит - для поддержания плотности бурового раствора.

В интервале **200-1900 м** использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе;

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



Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- Avabentoil ECT (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;
- Soltex E– ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- Optivis CF – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

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

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного бурового раствора на водной основе предусматриваются следующие реагенты:

- KCl и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Polivis PWD – полимер-флокулянт;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины, при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Для бурения интервала 1900-4725 м использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:



вариант-I – раствор на углеводородной основе;

вариант-II – соленасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- Avabentoil ECT (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;

- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;
- Soltex E – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- Optivis CF – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Соленасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки соленасыщенного ингибированного полимерного бурового раствора предусматриваются следующие реагенты:

- NaCl – используется для насыщения раствора;
- NewPerm ER и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Polivis PWD – полимер-флокулянт;
- Avadeter – ПАВ;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;



- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты, текучесть солей), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Интервал **4725-5277 м.**

Учитывая возможные осложнения при первичном вскрытии продуктивных пластов и их коллекторские свойства, бурение продуктивных пластов производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных 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 %;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FR ND – обеспечивает контроль фильтрации;
- Emulam RM77 – регулятор реологии;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Глюконат железа – поглотитель H_2S ;
- CaCO_3 – используется для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины.

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

При приготовлении и обработке безглинистого полимерного бурового раствора на водной основе для вскрытия продуктивных горизонтов используются следующие реагенты:

- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;



- NewPac PLV – понизитель водоотдачи;
- NewScav HS W – поглотитель H_2S ;
- Incorr 2275 – поглотитель CO_2 ;
- EvoLube DPE – смазывающий агент;
- $CaCO_3$ – используется для поддержания плотности бурового раствора.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Интервал **5277-6652 м.**

Учитывая возможные осложнения при первичном вскрытии продуктивных пластов и их коллекторские свойства, бурение продуктивных пластов производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных 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 %;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FR ND – обеспечивает контроль фильтрации;
- Emulam RM77 – регулятор реологии;
- $CaCl_2$ – минерализатор водной фазы;
- Глюконат железа – поглотитель H_2S ;
- $CaCO_3$ – используется для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины.

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

При приготовлении и обработке безглинистого полимерного бурового раствора на водной основе для вскрытия продуктивных горизонтов используются следующие реагенты:

- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;



- NaOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;
- NewPac PLV – понизитель водоотдачи;
- NewScav HS W – поглотитель H_2S ;
- Incorr 2275 – поглотитель CO_2 ;
- EvoLube DPE – смазывающий агент;
- CaCO_3 – используется для поддержания плотности бурового раствора.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Расчетный объем бурового раствора, расход и перечень химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, приведены в таблицах 7.2-1, 7.3-1 и 7.6-1.

Облегченная конструкция

Для бурения интервала 0-100 м использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе.

- Величина pH поддерживается вводом NaOH;
- Для снижения жесткости использовать Na_2CO_3 ;
- Бентонит применяется в качестве структурообразователя только для приготовления забурочного раствора;
- KCl – ингибитор глин и аргиллитов;
- РНРА – полимер-флокулянт;
- PETRO PAC LV – понизитель фильтрации;
- PETRO DD – в качестве смазывающего агента;
- PETRO PAC R – регулятор водоотдачи;
- Барит – для поддержания плотности бурового раствора.

В интервале 100-600 м использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе;

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

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.



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

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- Avabentoil ECT (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;
- Soltex E – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- Optivis CF – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

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

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного бурового раствора на водной основе предусматриваются следующие реагенты:

- KCl и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- KOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Polivis PWD – полимер-флокулянт;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины, при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

В интервале 600-2500 м использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:



вариант-I – раствор на углеводородной основе;

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

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;

- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;

- Avabentoil ECT (органоглиняная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;

- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;

- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;

- NDFT 411 – эмульгатор;

- Aviol WA LT – смачивающий агент;

- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;

- Soltex E – ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;

- Optivis CF – регулятор реологии;

- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

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

Для приготовления и обработки ингибированного полимерного бурового раствора на водной основе предусматриваются следующие реагенты:

- KCl и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;

- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;

- KOH – для поддержания pH раствора;

- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;

- Polivis PWD – полимер-флокулянт;

- Avacid 50 – бактерицид;

- NewZan D – регулятор реологии;

- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;

- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины, при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.



Для бурения интервала **2500-4725 м** использовать один из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных проектом:

вариант-I – раствор на углеводородной основе;

вариант-II – соленасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Вариант-I. Раствор на углеводородной основе, утяжеленный баритом.

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

- В качестве углеводородной основы использовать Saraline (базовое масло) (дисперсионная фаза) - 70 %;
- Водный раствор CaCl_2 (дисперсная среда) - 30 %;
- Avabentoil ECT (органофильная глина) – структурообразователь и регулятор вязкости;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FC – обеспечивает контроль фильтрации;
- Soltex E– ингибитор и стабилизатор глин и глинистых сланцев;
- Optivis CF – регулятор реологии;
- Барит – для обеспечения необходимой плотности раствора.

Вариант-II. Соленасыщенный ингибированный полимерный буровой раствор на водной основе.

Для приготовления и обработки соленасыщенного ингибированного полимерного бурового раствора предусматриваются следующие реагенты:

- NaCl – используется для насыщения раствора;
- NewPerm ER и Soltex E – ингибиторы глин и аргиллитов;
- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Polivis PWD – полимер-флокулянт;
- Avadeter – ПАВ;
- Avacid 50 – бактерицид;
- NewZan D – регулятор реологии;



- Барит – для обеспечения необходимой плотности бурового раствора;
- NewPac PLV – понизитель водоотдачи.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты, текучесть солей), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Интервал 4725-6657 м.

Учитывая возможные осложнения при первичном вскрытии продуктивных пластов и их коллекторские свойства, бурение продуктивных пластов производить с использованием одного из двух вариантов бурового раствора, предусмотренных 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 %;
- Lime (известь) – обеспечивает щелочность раствора;
- NDFT 411 – эмульгатор;
- Aviol WA LT – смачивающий агент;
- Avoil FR ND – обеспечивает контроль фильтрации;
- Emulam RM77 – регулятор реологии;
- CaCl_2 – минерализатор водной фазы;
- Глюконат железа – поглотитель H_2S ;
- CaCO_3 – используется для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины.

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

При приготовлении и обработке безглинистого полимерного бурового раствора на водной основе для вскрытия продуктивных горизонтов используются следующие реагенты:

- Victosal HT – вводится для снижения фильтрации;
- NaOH – для поддержания pH раствора;
- Na_2CO_3 – для снижения жесткости;
- Avacid 50 – бактерицид;



- NewZan D – регулятор реологии;
- NewPac PLV – понизитель водоотдачи;
- NewScav HS W – поглотитель H_2S ;
- Incorr 2275 – поглотитель CO_2 ;
- EvoLube DPE – смазывающий агент;
- $CaCO_3$ – используется для поддержания плотности бурового раствора.

В случае возникновения проблем (независимо от применяемого типа бурового раствора), связанных с целостностью ствола скважины при плотности раствора, предусмотренной проектом (затяжки, посадки, прихваты), рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

Расчетный объем бурового раствора, расход и перечень химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, приведены в таблицах 7.2-2, 7.3-2 и 7.6-2.

Примечания

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

2 Допускается использование других реагентов, идентичных по своему действию (не ухудшающих свойства бурового раствора) 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 $50^{\circ}C$ максимально ожидаемую температуру раствора на устье.

7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения горизонтальной 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 7.1-1, 7.1-2) должны измеряться каждые 4 часа, кроме, плотность через 10-15 минут (при нефтегазопрооявлениях 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.

Раствор необходимо обрабатывать поглотителями сероводорода, а система отслеживаться на активность сероводорода в буровом растворе. Количество газа, проникающего в ствол скважины, должно тщательно контролироваться как с помощью

наземного оборудования, так и путем регулярных измерений концентрации сульфидов в буровом растворе с помощью набора Garrett Gas Train (GGT).

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 40-80 меш для грубой очистки и 100-350 меш для тонкой очистки, гидроциклонные пескоотделители и илоотделители), при необходимости использовать центрифугу. Эффективное использование системы очистки бурового раствора от выбуренной породы позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров раствора 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 обсадных колонн, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку бурового раствора той же плотности в объеме 6-7 м³ с целью дополнительной очистки ствола скважины от выбуренной породы, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора от выбуренной породы представлен в таблице 7.7-1, 7.7-2.

Стандартная конструкция

Вариант I:

Для бурения интервала 0-200 м использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью 1,13-1,18 г/см³, для чего необходимо приготовить 50 м³ бентонитового раствора для забуривания скважины.

В случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Для бурения интервала 200-1900 м необходимо приготовить буровой раствор на углеводородной основе плотностью 1,16-1,18 г/см³ утяжеленный добавкой барита и заменить



им ингибированный буровой раствор в башмаке кондуктора после разбуривания в нем цементного стакана. Далее, по мере углубления, увеличить плотность до $1,21 \text{ г/см}^3$.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая поглощений.

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пакки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);

Интервал 1900-4725 м. Бурение данного интервала производить с использованием раствора на углеводородной основе, перешедшего из предыдущего интервала, со ступенчатым доутяжелением его до плотности $1,31-1,35 \text{ г/см}^3$ с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.

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

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пакки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);

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, согласно Правил.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для бурения интервала 4725-5277 м (вскрытие продуктивных пластов) использовать вновь приготовленный буровой раствор на углеводородной основе, плотностью $0,97-0,99 \text{ г/см}^3$. Произвести полную замену раствора в башмаке 273,05 мм колонны после разбуривания в ней цементного стакана.

При приготовлении бурового раствора для бурения и в процессе бурения данного интервала необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H_2S и CO_2 .



В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

При возникновении поглощений использовать кислоторастворимые наполнители, в случае увеличения интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины использовать карбонат кальция.

Для бурения интервала **5277-6657 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать буровой раствор на углеводородной основе, перешедший из предыдущего интервала с разбавлением его до плотности $0,95 \text{ г/см}^3$. Допускается использование при бурении данного интервала бурового раствора плотностью $0,86-0,89 \text{ г/см}^3$.

Произвести дополнительную очистку бурового раствора от твердой фазы и цемента в башмаке 177,8 мм «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана, с последующей обработкой реагентами согласно табл. 7.2-1.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины при необходимости использовать карбонат кальция.

В случае возникновения поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

При бурении данного интервала вводить реагенты 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 7.3-1.

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, увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для поддержания плотности бурового раствора использовать карбонат кальция.

Вариант II

Для бурения интервала 0-200 м использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью 1,13-1,18 г/см³, для чего необходимо приготовить 50 м³ бентонитового раствора для забуливания скважины.

В случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Интервал 200-1900 м бурить с использованием ингибированного Soltex E и KCl полимерного бурового раствора на водной основе. Буровой раствор, перешедший из предыдущего интервала, очищенный после разбуливания цементного стакана обработать химическими реагентами согласно таб. 7.2-1. По мере углубления увеличивать плотность раствора до 1,21 г/см³. Для обеспечения эффекта ингибирования содержание KCl в



фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Интервал **1900-4725 м** бурить с использованием соленасыщенного NaCl ингибированного NewPerm ER и Soltex E бурового раствора. Для его приготовления использовать раствор из предыдущего интервала, который необходимо насытить NaCl и ступенчато утяжелить до плотности 1,31-1,35 г/см³, с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.

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

Для бурения интервала **4725-5277 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать вновь приготовленный безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе, плотностью 1,01 г/см³, обработанный химическими реагентами согласно табл. 7.2-1 и заменить им весь объем бурового раствора, находящегося в скважине. Замену раствора произвести в башмаке 273,05 мм колонны после разбуривания в ней цементного стакана.

При приготовлении бурового раствора для бурения данного интервала и в процессе бурения необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

В процессе бурения данного интервала и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны вводить смазывающую добавку EvoLube DPE.

Для бурения интервала **4278-5229 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе, перешедший из предыдущего интервала дополнительно очищенный от выбуренной породы и цемента в башмаке 177,8 мм «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана. При приготовлении бурового раствора для бурения данного интервала и в процессе бурения необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂.



В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

При бурении наклонно-направленного и горизонтального участка ствола скважины вводить смазывающую добавку EvoLube DPE и реагенты поглотители или нейтрализаторы сероводорода и углекислого газа.

Контроль над содержанием сероводорода/сульфидов в буровом растворе осуществляется экспресс-методом по СТ РК ISO 10414-1-2012 «Промышленность нефтяная и газовая. Полевые испытания буровых растворов. Часть 1. Растворы на водной основе» Приложение А пункт А.4.

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.

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 7.3-1.

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 увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Облегченная конструкция

Вариант I:

Для бурения интервала **0-100 м** использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью $1,13-1,18 \text{ г/см}^3$, для чего необходимо приготовить 50 м^3 бентонитового раствора для забуривания скважины.

В случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Для бурения интервала **100-600 м** необходимо приготовить буровой раствор на углеводородной основе плотностью $1,13-1,18 \text{ г/см}^3$ с добавкой барита и заменить им ингибированный буровой раствор в башмаке колонны после разбуривания в ней цементного стакана.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая поглощений.

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пакки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС).

Бурение интервала **600-2500 м** производить с использованием раствора на углеводородной основе, перешедшего из предыдущего интервала, с доутяжелением его до плотности $1,21 \text{ г/см}^3$ с целью предупреждения осыпей стенок скважины.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая поглощений.

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пакки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);



Бурение интервала **2500-4725 м** производить с использованием раствора на углеводородной основе, перешедшего из предыдущего интервала, со ступенчатым доутяжелением его до плотности $1,31-1,35 \text{ г/см}^3$ с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.

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

В случае возникновения поглощений вводить комплексные наполнители. При интенсивном поглощении закачивать пакки LCM. В случае катастрофических поглощений использовать смесь масла, воды и цемента (БСС);

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.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

Для бурения интервала **4725-6657 м** (вскрытие продуктивных пластов) использовать вновь приготовленный буровой раствор на углеводородной основе, плотностью $0,97-0,99 \text{ г/см}^3$. Произвести полную замену раствора в башмаке $177,8 \times 193,7 \text{ мм}$ «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана.

При приготовлении бурового раствора для бурения и в процессе бурения данного интервала необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H_2S и CO_2 .

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

При возникновении поглощений использовать кислоторастворимые наполнители, в случае увеличения интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

Для поддержания плотности бурового раствора и создания фильтрационной корки на стенках скважины использовать карбонат кальция.



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.

Необходимо вести контроль над содержанием количества реагента-нейтрализатора сероводорода и осуществлять его можно титриметрическим, фотометрическим или атомно-абсорбционными 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 указано в примечании к таблице 7.3-2.

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 увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.



Вариант II

Для бурения интервала **0-100 м** использовать полимерный ингибированный буровой раствор на водной основе плотностью $1,13-1,18 \text{ г/см}^3$, для чего необходимо приготовить 50 м^3 бентонитового раствора для забуливания скважины.

В случае неустойчивости стенок скважины ступенчато увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в буровой раствор вводить комплексные наполнители.

Интервал **100-600 м** бурить с использованием ингибированного Soltex E и KCl полимерного бурового раствора на водной основе. Буровой раствор, перешедший из предыдущего интервала, очищенный после разбуливания цементного стакана в бапмаке колонны обработать химическими реагентами согласно таб. 7.2-2. Для обеспечения эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Интервал **600-2500 м** бурить с использованием ингибированного Soltex E и KCl полимерного бурового раствора на водной основе, перешедшего из предыдущего интервала, с обработкой его химическими реагентами согласно таб. 7.2-2. По мере углубления увеличить плотность раствора до $1,21 \text{ г/см}^3$. Для обеспечения эффекта ингибирования содержание KCl в фильтрате бурового раствора должно быть не менее 5 %. В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, плотность бурового раствора можно увеличить до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Интервал **2500-4725 м** бурить с использованием соленасыщенного NaCl ингибированного NewPerm ER и Soltex E бурового раствора. Для его приготовления использовать раствор из предыдущего интервала, который необходимо насытить NaCl и ступенчато утяжелить до плотности $1,31-1,35 \text{ г/см}^3$, с целью предупреждения осыпей стенок скважины и течения солей.



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

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве комплексные наполнители.

Для бурения интервала 4725-6657 м (вскрытие продуктивных пластов) использовать вновь приготовленный безглинистый полимерный буровой раствор на водной основе, плотностью 1,01 г/см³, обработанный химическими реагентами согласно табл. 7.2-2 и заменить им весь объем бурового раствора, находящегося в скважине. Замену раствора произвести в башмаке 177,8х193,7 мм «хвостовика» после разбуривания в нем цементного стакана.

При приготовлении бурового раствора для бурения данного интервала и в процессе бурения необходимо вводить реагенты поглотители или нейтрализаторы H₂S и CO₂.

В случае возникновения осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины и/или наличием нефтегазопроявлений, увеличить плотность бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощения бурового раствора вводить кислоторастворимые наполнители, при увеличении интенсивности поглощений закачивать пакки LCM.

В процессе бурения данного интервала и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны вводить смазывающую добавку EvoLube DPE.

Контроль над содержанием сероводорода/сульфидов в буровом растворе осуществляется экспресс-методом по СТ РК ISO 10414-1-2012 «Промышленность нефтяная и газовая. Полевые испытания буровых растворов. Часть 1. Растворы на водной основе» Приложение А пункт А.4).

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 приведено в примечании к таблице 7.3-2.

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 увеличить плотность бурового раствора. Если осложнения не прекратятся, решить вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

7.2 Надпакерная жидкость

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

Вариант 1. Надпакерная жидкость на водной основе.

Состав надпакерной жидкости в кг на 1 м³ при плотности 1,00 г/см³:

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 ₂ S	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 и разбавления):

Наименование компонента	Назначение	Расход, кг/м ³
1	2	3
Бур. раствор на основе «Saraline» плотностью 0,95 г/см ³	основа надпакерной жидкости	987,0
Incoгг	ингибитор коррозии	5,0
Incoгг 2275	ингибитор коррозии и поглотитель CO ₂	2,0
Глюконат железа	поглотитель H ₂ S	6,0

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

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

Расчет количества надпакерной жидкости и ее компонентов приведены в таблицах 10.10-1 и 10.10-2.





Таблица 7.1-1 - Типы и параметры буровых растворов (стандартная конструкция)

вариант-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора																			
	от (верх)	до (низ)	плот- ность, г/см³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см³ за 30 мин РК (API)		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/ 100фут²) через, мин (с, мин)		кор- ка, мм	Содержание тв. фазы, %			рН	мине- рали- зация, г/л	пласти- ческая вяз- кость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см³	элект- роста- биль- ность, вольт	соотно- шение масло/ вода, %			
										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			
I Полимерный ингибированный раствор	0	200	1,18	45-55	<8	<10	не регламентируется													1,03		
II Раствор на УВ основе	200	1900	1,21	50-70	0	0	48-73 (10-18)	67-87 (18-28)	<1	<2	<0,5	<14	-	130	как можно меньше	15-25	0,90	>500	70/30			
III Раствор на УВ основе	1900	4725	1,35	50-70	0	0	48-73 (13-20)	67-87 (22-30)	<1	<2	<0,5	<20	-	130	как можно меньше	15-30	0,90	>500	70/30			
IV Раствор на УВ основе	4725	5277	0,99	50-70	0	0	35-45 (8-12)	45-67 (12-18)	<1	<2	<0,5	<9	-	100	как можно меньше	15-25	0,91	>300	60/40			
V Раствор на УВ основе	5277	6657	0,95	50-70	0	0	35-45 (8-12)	24-38 (12-16)	<1	<2	<0,5	<6	-	100	как можно меньше	12-20	0,91	>300	60/40			
Примечания																						
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2;																						
2 Во избежание осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, в ранее пробуренных скважинах в интервале 200-1900 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см³ и в интервале 1900-4725 м до 1,80 г/см³.																						



Таблица 7.1-1 - Типы и параметры буровых растворов (стандартная конструкция)

вариант-2

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора															
	от (верх)	до (низ)	плот- ность, г/см³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/ 100фут²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание тв. фазы, %			рН	мине- рали- зация, г/л	пласти- ческая вязкость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см³	
					РК	API				коллоидной (активной) части	песка	всего						
							1(10)	10(10)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
I Полимерный ингибированный раствор	0	200	1,18	45-55	<8	<12				не регламентируется								1,03
II Полимерный ингибированный раствор	200	1900	1,21	30-45	<5	<6	28-40 (8-10)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<10	>10	KCl не менее 5%	как можно меньше	15-30	1,03	
III Соленасыщенный полимерный ингиб. раствор	1900	4725	1,35	35-50	<5	<6	28-44 (8-11)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<13	>10	NaCl насыще- ние	как можно меньше	25-35	1,19	
IV Полимерный безгипинистый раствор	4725	5277	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	
V Полимерный безгипинистый раствор	5277	6657	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	
Примечания																		
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2; 2 Во избежание осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, в ранее пробуренных скважинах в интервале 200-1900 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см³ и в интервале 1900-4725 м до 1,80 г/см³.																		



Таблица 7.1-2 - Типы и параметры буровых растворов (облегченная конструкция)

Вариант-1

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора																
	от (верх)	до (низ)	плот- ность, г/см³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/ 100фут²) через, мин (с, мин)		кор- ка, мм	Содержание тв. фазы, %			рН	мине- рали- зация, г/л	пласти- ческая вяз- кость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см³	элект- роста- биль- ность, вольт	соотно- шение масло/ вода, %
					РК	API	100фут² через,			коллоидной (активной) фазы	песка	всего							
							1(10)	10(10)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
I Полимерный ингибированный раствор	0	100	1,18	45-55	<8	<10	не регламентируется										1,03		
II Раствор на УВ основе	100	600	1,18	50-70	0	0	48-73 (10-18)	67-87 (18-28)	<1	<2	<0,5	<13	-	130	как можно меньше	15-25	0,90	>500	70/30
III Раствор на УВ основе	600	2500	1,21	50-70	0	0	48-73 (10-18)	67-87 (18-28)	<1	<2	<0,5	<14	-	130	как можно меньше	15-25	0,90	>500	70/30
IV Раствор на УВ основе	2500	4725	1,35	50-70	0	0	48-73 (13-20)	67-87 (22-30)	<1	<2	<0,5	<18	-	130	как можно меньше	15-30	0,90	>500	70/30
V Раствор на УВ основе	4725	6657	0,99	50-70	0	0	35-45 (8-12)	45-67 (12-18)	<1	<2	<0,5	<9	-	100	как можно меньше	15-25	0,91	>300	60/40
Примечания																			
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2;																			
2 Во избежание осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, в ранее пробуренных скважинах в интервалах 100-600 м и 600-2500 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см³ и в интервале 2500-4725 до 1,80 г/см³.																			



Таблица 7.1-2 - Типы и параметры буровых растворов (облегченная конструкция)

Вариант-2

Название (тип) раствора	Интервал, м		Параметры бурового раствора														
	от (верх)	до (низ)	плот- ность, г/см³	услов- ная вяз- кость, с	водоот- дача, см³ за 30 мин		СНС (Gels), мгс/см² (фунт/ 100фут²) через, мин (с, мин)		корка, мм	Содержание тв. фазы, %			pH	мине- рали- зация, г/л	пласти- ческая вязкость, сП	динамичес- кое напряже- ние сдвига, фунт/ 100фут²	плот- ность до утяжеле- ния, г/см³
					PK	API				коллоидной (активной) части	песка	всего					
							1(10)	10(10)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I Полимерный ингибированный раствор	0	100	1,18	45-55	<8	<12	не регламентируется										1,03
II Полимерный ингибированный раствор	100	600	1,18	30-45	<5	<6	28-40 (8-10)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<10	>10	KCl не менее 5%	как можно меньше	15-30	1,03
III Полимерный ингибированный раствор	600	2500	1,21	30-45	<5	<6	28-40 (8-10)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<12	>10	KCl не менее 5%	как можно меньше	15-30	1,03
IV Соленасыщенный полимерный ингиб. раствор	2500	4725	1,35	35-50	<5	<6	28-44 (8-11)	48-67 (12-14)	<1	<3	<1	<12	>10	312 NaCl	как можно меньше	25-35	1,19
V Полимерный безглинистый раствор	4725	6657	1,01	30-45	3-4	<6	28-40 (8-10)	48-67 (12-14)	<2	<1,0	<0,5	<3	>10	-	как можно меньше	15-30	1,00
Примечания																	
1 Для расчета принята максимальная плотность бурового раствора по интервалам бурения, обоснование см. раздел 7.1.2;																	
2 Во избежание осложнений, связанных с устойчивостью стенок скважины, в ранее пробуренных скважинах в интервалах 100-600 м и 600-2500 м плотность бурового раствора составляла до 1,60 г/см³ и в интервале 2500-4725 до 1,80 г/см³.																	

Таблица 7.2-1 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов (стандартная конструкция)

Вариант-1

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	200	Полимерный ингибированный раствор	1,18		Вода	1,00				859,6
						NaOH	2,13	92		в/с	0,70
						Na ₂ CO ₃	2,53	91		в/с	0,70
						Bentonite	2,60			в/с	50,0
						PETRO PAC R	1,50			в/с	3,00
						RHPA	1,25			в/с	2,10
						PETRO PAC LV	1,55			в/с	1,20
						PETRO DD	1,00			в/с	4,00
						KCl	1,98			в/с	60,0
						Барит	4,20			в/с	198,7
II	200	1900	Раствор на углеводородной основе	1,21	да	SARALINE	0,78			в/с	449,0
						Вода	1,00				192,4
						Avabentoil ECT	1,70			в/с	10,0
						CaCl ₂	2,51	95		в/с	60,0
						Lime(известь)	2,24			в/с	25,0
						NDFT 411	1,00			в/с	40,0
						Avoil WA LT	0,96			в/с	4,00
						Avoil FC	1,50			в/с	15,0
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Optivis CF	0,98			в/с	3,00
						Барит	4,20			в/с	394,5
III	1900	4725	Раствор на углеводородной основе	1,35	нет	SARALINE	0,78			в/с	422,3
						Вода	1,00				181,0
						Avabentoil ECT	1,70			в/с	10,0
						CaCl ₂	2,51	95		в/с	60,0



Продолжение таблицы 7.2-1

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
						Lime(известь)	2,24			в/с	25,0
						NDFT 411	1,00			в/с	40,0
						Avoil WA LT	0,93			в/с	4,00
						Avoil FC	1,50			в/с	15,0
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Optivis CF	0,98			в/с	3,00
						Барит	4,20			в/с	572,7
IV	4725	5277	Раствор на углеводородной основе	0,99	да	SARALINE	0,78			в/с	446,6
						Вода	1,00				297,7
						Avioi FR ND	1,01			в/с	12,0
						CaCl ₂	2,51	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	5,00
						Avoil WA LT	0,93			в/с	2,00
						CaCO ₃	2,70			в/с	120,7
						Глюконат железа (погл. H ₂ S)	1,00			в/с	6,00
V	5277	6657	Раствор на углеводородной основе	0,95	нет	SARALINE	0,78			в/с	458,8
						Вода	1,00				305,9
						Avioi FR ND	1,01			в/с	12,0
						CaCl ₂	2,51	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	5,00
						Avoil WA LT	0,93			в/с	2,00
						CaCO ₃	2,70			в/с	60,3
						Глюконат железа (погл. H ₂ S)	1,00			в/с	6,00

Примечания

- 1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные комплексные наполнители (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители
- 2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.

Вариант-2

Таблица 7.2-1 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов (стандартная конструкция)

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плотность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Плотность, г/см ³	Содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	Влажность, %	Сорт	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	200	Полимерный ингибированный раствор	1,18		Вода	1,00				859,6
						NaOH	2,13	92		в/с	0,70
						Na ₂ CO ₃	2,53	91		в/с	0,70
						Bentonite	2,60			в/с	50,0
						PETRO PAC R	1,50			в/с	3,00
						PHPA	1,25			в/с	2,10
						PETRO PAC LV	1,55			в/с	1,20
						PETRO DD	1,00			в/с	4,00
						KCl	1,98			в/с	60,0
						Барит	4,20			в/с	198,7
II	200	1900	Полимерный ингибированный раствор	1,21	нет	Вода	1,00				846,8
						KCl	1,98	98		в/с	80,0
						KOH	2,04	92		в/с	2,00
						Na ₂ CO ₃	2,53	91		в/с	3,00
						NewPac PLV	1,60			в/с	8,00
						NewZan D	1,50			в/с	1,00
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00
						Victosal HT	1,50			в/с	12,0
						Polivis PWD	1,25			в/с	0,70
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Барит	4,20			в/с	238,5

Вариант 2

Продолжение таблицы 7.2-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
III	1900	4725	Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор	1,35	нет	Вода	1,00				768,7
						NaOH	2,13	92		в/с	1,00
						Na ₂ CO ₃	2,53	91		в/с	1,00
						NewPac PLV	1,60			в/с	6,00
						NewZan D	1,50			в/с	2,00
						NewPerm ER	1,00			в/с	10,0
						Avadeter	1,07			в/с	5,00
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00
						Victosal HT	1,50			в/с	12,0
						Polivis PWD	1,25			в/с	3,00
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						NaCl	2,16	98		в/с	312,0
						Барит	4,20			в/с	223,3
IV	4725	5277	Полимерный безгипинистый раствор	1,01	да	Вода	1,00				960,1
						NewPac PLV	1,60			в/с	6,00
						NewZan D	1,50			в/с	2,00
						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 ₂ CO ₃	2,53	91		в/с	1,00
						NewScav HS W (погл. H ₂ S)	1,11			в/с	6,00
						CaCO ₃	2,70			в/с	15,9
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00
V	5277	6657	Полимерный безгипинистый раствор	1,01	нет	Вода	1,00				960,1
						NewPac PLV	1,60			в/с	6,00
						NewZan D	1,50			в/с	2,00
						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 ₂ CO ₃	2,53	91		в/с	1,00
						NewScav HS W (погл. H ₂ S)	1,11			в/с	6,00
						CaCO ₃ (BARACARB)	2,70			в/с	15,9
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00

Вариант 2

Продолжение таблицы 7.2-1

Примечания	1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные комплексные наполнители (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители
	2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.



Таблица 7.2-2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов (облегченная конструкция)

Вариант-1

Номер интервала с одинако- вым доле- вым соста- вом буро- вого рас- твора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плот- ность раствора, г/см ³	Смена раствора для бурения ин- тервала (да, нет)	Название ком- понента	Плот- ность, г/см ³	Содер- жание вещес- тва в то- варном продук- те (жид- кости), %	Влаж- ность, %	Сорт	Содер- жание компо- нента в буро- вом рас- творе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	100	Полимерный ингибированный раствор	1,18		Вода NaOH Na ₂ CO ₃ Bentonite PETRO PAC R PHPA PETRO PAC LV PETRO DD KCl Барит	1,00 2,13 2,53 2,60 1,50 1,25 1,55 1,00 1,98 4,20	92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	859,6 0,70 0,70 50,0 3,00 2,10 1,20 4,00 60,0 198,7
II	100	600	Раствор на углеводо- родной основе	1,18	да	SARALINE Вода Avabentoil ECT CaCl ₂ Lime(известь) NDFT 411 Avoil WA LT Avoil FC Soltex E Optivis CF Барит	0,78 1,00 1,70 2,51 2,24 1,00 0,96 1,50 1,54 0,98 4,20	95		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	454,7 194,9 10,0 60,0 25,0 40,0 4,0 15,0 17,0 3,0 356,4
III	600	2500	Раствор на углеводо- родной основе	1,21	нет	SARALINE Вода Avabentoil ECT CaCl ₂	0,78 1,00 1,70 2,51	95		в/с в/с в/с	440,6 188,8 10,0 60,0

Продолжение таблицы 7.2-2

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
III						Lime(известь)	2,24			в/с	25,0
						NDFT 411	1,00			в/с	40,0
						Avoil WA LT	0,96			в/с	4,0
						Avoil FC	1,50			в/с	15,0
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Optivis CF	0,98			в/с	3,0
						Барит	4,20			в/с	394,5
IV	2500	4725	Раствор на углеводородной основе	1,35	нет	SARALINE	0,78	95		в/с	422,3
						Вода	1,00				181,0
						Avabentoil ECT	1,70			в/с	10,0
						CaCl ₂	2,51			в/с	60,0
						Lime(известь)	2,24			в/с	25,0
						NDFT 411	1,00			в/с	40,0
						Avoil WA LT	0,96			в/с	4,0
						Avoil FC	1,50			в/с	15,0
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Optivis CF	0,98			в/с	3,0
						Барит	4,20			в/с	572,7
V	4725	6657	Раствор на углеводородной основе	0,99	да	SARALINE	0,78	95		в/с	446,6
						Вода	1,00				297,7
						Aviol FR ND	1,01			в/с	12,0
						CaCl ₂	2,51			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	2,70			в/с	120,7
						Глюконат железа (погл. H ₂ S)	1,00			в/с	6,0

Примечания

- 1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные комплексные наполнители (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители
- 2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.



Таблица 7.2-2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов (облегченная конструкция)

Вариант-2

Номер интервала с одинако- вым доле- вым соста- вом буро- вого рас- твора	Интервал, м		Название (тип) бурового раствора	Плот- ность раство- ра, г/см ³	Смена раство- ра для буре- ния ин- терва- ла (да, нет)	Название ком- понента	Плот- ность, г/см ³	Содер- жание вещес- тва в то- варном продук- те (жид- кости), %	Влаж- ность, %	Сорт	Содер- жание компо- нента в буро- вом рас- творе, кг/м ³
	от (верх)	до (низ)									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
I	0	100	Полимерный ингибированный раствор	1,18		Вода NaOH Na ₂ CO ₃ Bentonite PETRO PAC R PHPA PETRO PAC LV PETRO DD KCl Барит	1,00 2,13 2,53 2,60 1,50 1,25 1,55 1,00 1,98 4,20	92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	859,6 0,70 0,70 50,0 3,00 2,10 1,20 4,00 60,0 198,7
II	100	600	Полимерный ингибированный раствор	1,18	нет	Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃ NewPac PLV NewZan D Avacid 50 Victosal HT Polivis PWD Soltex E Барит	1,00 1,98 2,04 2,53 1,60 1,50 1,10 1,50 1,25 1,54 4,20	98 92 91		в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с в/с	856,6 80,0 2,00 3,00 8,00 1,00 1,00 12,0 0,70 17,0 198,7
III	600	2500	Полимерный ингибированный раствор	1,21	нет	Вода KCl KOH Na ₂ CO ₃	1,00 1,98 2,04 2,53	98 92 91		в/с в/с в/с	843,8 80,0 2,00 3,00



Продолжение таблицы 7.2-2

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
III						NewPac PLV	1,60			в/с	8,00
						NewZan D	1,50			в/с	1,00
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00
						Victosal HT	1,50			в/с	12,0
						Polivis PWD	1,25			в/с	0,70
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						Барит	4,20			в/с	238,5
IV	2500	4725	Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор	1,35	нет	Вода	1,00	92			756,7
						NaOH	2,13			в/с	1,00
						Na ₂ CO ₃	2,53			в/с	1,00
						NewPac PLV	1,60			в/с	6,00
						NewZan D	1,50	91		в/с	2,00
						NewPerm ER	1,00			в/с	10,0
						Avadeter	1,07			в/с	5,00
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00
						Victosal HT	1,50			в/с	12,0
						Polivis PWD	1,25			в/с	3,00
						Soltex E	1,54			в/с	17,0
						NaCl	2,16			в/с	312,0
						Барит	4,20			в/с	223,3
						Вода	1,00	92			960,1
						NewPac PLV	1,60			в/с	6,00
						NewZan D	1,50			в/с	2,00
						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			в/с	1,00
						Na ₂ CO ₃	2,53			в/с	1,00
						NewScav HS W (погл. H ₂ S)	1,11			в/с	6,00
						CaCO ₃	2,70			в/с	15,9
						Avacid 50	1,10			в/с	1,00

Примечания

- 1 В случае возникновения поглощения в надпродуктивной толще вводить комбинированные комплексные наполнители (комбинация гранул, хлопьев и волокон), в продуктивном пласте использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители
- 2 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.



Таблица 7.3-1 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления (стандартная конструкция)

Вариант-1

Интервал, м		Кoeffици- ент за- паса рас- твора на поверх- ности	Название (тип) бурово- го раствора и его ком- понентов	Нормы расхода бурово- го раствора, м³/м и его компонентов, кг/м³ в интервале			Потребность бурового раствора, м³ и его компонентов, кг											
от (верх)	до (низ)			вели- чина	источ- ник норм	попра- вочный коэф.	на запас на повер- хности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11								
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³				160,9		96,5	257,4								
0	200																	
											Вода	859,6			138266,9		82960,1	221227,0
											NaOH	0,70	местные	нет	112,6		67,6	180,2
											Na₂CO₃	0,70	местные	нет	112,6		67,6	180,2
											Bentonite	50,0	местные	нет	1500,0		1000,0	2500,0
											PETRO PAC R	3,00	местные	нет	482,6		289,5	772,1
											PHPA	2,10	местные	нет	337,8		202,7	540,5
											PETRO PAC LV	1,20	местные	нет	193,0		115,8	308,8
											PETRO DD	4,00	местные	нет	643,4		386,1	1029,5
											KCl	60,0	местные	нет	9651,4		5790,9	15442,3
											Барит	198,7	местные	нет	31968,5		19181,1	51149,6
II интервал			Раствор на углеводородной основе, м³				672,9		403,7	1076,7								
200	1900																	
											SARALINE	449,0	местные	нет	302150,4		181290,2	483440,6
											Вода	192,4			129493,0		77695,8	207188,8
											Avabentoil ECT	10,0	местные	нет	6729,1		4037,5	10766,6
											CaCl₂	60,0	местные	нет	7769,6		4661,7	12431,3
											Lime(известь)	25,0	местные	нет	16822,8		10093,7	26916,5
											NDFT 411	40,0	местные	нет	26916,5		16149,9	43066,5
											Avoil WA LT	4,00	местные	нет	2691,7		1615,0	4306,6
											Avoil FC	15,0	местные	нет	10093,7		6056,2	16149,9
											Soltex E	17,0	местные	нет	11439,5		6863,7	18303,2
											Optivis CF	3,00	местные	нет	2018,7		1211,2	3230,0
											Барит	394,5	местные	нет	265495,0		159297,0	424791,9



Продолжение таблицы 7.3-1

		Вариант-1								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
III интервал			Раствор на углеводородной основе, м ³							
1900	4725						985,0	995,9	591,0	1575,9
			SARALINE	422,3	местные	нет	0,0	0,0	244971,0	244971,0
			Вода	181,0			0,0	0,0	104987,6	104987,6
			Avabentoil ECT	10,0	местные	нет	0,0	0,0	5801,0	5801,0
			CaCl ₂	60,0	местные	нет	0,0	0,0	6299,3	6299,3
			Lime(известь)	25,0	местные	нет	0,0	0,0	14502,5	14502,5
			NDFT 411	40,0	местные	нет	0,0	0,0	23204,0	23204,0
			Avoil WA LT	4,00	местные	нет	0,0	0,0	2320,4	2320,4
			Avoil FC	15,0	местные	нет	0,0	0,0	8701,5	8701,5
			Soltex E	17,0	местные	нет	0,0	0,0	9861,7	9861,7
			Optivis CF	3,00	местные	нет	0,0	0,0	1740,3	1740,3
			Барит	572,7	местные	нет	0,0	205469,9	332239,1	537709,0
IV интервал			Раствор на углеводородной основе, м ³							
4725	5277						470,0		282,0	752,0
			SARALINE	446,6	местные	нет	209901,3		125940,8	335842,0
			Вода	297,7			139934,2		83960,5	223894,7
			Aviol FR ND	12,0	местные	нет	5640,0		3384,0	9024,0
			CaCl ₂	25,0	местные	нет	3498,4		2099,0	5597,4
			Lime (известь, поглот CO ₂)	35,0	местные	нет	16450,0		9870,0	26320,0
			NDFT 411	40,0	местные	нет	18800,0		11280,0	30080,0
			Emulam RM77	5,00	местные	нет	2350,0		1410,0	3760,0
			Avoil WA LT	2,00	местные	нет	940,0		564,0	1504,0
			CaCO ₃	120,7	местные	нет	56715,2		34029,1	90744,3
			Глюконат железа (погл. H ₂ S)	6,0	местные	нет	2820,0		1692,0	4512,0
V интервал			Раствор на углеводородной основе, м ³							
5277	6657						365,6	292,5	219,4	585,0
			SARALINE	458,8	местные	нет	89465,8	0,0	44732,9	134198,7
			Вода	305,9			59643,9	0,0	29821,9	89465,8
			Aviol FR ND	12,0	местные	нет	2340,0	0,0	1170,0	3510,0
			CaCl ₂	25,0	местные	нет	1491,1	0,0	745,5	2236,6
			Lime (известь, поглот CO ₂)	35,0	местные	нет	6825,0	0,0	3412,5	10237,5
			NDFT 411	40,0	местные	нет	7800,0	0,0	3900,0	11700,0
			Emulam RM77	5,00	местные	нет	975,0	0,0	487,5	1462,5
			Avoil WA LT	2,00	местные	нет	390,0	0,0	195,0	585,0



Продолжение таблицы 7.3-1

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			CaCO ₃	60,3	местные	нет	1950,0	0,0	975,0	2925,0
			Глюконат железа (погл. H ₂ S)	6,00	местные	нет	1170,0	877,5	585,0	2632,5
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	6657						1498,8		1459,9	2958,6

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) = 1,17 в интервале 0-200 м, 1,14 в интервале 200-1900 м, 1,32 в интервале 1900-4725 м, 1,20 в интервале 4725-5277 м и 1,20 в интервале 5277-6657 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 Согласно Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора - 3990 кг;
- 6 Буровой раствор после бурения I интервала в объеме 238,1 м³ вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в объеме 995,9 м³ идет для запаса на поверхности и бурение III-го интервала, а недостающий раствор необходимо приготовить;
- 8 Раствор, оставшийся после бурения III интервала вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 9 Буровой раствор для бурения IV интервала необходимо приготовить;
- 10 Раствор, оставшийся после бурения IV интервала, в объеме 292,5 м³ разбавляется до требуемой плотности и идет для запаса на поверхности и бурение V-го интервала.
- 11 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;
- 12 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.



Таблица 7.3-1 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления (стандартная конструкция)

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
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³							
0	200		Вода	859,6			160,9		96,5	257,4
			NaOH	0,70	местные	нет	138266,9		82960,1	221227,0
			Na₂CO₃	0,70	местные	нет	112,6		67,6	180,2
			Bentonite	50,0	местные	нет	112,6		67,6	180,2
			PETRO PAC R	3,00	местные	нет	1500,0		1000,0	2500,0
			PHPA	2,10	местные	нет	482,6		289,5	772,1
			PETRO PAC LV	1,20	местные	нет	337,8		202,7	540,5
			PETRO DD	4,00	местные	нет	193,0		115,8	308,8
			KCl	60,0	местные	нет	643,4		386,1	1029,5
			Барит	198,7	местные	нет	9651,4		5790,9	15442,3
							31968,5		19181,1	51149,6
II интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³							
200	1900		Вода	846,8			434,8	238,1	403,7	1076,7
			KCl	80,0	местные	нет	368232,6	0,0	341899,6	710132,2
			KOH	2,00	местные	нет	34787,6	4761,4	32299,8	71848,8
			Na₂CO₃	3,00	местные	нет	869,7	238,1	807,5	1915,3
			NewPac PLV	8,00	местные	нет	1304,5	476,1	1211,2	2991,9
			NewZan D	1,00	местные	нет	3478,8	952,3	3230,0	7661,0
			Avacid 50	1,00	местные	нет	434,8	0,0	403,7	838,6
			Victosal HT	12,0	местные	нет	434,8	238,1	403,7	1076,7
			Polivis PWD	0,70	местные	нет	5218,1	2856,8	4845,0	12919,9
			Soltex E	17,0	местные	нет	304,4	0,0	282,6	587,0
			Барит	238,5	местные	нет	7392,4	4047,2	6863,7	18303,2
							103704,3	10032,3	96288,2	210024,8



Продолжение таблицы 7.3-1

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
III интервал			Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор, м³							
1900	4725									
IV интервал			Полимерный безглинистый раствор, м³							
4725	5277									
V интервал			Полимерный безглинистый раствор, м³							
5277	6657									
			Вода	960,1			365,6	585,0	219,4	585,0
			NewPac PLV	6,00	местные	нет	0,0	0,0	48005,9	48005,9



Продолжение таблицы 7.3-1

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			NewZan D	2,00	местные	нет	0,0	0,0	100,0	100,0
			Victosal HT	12,0	местные	нет	0,0	0,0	600,0	600,0
			EvoLube DPE	2,00	местные	нет	0,0	0,0	100,0	100,0
			Incorr 2275 (погл. CO ₂)	3,00	местные	нет	0,0	0,0	150,0	150,0
			NaOH	1,00	местные	нет	0,0	0,0	50,0	50,0
			Na ₂ CO ₃	1,00	местные	нет	0,0	0,0	50,0	50,0
			NewScav HS W (погл. H ₂ S)	6,00	местные	нет	0,0	1755,0	300,0	2055,0
			CaCO ₃	15,9	местные	нет	0,0	0,0	500,0	500,0
			Avacid 50	1,00	местные	нет	0,0	0,0	50,0	50,0
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	6657						1065,7		1412,4	2478,1

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) =1,17 в интервале 0-200 м, 1,14 в интервале 200-1900 м, 1,32 в интервале 1900-4725 м, 1,20 в интервале 4725-5277 м и 1,20 в интервале 5277-6657 м;
- 3 Потери раствора – 20%;
- 4 Нормы расхода химических реагентов взяты согласно геологических 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 Согласно Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора - 3990 кг;
- 6 Раствор, оставшийся после бурения I интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности и бурение II-го интервала, предварительно обработанного химическими реагентами, а недостающий объем раствора необходимо приготовить;
- 7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности и бурение III-го интервала, предварительно обработанного химическими реагентами, а недостающий объем раствора необходимо приготовить;
- 8 Раствор, оставшийся после бурения III интервала вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 9 Буровой раствор для бурения IV интервала необходимо приготовить;
- 10 Раствор, оставшийся после бурения IV интервала, в объеме 585 м³ идет для запаса на поверхности и бурение V-го интервала.
- 11 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;
- 12 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.



Таблица 7.3-2 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления (облегченная конструкция)

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
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³				80,7		48,4	129,2
0	100		Вода	859,6			69405,3		41643,2	111048,5
			NaOH	0,70	местные	нет	56,5		33,9	90,4
			Na₂CO₃	0,70	местные	нет	56,5		33,9	90,4
			Bentonite	50,0	местные	нет	1000,0		1500,0	2500,0
			PETRO PAC R	3,00	местные	нет	242,2		145,3	387,6
			PHPA	2,10	местные	нет	169,6		101,7	271,3
			PETRO PAC LV	1,20	местные	нет	96,9		58,1	155,0
			PETRO DD	4,00	местные	нет	323,0		193,8	516,8
			KCl	60,0	местные	нет	4844,7		2906,8	7751,5
			Барит	198,7	местные	нет	16047,1		9628,3	25675,4
II интервал			Раствор на углеводородной основе, м³				218,9		131,3	350,2
100	600		SARALINE	454,7	местные	нет	99523,9		59714,3	159238,2
			Вода	194,9			42653,1		25591,8	68244,9
			Avabentoil ECT	10,0	местные	нет	2188,6		1313,1	3501,7
			CaCl₂	60,0	местные	нет	2559,2		1535,5	4094,7
			Lime(известь)	25,0	местные	нет	5471,4		3282,8	8754,2
			NDFT 411	40,0	местные	нет	8754,2		5252,5	14006,8
			Avoil WA LT	4,00	местные	нет	875,4		525,3	1400,7
			Avoil FC	15,0	местные	нет	3282,8		1969,7	5252,5
			Soltex E	17,0	местные	нет	3720,6		2232,3	5952,9
			Optivis CF	3,00	местные	нет	656,6		393,9	1050,5
			Барит	356,4	местные	нет	77992,4		46795,4	124787,8



Продолжение таблицы 7.3-2

Вариант-1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
III интервал			Раствор на углеводородной основе, м³		местные	нет				
600	2500									
							493,0	323,9	295,8	788,9
							74508,5	0,0	130345,7	204854,2
							31932,2	0,0	55862,4	87794,7
							1691,0	0,0	2958,2	4649,2
							1915,9	0,0	3351,7	5267,7
							4227,5	0,0	7395,6	11623,1
							6764,0	0,0	11833,0	18597,0
							676,4	0,0	1183,3	1859,7
							2536,5	0,0	4437,4	6973,9
							2874,7	0,0	5029,0	7903,7
							507,3	0,0	887,5	1394,8
							66717,6	13649,6	116716,2	197083,5
IV интервал			Раствор на углеводородной основе, м³		местные	нет				
2500	4725						510,1	729,7	306,1	816,2
							0,0	0,0	36528,2	36528,2
							0,0	0,0	15654,9	15654,9
							0,0	0,0	865,0	865,0
							0,0	0,0	939,3	939,3
							0,0	0,0	2162,5	2162,5
							0,0	0,0	3460,0	3460,0
							0,0	0,0	346,0	346,0
							0,0	0,0	1297,5	1297,5
							0,0	0,0	1470,5	1470,5
							0,0	0,0	259,5	259,5
							0,0	150548,6	49540,9	200089,5
V интервал			Раствор на углеводородной основе, м³		местные	нет				
4725	6657						389,1		233,5	622,6
							173782,9		104269,7	278052,6
							115855,2		69513,1	185368,4
							4669,5		2801,7	7471,2
							2896,4		1737,8	4634,2
							13619,4		8171,6	21791,1
							15565,0		9339,0	24904,1
							1945,6		1167,4	3113,0



Продолжение таблицы 7.3-2

Вариант-1

Продолжение таблицы 7.3-2										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
V интервал			Avoil WA LT	2,00	местные	нет	778,3		467,0	1245,2
4725	6657		CaCO ₃	120,7	местные	нет	46956,0		28173,6	75129,6
			Глюконат железа (погл. H ₂ S)	6,00	местные	нет	2334,8		1400,9	3735,6
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	6657						857,8		795,6	1653,4

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) = 1,17 в интервале 0-100 м, 1,17 в интервале 100-600 м, 1,13 в интервале 600-2500 м, 1,37 в интервале 2500-4725 м, 1,20 в интервале 4725-6657 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 Согласно Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора - 2334,8 кг;
- 6 Буровой раствор после бурения I интервала в объеме 119,5 м³ вывозится для повторного использования либо на утилизацию;
- 7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в объеме 323,9 м³ идет для запаса на поверхности при бурение III-го интервала, а недостающий раствор необходимо доготовить;
- 8 Раствор, оставшийся после бурения III интервала используется для запаса на поверхности и бурения IV интервала, а недостающий раствор необходимо приготовить;
- 9 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;
- 10 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.



Таблица 7.3-2 - Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления (облегченная конструкция)

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)			на запас на поверхности	на исходный объём	на бурение интервала	суммарная в интервале			
								величина	источник норм	поправочный коэф.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³				80,7		48,4	129,2
0	100		Вода	859,6			69405,3		41643,2	111048,5
			NaOH	0,70	местные	нет	56,5		33,9	90,4
			Na₂CO₃	0,70	местные	нет	56,5		33,9	90,4
			Bentonite	50,0	местные	нет	1000,0		1500,0	2500,0
			PETRO PAC R	3,00	местные	нет	242,2		145,3	387,6
			PHPA	2,10	местные	нет	169,6		101,7	271,3
			PETRO PAC LV	1,20	местные	нет	96,9		58,1	155,0
			PETRO DD	4,00	местные	нет	323,0		193,8	516,8
			KCl	60,0	местные	нет	4844,7		2906,8	7751,5
			Барит	198,7	местные	нет	16047,1		9628,3	25675,4
II интервал			Полимерный раствор, м³				99,4	119,5	131,3	350,2
250	600		Вода	856,6			85102,5	0,0	112478,3	197580,8
			KCl	80,0	местные	нет	7948,3	2390,1	10505,1	20843,4
			KOH	2,00	местные	нет	198,7	239,0	262,6	700,3
			Na₂CO₃	3,00	местные	нет	298,1	274,9	393,9	966,9
			NewPac PLV	8,00	местные	нет	794,8	956,0	1050,5	2801,4
			NewZan D	1,00	местные	нет	99,4	0,0	131,3	230,7
			Avacid 50	1,00	местные	нет	99,4	119,5	131,3	350,2
			Victosal HT	12,0	местные	нет	1192,2	1434,0	1575,8	4202,0
			Polivis PWD	0,70	местные	нет	69,5	0,0	91,9	161,5
			Soltex E	17,0	местные	нет	1689,0	2031,5	2232,3	5952,9
			Барит	198,7	местные	нет	19745,4	0,0	26097,0	45842,4



Продолжение таблицы 7.3-2

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11									
III интервал			Полимерный ингибированный раствор, м³																
600	2500																		
											493,0	323,9	295,8	788,9					
											58307,6	0,0	249621,0	307928,5					
											13528,0	0,0	23666,0	37194,0					
											338,2	0,0	591,6	929,8					
											507,3	0,0	887,5	1394,8					
											1352,8	0,0	2366,6	3719,4					
											169,1	0,0	295,8	464,9					
											169,1	0,0	295,8	464,9					
											2029,2	0,0	3549,9	5579,1					
											118,4	0,0	207,1	325,4					
											2874,7	0,0	5029,0	7903,7					
											40327,9	13649,6	70550,0	124527,5					
IV интервал			Соленасыщенный полимерный ингибированный раствор, м³																
2500	4725																		
											510,1	729,7	306,1	816,2					
											0,0	0,0	65458,4	65458,4					
											0,0	0,0	86,5	86,5					
											0,0	0,0	86,5	86,5					
											0,0	0,0	519,0	519,0					
											0,0	729,7	173,0	902,7					
											0,0	7297,0	865,0	8162,0					
											0,0	3648,5	432,5	432,5					
											0,0	0,0	86,5	86,5					
											0,0	0,0	1038,0	1038,0					
											0,0	1678,3	259,5	1937,8					
											0,0	0,0	1470,5	1470,5					
											0,0	227666,4	26988,0	254654,4					
											0,0	-43013,9	19311,6	-23702,3					
V интервал												Полимерный безглинистый раствор, м³							
4725	6657																		
							389,1	233,5	622,6										
							373606,8		224164,1	597771,0									
							2334,8		1400,9	3735,6									



Продолжение таблицы 7.3-2

Вариант-2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			NewZan D	2,00	местные	нет	778,3		467,0	1245,2
			Victosal HT	12,0	местные	нет	4669,5		2801,7	7471,2
			EvoLube DPE	2,00	местные	нет	778,3		467,0	1245,2
			Incorr 2275 (погл. CO ₂)	3,00	местные	нет	1167,4		700,4	1867,8
			NaOH	1,00	местные	нет	389,1		233,5	622,6
			Na ₂ CO ₃	1,00	местные	нет	389,1		233,5	622,6
			NewScav HS W (погл. H ₂ S)	6,00	местные	нет	2334,8		1400,9	3735,6
			CaCO ₃	15,9	местные	нет	6180,2		3708,1	9888,4
			Avacid 50	1,00	местные	нет	389,1		233,5	622,6
Общая потребность бурового раствора на скважину										
0	6657						794,9		759,1	1554,0

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) = 1,17 в интервале 0-100 м, 1,17 в интервале 100-600 м, 1,13 в интервале 600-2500 м, 1,37 в интервале 2500-4725 м, 1,20 в интервале 4725-6657 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 Согласно Правил на буровой создается запас материалов и химических реагентов, нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее 2-х объемов скважины, необходимое количество реагента нейтрализатора - 2334,8 кг;
- 6 Раствор, оставшийся после бурения I интервала, в полном объеме идет для запаса на поверхности и бурение II-го интервала, предварительно обработанного химическими реагентами, а недостающий объем раствора необходимо приготовить;
- 7 Раствор, оставшийся после бурения II интервала, в объеме 323,9 м³ идет для запаса на поверхности при бурении III-го интервала, а недостающий раствор необходимо приготовить;
- 8 Раствор, оставшийся после бурения III интервала используется для запаса на поверхности и бурения IV интервала, а недостающий раствор необходимо приготовить;
- 9 Буровой раствор, оставшийся после окончания скважины бурением, вывозится для повторного использования или на утилизацию;
- 10 Буровой раствор принят из расчета 1 объем в скважине и 2 объема для запаса на поверхности.

Таблица 7.4-1 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуhrивании цементных стаканов (стандартная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	Разбуhrивание цементного стакана в башмаке кондуктора			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	28,8
II	Разбуhrивание цементного стакана в башмаке 339,7 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	57,6
III	Разбуhrивание цементного стакана в башмаке 273,05 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	43,2
IV	Разбуhrивание цементного стакана в башмаке 177,8 мм "хвостовика"			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	20,2
Итого										149,8

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 7.4-2 - Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбурировании цементных стаканов (облегченная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Номер ступени цементирования	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
					плотность, г/см ³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
I	Разбурирование цементного стакана в башмаке 508 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	62,2
II	Разбурирование цементного стакана в башмаке 339,7 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	43,2
III	Разбурирование цементного стакана в башмаке 273,05 мм колонны			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	23,0
IV	Разбурирование цементного стакана в башмаке 177,8х193,7 мм "хвостовика"			сода кальцинированная	2,53		>90	в/с	0,3	23,0
Итого										151,5

Таблица 7.5-2 - Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн (облегченная конструкция)

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 7.6-1 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (стандартная конструкция)

Вариант-1

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	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						
		0 200	200 1900	1900 4725	4725 5277	5277 6657	0 200	200 1900	1900 4725	4725 5277	5277 6657	на буре- ние	всего с запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вода		138,27	129,5	0,0	139,9	59,64	82,96	77,70	104,99	83,96	29,82	379,4	846,8
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,113	0,0	0,0	0,0	0,0	0,068	0,0	0,0	0,0	0,0	0,068	0,180
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,113	0,0	0,0	0,0	0,0	0,068	0,0	0,0	0,0	0,0	0,068	0,180
Bentonite	СТ РК1261-04	1,500	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000	2,500
PETRO PAC R	Ст.АНИ	0,483	0,0	0,0	0,0	0,0	0,290	0,0	0,0	0,0	0,0	0,290	0,772
PHPA	Ст.АНИ	0,338	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	0,540
PETRO PAC LV	Ст.АНИ	0,193	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,309
PETRO DD	Ст.АНИ	0,643	0,0	0,0	0,0	0,0	0,386	0,0	0,0	0,0	0,0	0,386	1,029
KCl	ГОСТ 4234-77	9,651	0,0	0,0	0,0	0,0	5,791	0,00	0,0	0,0	0,0	5,791	15,442
SARALINE	Ст.АНИ	0,0	302,2	0,0	209,9	89,47	0,0	181,3	244,97	125,94	44,73	596,9	1198,5
Avabentoil ECT	Ст.АНИ	0,0	6,729	0,0	0,0	0,0	0,0	4,037	5,801	0,0	0,0	9,838	16,57
CaCl ₂	ГОСТ 450-77	0,0	7,770	0,0	3,498	1,491	0,0	4,662	6,299	2,099	0,746	13,806	26,56
Lime(известь)	ГОСТ22688-77	0,0	16,82	0,0	16,45	6,825	0,0	10,09	14,503	9,870	3,413	37,88	77,98
NDFT 411	Ст.АНИ	0,0	26,92	0,0	18,80	7,800	0,0	16,15	23,204	11,280	3,900	54,53	108,05
Avoil WA LT	Ст.АНИ	0,0	2,692	0,0	0,940	0,390	0,0	1,615	2,320	0,564	0,195	4,694	8,716
Avoil FC	Ст.АНИ	0,0	10,09	0,0	0,0	0,0	0,0	6,056	8,702	0,0	0,0	14,758	24,85
Soltex E	Ст.АНИ	0,0	11,44	0,0	0,0	0,0	0,0	6,864	9,862	0,0	0,0	16,73	28,16
Optivis CF	Ст.АНИ	0,0	2,019	0,0	0,0	0,0	0,0	1,211	1,740	0,0	0,0	2,952	4,970
Aviol FR ND	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	5,640	2,340	0,0	0,0	0,0	3,384	1,170	4,554	12,534
Emulam RM77	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	2,350	0,975	0,0	0,0	0,0	1,410	0,488	1,898	5,223
Глюконат железа	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	2,820	1,170	0,0	0,0	0,0	1,692	1,463	3,155	7,145
CaCO ₃	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	56,7	1,950	0,0	0,0	0,0	34,0	0,975	35,0	93,7
Барит	СТ РК1261-04	31,97	265,5	205,5	0,0	0,0	19,18	159,3	332,2	0,0	0,0	510,7	1013,7

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



Таблица 7.6-1 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (стандартная конструкция)

Вариант-2

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	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						
		0 200	200 1900	1900 4725	4725 5277	5277 6657	0 200	200 1900	1900 4725	4725 5277	5277 6657		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вода		138,27	368,2	0,0	451,3	0,0	82,96	341,9	445,9	270,8	48,01	1189,6	2147,3
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,113	0,0	0,0	0,470	0,000	0,068	0,0	0,580	0,282	0,050	0,980	1,712
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,113	1,781	0,0	0,470	0,000	0,068	1,211	0,580	0,282	0,050	2,191	4,554
Bentonite	СТ РК1261-04	1,500	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000	0,0	0,0	0,0	0,0	1,000	2,500
PETRO PAC R	Ст.АНИ	0,483	0,0	0,0	0,0	0,0	0,290	0,0	0,0	0,0	0,0	0,290	0,772
PHPA	Ст.АНИ	0,338	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	0,0	0,0	0,0	0,0	0,203	0,540
PETRO PAC LV	Ст.АНИ	0,193	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,0	0,0	0,0	0,0	0,116	0,309
PETRO DD	Ст.АНИ	0,643	0,0	0,0	0,0	0,0	0,386	0,0	0,0	0,0	0,0	0,386	1,029
KCl	ГОСТ 4234-77	9,651	39,55	0,0	0,0	0,0	5,791	32,30	0,0	0,0	0,0	38,09	87,29
KOH	ГОСТ 9285-78	0,0	1,108	0,0	0,0	0,0	0,0	0,807	0,0	0,0	0,0	0,807	1,915
NewPac PLV	Ст.АНИ	0,0	4,431	0,0	2,820	0,000	0,0	3,230	3,481	1,692	0,300	8,703	15,95
NewZan D	Ст.АНИ	0,0	0,435	0,0	0,940	0,000	0,0	0,404	1,160	0,564	0,100	2,228	3,603
Avacid 50	Ст.АНИ	0,0	0,673	0,0	0,470	0,000	0,0	0,404	0,580	0,282	0,050	1,316	2,459
Victosal HT	Ст.АНИ	0,0	8,075	0,0	5,640	0,000	0,0	4,845	6,961	3,384	0,600	15,79	29,51
Polivis PWD	Ст.АНИ	0,0	0,304	0,0	0,0	0,0	0,0	0,283	1,740	0,0	0,00	2,023	2,327
Soltex E	Ст.АНИ	0,0	11,44	0,0	0,0	0,0	0,0	6,864	9,862	0,0	0,00	16,73	28,16
NewPerm ER	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	5,801	0,0	0,00	5,801	5,801
Avadeter	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,901	0,0	0,00	2,901	2,901
NaCl	ГОСТ 4233-77	0,0	0,0	310,7	0,0	0,0	0,0	0,0	180,99	0,0	0,00	180,99	491,7
EvoLube DPE	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,940	0,000	0,0	0,0	0,0	0,564	0,100	0,664	1,604
Incorr 2275	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	1,410	0,000	0,0	0,0	0,0	0,846	0,150	0,996	2,406
NewScav HS W	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	2,820	0,000	0,0	0,0	0,0	1,692	2,055	3,747	6,567
CaCO ₃	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	7,5	0,000	0,0	0,0	0,0	4,48	0,500	4,98	12,4
Барит	СТ РК1261-04	31,97	113,7	0,0	0,0	0,0	19,18	96,29	129,51	0,0	0,0	245,0	390,7
Примечание - Допускается применение хим.реагентов, производимых по другим стандартам, отечественных и зарубежных производителей.													

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



Таблица 7.6-2 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (облегченная кол

Вариант-1

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	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						
		0 100	100 600	600 2500	2500 4725	4725 6657	0 100	100 600	600 2500	2500 4725	4725 6657	на буре- ние	всего с запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вода		69,41	42,65	31,93	0,0	115,86	41,64	25,59	55,86	15,655	69,51	208,3	468,1
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,057	0,0	0,0	0,0	0,0	0,034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,034	0,090
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,057	0,0	0,0	0,0	0,0	0,034	0,0	0,0	0,0	0,0	0,034	0,090
Bentonite	СТ РК1261-04	1,000	0,0	0,0	0,0	0,0	1,500	0,0	0,0	0,0	0,0	1,500	2,500
PETRO PAC R	Ст.АНИ	0,242	0,0	0,0	0,0	0,0	0,145	0,0	0,0	0,0	0,0	0,145	0,388
PHPA	Ст.АНИ	0,170	0,0	0,0	0,0	0,0	0,102	0,0	0,0	0,0	0,0	0,102	0,271
PETRO PAC LV	Ст.АНИ	0,097	0,0	0,0	0,0	0,0	0,058	0,0	0,0	0,0	0,0	0,058	0,155
PETRO DD	Ст.АНИ	0,323	0,0	0,0	0,0	0,0	0,194	0,0	0,0	0,0	0,0	0,194	0,517
KCl	ГОСТ 4234-77	4,845	0,0	0,0	0,0	0,0	2,907	0,0	0,0	0,0	0,0	2,907	7,752
SARALINE	Ст.АНИ	0,0	99,52	74,51	0,0	173,8	0,0	59,71	130,3	36,53	104,27	330,9	678,7
Avabentoil ECT	Ст.АНИ	0,0	2,189	1,691	0,0	0,0	0,0	1,313	2,958	0,865	0,0	5,136	9,016
CaCl ₂	ГОСТ 450-77	0,0	2,559	1,916	0,0	2,896	0,0	1,536	3,352	0,939	1,738	7,564	14,94
Lime(известь)	ГОСТ22688-77	0,0	5,471	4,228	0,0	13,62	0,0	3,283	7,396	2,163	8,172	21,01	44,33
NDFT 411	Ст.АНИ	0,0	8,754	6,764	0,0	15,57	0,0	5,253	11,83	3,460	9,339	29,88	60,97
Avoil WA LT	Ст.АНИ	0,0	0,875	0,676	0,0	0,778	0,0	0,525	1,183	0,346	0,467	2,522	4,852
Avoil FC	Ст.АНИ	0,0	3,283	2,537	0,0	0,0	0,0	1,970	4,437	1,298	0,0	7,705	13,52
Soltex E	Ст.АНИ	0,0	3,721	2,875	0,0	0,0	0,0	2,232	5,029	1,471	0,0	8,732	15,33
Optivis CF	Ст.АНИ	0,0	0,657	0,507	0,0	0,0	0,0	0,394	0,887	0,260	0,0	1,541	2,705
Aviol FR ND	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	4,670	0,0	0,0	0,0	0,0	2,802	2,802	7,471
Emulam RM77	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	1,946	0,0	0,0	0,0	0,0	1,167	1,167	3,113
Глюконат железа	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2,335	0,0	0,0	0,0	0,0	1,401	1,401	3,736
CaCO ₃	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	47,0	0,0	0,0	0,0	0,0	28,2	28,2	75,1
Барит	СТ РК1261-04	16,05	77,99	80,4	150,5	0,0	9,628	46,80	116,7	49,54	0,0	222,7	547,6

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

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



Таблица 7.6-2 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину (облегченная конструкция)

Вариант-2

Название компонентов бурового раствора	ГОСТ, ОСТ и т.д. на изгото- вление	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						
		0 100	100 600	600 2500	2500 4725	4725 6657	0 100	100 600	600 2500	2500 4725	4725 6657		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Вода		69,41	85,10	58,3	0,0	373,6	41,64	112,48	249,6	65,46	224,2	693,4	1279,8
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,057	0,0	0,0	0,0	0,389	0,034	0,0	0,0	0,087	0,233	0,354	0,951
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	0,057	0,573	0,507	0,0	0,389	0,034	0,394	1,039	0,087	0,233	1,787	3,313
Bentonite	СТ РК1261-04	1,000	0,0	0,0	0,0	0,0	1,500	0,0	0,0	0,0	0,0	1,500	2,500
PETRO PAC R	Ст.АНИ	0,242	0,0	0,0	0,0	0,0	0,145	0,0	0,0	0,0	0,0	0,145	0,388
PHPA	Ст.АНИ	0,170	0,0	0,0	0,0	0,0	0,102	0,0	0,0	0,0	0,0	0,102	0,271
PETRO PAC LV	Ст.АНИ	0,097	0,0	0,0	0,0	0,0	0,058	0,0	0,0	0,0	0,0	0,058	0,155
PETRO DD	Ст.АНИ	0,323	0,0	0,0	0,0	0,0	0,194	0,0	0,0	0,0	0,0	0,194	0,517
KCl	ГОСТ 4234-77	4,845	10,338	13,53	0,0	0,0	2,907	10,505	23,67	0,0	0,0	37,08	65,79
KOH	ГОСТ 9285-78	0,0	0,438	0,338	0,0	0,0	0,0	0,263	0,592	0,0	0,0	0,854	1,630
NewPac PLV	Ст.АНИ	0,0	1,751	1,353	0,0	2,335	0,0	1,051	2,367	0,519	1,401	5,337	10,78
NewZan D	Ст.АНИ	0,0	0,099	0,169	0,730	0,778	0,0	0,131	0,296	0,173	0,467	1,067	2,843
Avacid 50	Ст.АНИ	0,0	0,219	0,169	0,0	0,389	0,0	0,131	0,296	0,087	0,233	0,747	1,524
Victosai HT	Ст.АНИ	0,0	2,626	2,029	0,0	4,670	0,0	1,576	3,550	1,038	2,802	8,965	18,29
Polivis PWD	Ст.АНИ	0,0	0,070	0,118	1,678	0,0	0,0	0,092	0,207	0,260	0,0	0,558	2,425
Soltex E	Ст.АНИ	0,0	3,721	2,875	0,0	0,0	0,0	2,232	5,029	1,471	0,0	8,732	15,33
NewPerm ER	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	7,297	0,0	0,0	0,0	0,0	0,865	0,0	0,865	8,162
Avadeter	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	3,649	0,0	0,0	0,0	0,0	0,433	0,0	0,433	4,081
NaCl	ГОСТ 4233-77	0,0	0,0	0,0	227,7	0,0	0,0	0,0	0,0	26,99	0,0	26,99	254,7
EvoLube DPE	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	0,778	0,0	0,0	0,0	0,0	0,467	0,467	1,245
Incorr 2275	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	1,167	0,0	0,0	0,0	0,0	0,700	0,700	1,868
NewScav HS W	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	2,335	0,0	0,0	0,0	0,0	1,401	1,401	3,736
CaCO ₃	Ст.АНИ	0,0	0,0	0,0	0,0	6,2	0,0	0,0	0,0	0,0	3,71	3,71	9,9
Барит	СТ РК1261-04	16,05	19,75	53,98	-43,01	0,0	9,628	26,10	70,55	19,31	0,0	125,6	172,3
Примечание - Допускается применение хим.реагентов, производимых по другим стандартам, отечественных и зарубежных производителей.													



Таблица 7.7-1 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов (стандартная конструкция)
Буровые установки RIG-249, RIG-258, RIG-216, ZJ-40

Название	типоразмер или шифр	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ и т.д на изготов- ление	Использование очистных устройств		
				ступенчатость очистки: 1 - вибросито; 2-1+песко- отделитель; 3-2+илоотделитель	интервал, м	
1	2	3	4	5	от (верх)	до (низ)
Вибросита	сдвоенное, Brandt	2	Ст. АНИ	1 - вибросито	0	200
Пескоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	200	1900
Илоотделитель	Derrick Model 48 Flo-Line	1	Ст. АНИ	2 - 1+пескоотделитель	1900	4725
Дегазатор	Swaco	1	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	4725	5277
Блок приготовления раствора, включающий:				3 - 2+илоотделитель	5277	6657
Центробежные насосы	Mission Magum 6x8x14	2	Ст. АНИ			
Хоперы 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		
Хоперы 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.						



ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

134



8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1_1 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК. (стандартная конструкция)

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	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	200	Бурение под кондуктор	Роторный	1	2-10*	100-140	65	9
200	1900	Бурение под промежуточную колонну	Система для вертикального бурения РУС (PD 900 X5)	3	7-14**	180-210	50	13,5
1900	4725	Бурение под 273,05 мм эксплуатационную колонну	Роторная управляемая РУС (Power D)	4	7-11**	140-170	40	9
4725	5277	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик) 177,8 мм	Роторная управляемая РУС (Power D)	5	7-11**	140-170	25	9
5277	6657	Бурение под нижнюю часть ПО	Роторная управляемая РУС (Power D)	6	3-6**	150-170	20	6,5
176	200	Разбуривание цементных стаканов	Система для вертикального бурения РУС (PD X5)	2	2-3	140-180	65	27,3
1876	1900			3	2-3	140-180	50	27,3
4701	4725			4	2-3	140-180	50	27,3
5253	5277			5	2-3	140-180	40	27,3
* Осевая нагрузка для шарошечных долот.								
** Осевая нагрузка для долот PDC.								



8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1_2 - Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК. (облечённая конструкция)

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	расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	Бурение под кондуктор	Роторный	1	2-10*	100-140	65	9
100	600	Бурение под промежуточную колонну	Система для вертикального бурения РУС (PD 1100 X5)	3	6-13**	140-180	65	21,5
600	2500	Бурение под эксплуатационную колонну	Система для вертикального бурения РУС (PD 900 X5)	4	7-14**	180-210	50	13,5
2500	4725	Бурение под 193,7/177,8 мм эксплуатационную колонну (хвостовик)	Роторная управляемая РУС (Power D)	5	7-11**	140-170	40	9
4725	6657	Бурение ствола 152,4 мм	Роторная управляемая РУС (Power D)	6	3-6**	150-170	20	6,5
240	100	Разбуривание цементных стаканов	Система для вертикального бурения РУС (PD X5) РУС (Power D) РУС (Power D)	2	2-3	140-180	65	27,3
575,00	600			3	2-3	140-180	50	27,3
2476,00	2500			4	2-3	140-180	40	27,3
4701,00	4725			5	2-3	80-120	20	27,3
* Осевая нагрузка для шарошечных долот.								
** Осевая нагрузка для долот PDC.								



Таблица 8.2_1 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) (стандартная конструкция)

Услов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								Приме- чание
	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	
			наруж- ный ди- аметр, мм	длина, м	масса, кг	угол пе- рекоса осей от- клоните- ля, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	0	660,4	0,7	590				
	Переходной переводник	0,7	241,3	0,8	258				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	1,5	209,6	18,28	4298				
	Переходной переводник	19,8	203,2	1,23	269		21	5,4	
2	Долото PDC 406,4 мм (17 ½" IADC M223)	0,0	406,4	0,45	180				
	Роторная управляемая система (PD 1100 X5)	0,5	279,4	4,24	1886				
	Переводник с обратным клапаном	4,7	209,6	0,92	216				
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	5,6	403,2	1,81	1000				
	Переводник MWD	7,4	209,6	0,33	78				
	Электромагнитная система MWD	7,8	209,6	7,63	1794				
	Переводник MWD	15,4	209,6	0,46	108				
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	15,8	241,3	0,76	245				
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	16,6	241,3	2,43	785				
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	19,0	403,2	2,46	1000				
	241,3 мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	21,5	241,3	3,89	1256				
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	25,4	406,4x444,5	5,08	1450				
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	30,5	241,3	0,56	181				
	209,6 мм ШМУ	31,0	209,6	2,24	527				
	Циркуляционный переводник	33,3	209,6	2,26	531				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	35,5	209,6	54,84	12893				
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	90,4	203,2	9,4488	1950				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	99,8	209,6	54,84	12893				
	Переходной переводник	154,6	203,2	1,23	269		156	39,2	



продолжении таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Долото PDC 12 1/4" (IADC M223)*	0,0	311,1	0,38	85				
	Роторная управляемая система (PD 900 X5)	0,4	228,6	4,17	1191				
	Переводник с обратным клапаном	4,6	209,6	0,92	216				
	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	5,5	308	1,87	750				
	Переводник MWD	7,3	209,6	0,32	75				
	Электромагнитная система MWD	7,7	209,6	7,63	1794				
	Переводник MWD	15,3	209,6	0,46	108				
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	15,8	209,6	0,78	183				
	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	16,5	234,95	2,25	686				
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	18,8	209,6	0,76	179				
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	19,5	308,0	1,83	750				
	Расширитель 311,1 x 342,9 мм с обрат. клапаном	21,4	311,1x342,9	5,05	947				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	26,4	209,6	9,13	2146				
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	35,6	308	2,18	750				
	209,6 мм ШМУ	37,7	209,6	2,24	527				
	Циркуляционный переводник	40,0	209,6	2,26	531				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	42,2	209,6	54,84	12893				
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	97,1	203,2	9,45	1950				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	106,5	209,6	27,4	6512				
	Переходной переводник	133,9	203,2	1,23	269		135,2	32,5	
4	Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322*)	0	215,9	0,2	35				
	РУС (Power D) с 212,7 мм стаб. и обр. клапаном	0,2	171,5	5,0	751				
	171,5 мм гладкий приёмник	5,3	171,5	1,75	261				
	Переводник MWD	7,0	171,5	0,37	55				
	Электромагнитная система MWD	7,4	171,5	7,67	1143				
	Переводник MWD	15,1	171,5	0,47	70				
	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	15,5	209,6	1,7	340				
	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	17,2	171,5	2,21	329				
	171,5 мм переводник ШМУ	19,4	171,5	1,87	279				
	Циркуляционный переводник	21,3	171,5	2,09	311				
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	23,4	127	37,8	2809				



продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	61,2	165,1	9,45	1250				
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	70,6	127	47,2	3512				
	Переходной переводник	117,8	165,1	0,69	94		118,50	11,24	
5	Долото PDC 6" (IADC M223)*	0	152,4**	0,19	25	-			
	РУС (Power D) с 149,2 мм стаб. и обр. клапаном	0,19	120,7	4,1	283				
	120,7 мм гладкий приёмник	4,25	120,7	1,5	104				
	Электромагнитная система MWD/LWD	5,75	120,7	28,3	1966				
	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	34	149,2	1,5	102				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	35,47	88,9	27,4	973	-			
	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	62,89	120,70	9,2	650				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	72,07	88,9	27,4	973				
	Переходной переводник	99,5	88,9х139,7	0,6	24		100,09	5,10	
Примечания Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважины, данным инклинометрии и рекомендации бурового подрядчика, по согласованию с представителями Заказчика. * Допускается использование долот других типов. ** В качестве альтернативного варианта возможно использование шарошечного долота 152,4 мм (6" IADC 517) или другого типа.									



Таблица 8.2_2 - Компоновка низа бурильных колонн (КНБК) (облечённая конструкция)

Услов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								Приме- чание
	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	
			наруж- ный ди- аметр, мм	длина, м	масса, кг	угол пе- рекоса осей от- клоните- ля, град			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	0	660,4	0,7	590				
	Наддолотный стабилизатор 660,4 мм (26" NBS)	0,7	660,4	2,4	1800				
	Переходной переводник	3,1	241,3	0,8	258				
	Переводник с обратным клапаном	3,9	241,3	0,8	258				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	4,7	209,6	9,14	2149				
	Переходной переводник	13,8	241,3	0,8	258				
	Стабилизатор 660,4мм (26" STB)	14,6	660,4	2,4	1800				
	Переходной переводник	17,0	241,3	0,8	258				
	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	17,8	209,6	45,7	10744				
	Переходной переводник	63,5	203,2	1,23	269		64,8	18,4	
2	Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	0	406,4	0,5	180				
	Роторная управляемая система (PD 1100 X5)	0,5	279,4	4,24	1886				
	Переводник с обратным клапаном	4,7	209,6	0,92	216				
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	5,6	403,2	1,81	1000				
	Переводник MWD	7,4	209,6	0,33	78				
	Электромагнитная система MWD	7,8	209,6	7,63	1794				
	Переводник MWD	15,4	209,6	0,46	108				
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	15,8	241,3	0,76	245				
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	16,6	241,3	2,43	785				
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	19,0	403,2	2,46	1000				
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	21,5	406,4x444,5	5,08	1451				
	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	26,6	241,3	3,89	1256				
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	30,5	403,2	2,20	1000				
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	32,7	241,3	0,56	181				
	209,6 мм ШМУ	33,2	209,6	2,24	527				
	Циркуляционный переводник	35,5	209,6	2,26	531				

продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) 203,2 мм Ясс (8" JAR) 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) Переходной переводник	37,7 92,6 102,0 156,8	209,6 203,2 209,6 203,2	54,8 9,45 54,8 1,23	12893 1950 12893 269		158,1	40,2	
3	Долото PDC 12 1/4" (IADC M223)* Роторная управляемая система (PD 900 X5) Переводник с обратным клапаном Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB) Переводник MWD Электромагнитная система MWD Переводник MWD Переводник 209,6 мм (8 1/4") Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4") Переводник 209,6 мм (8 1/4") Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB) Расширитель 311,1x342,9 мм с обрат. клапаном 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB) 209,6 мм ШМУ Циркуляционный переводник 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) 203,2 мм Ясс (8" JAR) 209,6 мм УБТ (8 1/4" DC) Переходной переводник	0,0 0,4 4,6 5,5 7,3 7,7 15,3 15,8 16,5 18,8 19,5 21,4 26,4 35,6 37,7 40,0 42,2 97,1 106,5 133,9	311,1 228,6 209,6 308 209,6 209,6 209,6 209,6 234,95 209,6 308,0 311,1x342,9 209,6 308 209,6 209,6 209,6 209,6 203,2 209,6 203,2	0,38 4,17 0,92 1,87 0,32 7,63 0,46 0,78 2,25 0,76 1,83 5,05 9,13 2,18 2,24 2,26 54,84 9,45 27,4 1,23	85 1191 216 750 75 1794 108 183 686 179 750 947 2146 750 527 531 12893 1950 6512 269		135,2	32,5	
4	Долото PDC 9 1/2" (IADC M 322*) РУС (Power D) с 212,7 мм стаб. и обр. клапаном 171,5 мм гладкий приёмник Переводник MWD Электромагнитная система MWD Переводник MWD Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	0 0,2 5,3 7,0 7,4 15,1 15,5	241,3 171,5 171,5 171,5 171,5 171,5 209,6	0,2 5,0 1,75 0,37 7,67 0,47 1,7	35 751 261 55 1143 70 340				



продолжении таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	17,2	171,5	2,21	329				
	171,5 мм переводник ШМУ	19,4	171,5	1,87	279				
	Циркуляционный переводник	21,3	171,5	2,09	311				
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	23,4	127	37,8	2809				
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	61,2	165,1	9,45	1250				
	127 мм ТБТ (5" HWDP)	70,6	127	47,2	3512				
	Переходной переводник	117,8	165,1	0,69	94		118,50	11,24	
5	Долото PDC 6" (IADC M223)*	0	152,4**	0,19	25	-			
	РУС (Power D) с 149,2 мм стаб. и обр. клапаном	0,19	120,7	4,1	283				
	120,7 мм гладкий приёмник	4,25	120,7	1,5	104				
	Электромагнитная система MWD/LWD	5,75	120,7	28,3	1966				
	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	34	149,2	1,5	102				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	35,47	88,9	27,4	973	-			
	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	62,89	120,70	9,2	650				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	72,07	88,9	27,4	973				
	Переходной переводник	99,5	88,9x139,7	0,6	24		100,09	5,10	

Примечания

- 1 Компоновка №1 - компоновка для бурения под кондуктор 508 мм (20").
- 2 Компоновка №2 - для бурения ствола под 339,7 мм (13 3/8") промежуточную колонну.
- 3 Компоновка №3 - для бурения ствола под 273.05 мм эксплуатационную колонну.
- 4 Компоновка №4 - для бурения участка ствола под 7 7/8" (193,7/177,8 мм) хвостовик.
Возможно использование долота 215,9 мм с расширением 241,3 мм или 250,8 мм
- 5 Компоновка №5 - для бурения под ствол 152,4 мм (6").
- 6 Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим горно-геологическим условиям проводки скважины, данным инклинометрии и рекомендации бурового подрядчика, по согласованию с представителями Заказчика.
- * Допускается использование долот других типов.
- ** В качестве альтернативного варианта возможно использование шарошечного долота 152,4 мм (6" IADC 517) или другого типа.

Таблица 8.3_1 - Потребное количество элементов КНБК (стандартная конструкция)

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт, (для УБТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник норм	
1	2	3	4	5	6	7
Долото 660,4 мм (26" IADC 111)*	Бурение, проработка	0	200	1200	Местные	1 шт
Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	Бурение, проработка	0	200			1 шт
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	0	200			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка	0	200			1 шт
Долото PDC 406,4 мм (17 1/2" IADC M223)	Бурение, проработка, расширка	200	1900	2200	Местные нормы	1
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	200	1900	2300		1 шт
Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	200	1900	2300		
Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	Бурение, проработка, расширка	200	1900	2300		2 шт
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	200	1900	2300		1 шт
Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	200	1900			2 шт
241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка, расширка	200	1900			1 шт
Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)*	Бурение, проработка, расширка	1900	5725	3000	Местные нормы	1 шт
Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	1900	5725	3000		1 шт
Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат клапаном	Бурение, проработка, расширка	1900	5725	3000		1 шт
Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	1900	5725	3000		2 шт
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 шт
Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			2 шт
Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 шт
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 шт
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 шт
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 комплект

продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 шт
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка, расширка	1900	5725			1 шт
Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322*)	Бурение, проработка, расширка	5725	5277	750	Местные	1 шт
Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	Бурение, проработка, расширка	5725	5277	1200	нормы	1 шт
Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Бурение, проработка, расширка	5725	5277			1 шт
171,5 мм переводник ШМУ	Бурение, проработка, расширка	5725	5277			1 шт
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	5725	5277			1 шт
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка, расширка	5725	5277			1 комплект
165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Бурение, проработка, расширка	5725	5277			1 шт
165,1 мм переводник	Бурение, проработка, расширка	5725	5277			1 шт
Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)*	Бурение, проработка	5277	6657	1200	Местные	1 шт
Долото 152,4 мм (6" IADC 517)**	Бурение, проработка	5277	6657	150	нормы	2 шт
Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Бурение, проработка	5277	6657	1300		1 шт
120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Бурение, проработка	5277	6657			1 шт
Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	Бурение, проработка	5277	6657			1 шт
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Бурение, проработка	5277	6657			1 комплект
* Возможно использование долот других типов.						
** Альтернативный вариант использования шарошечного долота 152,4 мм (6" IADC 517) или другого типа.						





Таблица 8.3_2 - Потребное количество элементов КНБК (облечённая конструкция)

Типоразмер, шифр или краткое название эле- мента КНБК	Вид технологической операции (бурение, от- бор керна, расширка, проработка)	Интервал работ		Норма проходки		Потребное коли- чество на интер- вал, шт, (для УБТ комплектов)
		по стволу, м		величина, м	источник норм	
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
Долото 660,4 мм (26" IADC 111)*	Бурение, проработка	0	100	1200	Местные нормы	1
Стабилизатор 660,4 мм (26" STB)	Бурение, проработка	0	100	2500		1 шт
Наддолотный стабилизатор 660,4 мм (NBS)	Бурение, проработка	0	100	2500		1 шт
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка	0	100			1 шт
Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	Бурение, проработка	0	100			3 шт
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка	0	100			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка	0	100			1 шт
Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	Бурение, проработка, расширка	100	600	2200	Местные нормы	1 шт
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	100	600	2300		1 шт
Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	100	600	2300		2 шт
Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	Бурение, проработка, расширка	100	600	2300		1 шт
Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Бурение, проработка, расширка	100	600			2 шт
241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 комплект
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка, расширка	100	600			1 шт
Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)*	Бурение, проработка, расширка	600	2500	3000	Местные нормы	1 шт
Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	600	2500	3000		1 шт
Расширитель 311,1x342,9 мм с обрат. клапаном	Бурение, проработка, расширка	600	2500	3000		1 шт
Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Бурение, проработка, расширка	600	2500	3000		2 шт
Переводник с обратным клапаном	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 шт
Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Бурение, проработка, расширка	600	2500			2 шт
Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 шт
209,6 мм ШМУ	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 шт



продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 шт	
209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 комплект	
Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 шт	
203,2 мм Ясс (8" JAR)	Бурение, проработка, расширка	600	2500			1 шт	
Долото PDC 9 1/2" (IADC M 322*)	Бурение, проработка, расширка	2500	4725	750	Местные нормы	1 шт	
Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	Бурение, проработка, расширка	2500	4725	1200		1 шт	
Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Бурение, проработка, расширка	2500	4725			1 шт	
171,5 мм переводник ШМУ	Бурение, проработка, расширка	2500	4725			1 шт	
Циркуляционный переводник	Бурение, проработка, расширка	2500	4725			1 шт	
127 мм ТБТ (5" HWDP)	Бурение, проработка, расширка	2500	4725			1 комплект	
165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Бурение, проработка, расширка	2500	4725			1 шт	
165,1 мм переводник	Бурение, проработка, расширка	2500	4725			1 шт	
Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)*	Бурение, проработка	4725	6657	1200	Местные нормы	1 шт	
Долото 152,4 мм (6" IADC 517)**	Бурение, проработка	4725	6657	150		2 шт	
Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Бурение, проработка	4725	6657	1300		1 шт	
120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Бурение, проработка	4725	6657			1 шт	
Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	Бурение, проработка	4725	6657			1 шт	
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Бурение, проработка	4725	6657			1 комплект	
* Возможно использование долот других типов.							
** Альтернативный вариант использования шарошечного долота 152,4 мм (6" IADC 517) или другого типа.							



Таблица 8.4_1 - Суммарное количество и масса элементов КНБК (стандартная конструкция)

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор	Долото 660,4 мм (26")	IADC 111*, ст. АНИ	0,01	0,04	1	590
	Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	Ст. АНИ		1	1	258
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
Промежуточная	Долото PDC 406,4 мм (17 1/2" IADC M223)	IADC M223*, ст. АНИ	0,02	0,77	1	180
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,02	0,74	1	1000
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,02	1,48	2	2000
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапаном	Ст. АНИ	0,02	0,74	1	1450
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	531
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1	1	785
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1	1	527
	241,3 мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ		1	1	1256
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1	1	245
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950



продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4"	IADC M223*, ст. АНИ	0,13	1,28	1	85
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0,26	2,55	2	1500
	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0,13	1,28	1	750
	Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат клапаном	Ст. АНИ	0,13	1,28	1	947
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	531
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Ст. АНИ		1	1	183
	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Ст. АНИ		1	1	686
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1	1	527
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950
Эксплуатационная (хвостовик)	Долото 215,9 PDC 8 1/2"	IADC M 322* ст. АНИ	0,06	-0,60	1	35
	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	Ст. АНИ	0,05	-0,37	1	340
	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Ст. АНИ		1	1	329
	171,5 мм переводник ШМУ	Ст. АНИ		1	1	279
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	311
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1250
	165,1 мм переводник	Ст. АНИ		1	1	94
НКТ (Нижняя часть ПО)	Долото 152,4 мм (PDC 6")	IADC M233*, ст. АНИ	0,27	1,15	2	50
	Долото 152,4 мм (6")**	IADC 517*, ст. АНИ	2,17	9,20	11	165
	Стабилизатор 152,4 мм (6")	Ст. АНИ	0,25	1,06	2	204
	Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	24
	120,7мм Ясс (4 3/4" JAR)	Ст. АНИ		1	1	650
* Возможно использование долот других типов. ** Альтернативный вариант использования шарошечного долота.						



Таблица 8.4_2 - Суммарное количество и масса элементов КНБК (облечённая конструкция)

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт			Масса по типоразмеру или шифру, кг
			для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Кондуктор	Долото 660,4 мм (26")	IADC 111*, ст. АНИ	0,01	0,17	1	590
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	258
	Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	Ст. АНИ		3	3	774
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	190
	Наддолотный стабилизатор 660,4мм (NBS)	Ст. АНИ	0,02	0,08	1	1800
	Стабилизатор 660,4 мм (26" STB)	Ст. АНИ	0,02	0,08	1	1800
Промежуточная (опциональная) хвостовик	Долото 406,4 мм PDC 16"	IADC M223*, ст. АНИ	0,19	0,09	1	180
	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,18	0,09	1	1000
	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,17	0,09	2	2000
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1,00	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1,00	1	531
	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1,00	1	785
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1,00	1	527
	Расширитель 406,4 x 444,5мм с клапаном	Ст. АНИ	0,18	0,20	1	1451
	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	Ст. АНИ		1,00	1	1256
	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	Ст. АНИ		1,00	1	245
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1,00	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1,00	1	1950
Эксплуатационная	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4"	IADC M223*, ст. АНИ	0,14	0,63	1	85
	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0,29	1,27	2	1500
	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	Ст. АНИ	0,14	0,63	1	750
	Расширитель 311,1x342,9 мм с обрат. клапаном	Ст. АНИ	0,14	0,63	1	947
	Переводник с обратным клапаном	Ст. АНИ		1	1	216
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	531
	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	Ст. АНИ		1	1	183
	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	Ст. АНИ		1	1	686
	209,6 мм ШМУ	Ст. АНИ		1	1	527
	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	269
	203,2 мм Ясс (8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1950



продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная (хвостовик)	Долото PDC 9 1/2" (IADC M 322*)	IADC M 322* ст. АНИ	0,09	2,90	1	35
	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	Ст. АНИ	0,07	1,81	1	340
	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	Ст. АНИ		1	1	329
	171,5 мм переводник ШМУ	Ст. АНИ		1	1	279
	Циркуляционный переводник	Ст. АНИ		1	1	311
	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	Ст. АНИ		1	1	1250
	165,1 мм переводник	Ст. АНИ		1	1	94
Нижняя часть ПО	Долото 152,4 мм (PDC 6")	IADC M233*, ст. АНИ	0,27	0,97	2	50
	Долото 152,4 мм (6")**	IADC 517*, ст. АНИ	2,17	7,73	11	165
	Стабилизатор 152,4 мм (6")	Ст. АНИ	0,25	0,89	2	204
	Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	Ст. АНИ		1	1	24
	120,7мм Ясс (4 3/4" JAR)	Ст. АНИ		1	1	650
* Возможно использование долот других типов.						
** Альтернативный вариант использования шарошечного долота.						



Таблица 8.5_1 - Рекомендуемые бурильные трубы (стандартная конструкция)

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) ма- териала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 139,7 по стандарту 5 АХ АНИ	139,7	10,54	S-135	ХТ54	700	есть
СБТ 127 по стандарту 5 АХ АНИ	127	9,19	TSS-105	NC50	4577	есть
СБТ 88,9 (3 1/2" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ	88,9	9,35	XD-105	NC38	2080	есть

Таблица 8.5_2 - Рекомендуемые бурильные трубы (облечённая конструкция)

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Количество труб, м	Наличие труб (есть, нет)
1	2	3	4	5	6	7
СБТ 139,7 (5 1/2" DP), СБТ 127 трубы по стандарту 5 АХ АНИ	139,7	10,54	S-135	XT54	700	есть
	127	9,19	G-105	NC50	4025	есть
СБТ 88,9 (3 1/2" DP) трубы по стандарту 5 АХ АНИ	88,9	9,35	XD-105	NC38	2632	есть



Таблица 8.6_1 - Конструкция бурильных колонн (стандартная конструкция)

Вид технологи- ческой операции (бурение сква- жины, спуск ча- стей обсадной колонны, разбу- ривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допус- тимая глубина спуска на кли- нгах, м	Номер секции бу- рильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочнос- ти трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наруж- ный ди- аметр, мм	марка (груп- па про- чности) матери- ала	толщи- на стен- ки, мм	тип за- мково- го сое- дине- ния		секции	нарас- тающая с учё- том КНБК	стати- ческую проч- ность	вынос- ливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	200	200	1	СБТ (DP)	139,7	S - 135	10,54	ХТ54	179	5,8	11,3	31,11	>>1,5
Бурение, проработка	200	1900	1900	2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	ХТ54	700	22,8	116,2	3,01	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	1044	31,3	93,4	3,38	>>1,5
Бурение, проработка	1900	4725	4725	2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	ХТ54	700	22,8	172,1	2,03	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	3890	116,7	149,2	2,12	>>1,5
Бурение, проработка	4725	5277	5277	2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	ХТ54	700	22,8	167,8	2,42	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	4459	133,8	145,0	2,18	>>1,5
Спуск 177,8 мм "хвостовика"	4575 0	5277 4575	- 4575	-	-	-	-	-	-	702	27,2	-	-	-
				2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	ХТ54	700	22,8	166,3	2,11	-
				1	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	3875	116,3	143,4	2,20	-
Бурение, проработка	4900	6657	6657	3	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	ХТ54	700	22,8	157,4	2,58	>>1,5
				2	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	3875	116,3	134,6	2,35	>>1,5
				1	СБТ (DP)	88,9	XD-105	9,35	NC38	602	13,3	18,4	9,36	>>1,5
Спуск ПО 114,3 мм	4900 0	6657 4900	1757 4900	-	-	-	-	-	-	1757	39,48			
				2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	ХТ54	700	22,8	188,3	2,16	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	4200	126,0	165,5	1,91	>>1,5



Таблица 8.6_2 - Конструкция бурильных колонн (облечённая конструкция)

Вид технологи- ческой операции (бурение сква- жины, спуск ча- стей обсадной колонны, разбу- ривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допус- тимая глубина спуска на кли- ньях, м	Номер секции бу- рильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочнос- ти трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наруж- ный ди- аметр, мм	марка (груп- па про- чности) матери- ала	толщи- на стен- ки, мм	тип за- мково- го сое- дине- ния		секции	нарас- тающая с учёт- ом КНБК	стати- ческую проч- ность	вынос- ливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	100	100	1	СБТ (DP)	139,7	S - 135	10,54	XT54	35	1,4	6,8	59,56	>>1,5
Бурение, проработка	100	600	600	1	СБТ (DP)	139,7	S - 135	10,54	XT54	442	17,6	57,8	7,02	>>1,5
Бурение, проработка	600	2500	2500	2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	700	27,8	110,3	3,68	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	G- 105	9,19	NC50	1665	49,9	82,5	3,83	>>1,5
Бурение, проработка	2500	4725	4725	2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	700	27,8	157,0	2,59	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	G- 105	9,19	NC50	3903	117,1	129,1	2,45	>>1,5
Спуск 193,7 /177,8 мм "хвостовика"	2300 0	4725 2300	- 2300	-	-	-	-	-	-	2425	93,9	-	-	-
				2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	700	27,8	169,8	2,39	-
				1	СБТ (DP)	127	G- 105	9,19	NC50	1600	48,0	141,9	2,23	-
Бурение, проработка	4525	6657	6657	3	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	700	27,8	185,1	2,19	>>1,5
				2	СБТ (DP)	127	G- 105	9,19	NC50	2900	87,0	157,3	2,01	>>1,5
				1	СБТ (DP)	88,9	XD-105	9,35	NC38	2957	65,2	70,3	2,45	>>1,5
Спуск ПО 114,3 мм	4525 0	6657 4525	2132 4525	-	-	-	-	-	-	2132	47,906			
				2	СБТ (DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	700	27,846	190,50	2,13	>>1,5
				1	СБТ (DP)	127	TSS - 105	9,19	NC50	3825	114,75	162,66	1,94	>>1,5



Таблица 8.7_1 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения (стандартная конструкция)

Название обсад- ной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефи- цит длины труб на ин- терва- ле, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наруж- ный ди- аметр, мм	марка (груп- па про- чности) мате- риала	толщи- на стен- ки, мм	тип замкового соединения (присоедини- тельной резь- бы)		теоре- тичес- кая	с плю- совым допус- ком	с нор- матив- ным запа- сом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Кондуктор	0	250	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209,6	AISI 4145 H	69,1	NC-61	18,3	4,1	4,3	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	TSS-105	10,54	XT54	229	7,5	7,8	-
Промежуточная	250	1900	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209,6	AISI 4145 H	69,1	NC-61	-	-	-	-
			СБТ 127,0 (5" DP)	127	TSS-105	9,19	NC-50	1044	41,5	43,2	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	471	18,7	19,5	-
Эксплуатационная	1900	3700	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209,6	AISI 4145 H	69,1	NC-61	-	-	-	-
			СБТ 127,0 (5" DP)	127	TSS-105	9,19	NC-50	2846	85,4	88,8	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	-	-	-	-
Эксплуатационная (хвостовик)	3700	4623	ТБТ 127 (5" HWDP)	127	AISI 4145 H	25,4	NC-50	85,0	6,3	6,6	-
			СБТ 127,0 (5" DP)	127	TSS-105	9,19	NC-50	569	22,62	23,5	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	-	-	-	-
НКТ (Нжная часть ПО)	4623	6160	ТБТ 88,9 (3 1/2"HWDP)	88,9	AISI 4145 H	15,9	NC-38	54,8	1,9	2,0	-
			СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	XD-105	9,35	NC-38	1760	38,8	40,3	-
			СБТ 127,0 (5" DP)	127	TSS-105	9,19	NC-50	-	-	-	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	-	-	-	-



Таблица 8.7_2 - Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения (облечённая конструкция)

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
Промежуточная	0	100	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209,6	AISI 4145 H	69,1	NC-61	54,8	12,4	12,9	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	TSS-105	10,54	XT54	35	1,40	1,5	-
Промежуточная (хвостовик)	100	600	УБТ 209,6 (8 1/4" DC)	209,6	AISI 4145 H	69,1	NC-61	54,8	12,4	12,9	-
			СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	139,7	S-135	10,54	XT54	442	17,6	18,3	-
Эксплуатационная	600	2500	СБТ 139,7 (5 1/2" DP)	127	G-105	10,54	XT54	1665	49,94	51,9	-
Эксплуатационная (хвостовик)	2500	4725	ТБТ 127 (5" HWDP)	127	AISI 4145 H	25,4	NC-50	85,0	6,3	6,6	-
			СБТ 127	127	TSS-105	10,54	NC-50	4125	123,76	128,7	-
Нижняя часть ПО	4725	6657	ТБТ 88,9 (3 1/2" HWDP)	88,9	AISI 4145 H	15,9	NC-38	54,8	1,9	2,0	-
			СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	XD-105	9,35	NC-38	1832	40,4	42,0	-



Таблица 8.8_1 - Оснастка талевой системы (стандартная конструкция)

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	200	Бурение, спуск 508 мм (20") кондуктора	5	6
200	1900	Бурение, спуск 339,7 мм (13 3/8") промежуточной колонны	5	6
1900	4725	Бурение, спуск 273,05 мм (10 3/4") эксплуатационной колонны	6	7
4725	5277	Бурение, спуск 193,7/177,8 мм хвостовика	6	7
5277	6657	Бурение под нижнюю часть ПО	6	7



Таблица 8.8_2 - Оснастка талевой системы (облечённая конструкция)

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М x К	
от (верх)	до (низ)		М	К
1	2	3	4	5
0	600	Бурение, спуск кондуктора 508 мм (20") и 339,7 мм (13 3/8") промежуточной колонны	5	6
600	2500	Бурение, спуск комбинированной промежуточной колонны	6	7
2500	4725	Бурение, спуск 193,7/177,8 мм хвостовика	6	7
4725	6657	Бурение, спуск ПО	6	7

Таблица 8.9_1 - Режим работы буровых насосов (стандартная конструкция)

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
RIG 249											
200	1900	Бурение под промежуточную колонну	FC - 2200	2	0,42	165,1 (6,5")	36,2	0,9	108	32,5	65
1900	4725	Бурение под эксплуатационную колонну	FC - 2200	2	0,39	152,4 (6")	42,5	0,9	97	25	50
4725	5277	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	FC - 2200	2	0,22	152,4 (6")	42,5	0,9	78	20	40
5277	6657	Бурение под нижнюю часть ПО	FC - 2200	1	0,24	152,4 (6")	42,5	0,9	78	20	20
RIG 258											
200	1900	Бурение под промежуточную колонну	F-1600	2	0,42	165,1 (6,5")	27,4	0,9	108	32,5	65
1900	4725	Бурение под эксплуатационную колонну	F-1600	2	0,44	152,4 (6")	32,2	0,9	97	25	50
4725	5277	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	F-1600	2	0,27	152,4 (6")	32,2	0,9	78	20	40
5277	6657	Бурение под нижнюю часть ПО	F-1600	1	0,29	152,4 (6")	32,2	0,9	78	20	20



Таблица 8.9_2 - Режим работы буровых насосов (облечённая конструкция)

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (бурение, прора- ботка, промывка и т.д.)	Тип буро- вых на- сосов	Коли- чество насо- сов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производи- тельность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффици- ент исполь- зования гидравли- ческой мощности	диаметр цилин- дровых штулок, мм	допус- тимое давле- ние, МПа	коэффи- циент напол- нения	число ходов в мин	произво- дитель- ность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG 249											
0	100	Бурение под кондуктор	FC - 2200	2	0,08	165,1 (6,5")	36,20	0,9	86	32,5	65
100	600	Бурение под промежу- точную колонну	FC - 2200	2	0,42	165,1 (6,5")	36,20	0,9	86	32,5	65
600	2500	Бурение под эксплуата- ционную колонну	FC - 2200	2	0,39	152,4 (6")	42,48	0,9	78	25	50
2500	4725	Бурение под эксплуатацион- ную колонну (хвостовик)	FC - 2200	2	0,22	152,4 (6")	42,48	0,9	62	20	40
4725	6657	Бурение ствола под нижнюю часть ПО	FC - 2200	1	0,24	152,4 (6")	42,48	0,9	62	20	20
RIG 258											
0	100	Бурение под кондуктор	FB - 1600	2	0,10	165,1 (6,5")	27,40	0,9	108	32,5	65
100	600	Бурение под промежу- точную колонну	FB - 1600	2	0,58	165,1 (6,5")	27,40	0,9	108	32,5	65
600	2500	Бурение под эксплуата- ционную колонну	FB - 1600	2	0,52	152,4 (6")	32,20	0,9	97	25	50
2500	4725	Бурение под эксплуатацион- ную колонну (хвостовик)	FB - 1600	2	0,31	152,4 (6")	32,20	0,9	78	20	40
4725	6657	Бурение ствола под нижнюю часть ПО	FB - 1600	1	0,33	152,4 (6")	32,20	0,9	78	20	20



Таблица 8.10_1 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой (стандартная конструкция)

Интервал, м		Вид технологической операции (см табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2500	1900	Бурение под промежуточную колонну	18,9	2,50	-	15,11	0,62	0,70
1900	4725	Бурение под эксплуатационную колонну	22,3	1,70	-	17,87	2,23	0,50
4725	5277	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	15,9	1,60	-	9,38	4,74	0,20
5277	6657	Бурение под нижнюю часть ПО	17,6	0,60	-	10,55	6,34	0,10



Таблица 8.10_2 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой (облечённая конструкция)

Интервал, м		Вид технологической операции (см табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	забойном двигателе			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	100	Бурение под промежуточную колонну (опциональный хвостовик)	3,5	0,70	-	2,03	0,10	0,70
100	600	Бурение под промежуточную колонну	18,9	2,50	-	15,11	0,62	0,70
600	2500	Бурение под эксплуатационную колонну	22,3	1,70	-	17,87	2,23	0,50
2500	4725	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	15,9	1,60	-	9,38	4,74	0,20
4725	6657	Бурение ствола под нижнюю часть ПО	17,6	0,60	-	10,55	6,34	0,10



Таблица 8.11_1 - Гидравлические показатели промывки (стандартная конструкция)

Интервал, м		Вид технологи- ческой операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость вос- ходящего по- тока в откры- том стволе, м/с	Удель- ный ра- сход, л/с.см ²	Схема промыв- ки долота (цен- тральная, пери- ферийная, ком- бинированная)	Диаметр сопла на центральной отвер- стии, мм	Гидромонитор- ные насадки		Скорость истече- ния, м/с	Мощность, срабаты- ваемая на долоте, л.с.
от (верх)	до (низ)						коли- чество, шт	диа- метр, мм		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
200	1900	Бурение подпромежу-точную колонну	0,47	0,050	Периферийная	-	7	14,3	58	217
1900	4725	Бурение под эксплуата- ционную колонну	0,71	0,066	Периферийная	-	7	14,3	44	113
4725	5277	Бурение под эксплуата- ционную колонну (хвостовик)	1,30	0,109	Периферийная	-	6	12,7	53	85
5277	6657	Бурение под нижнюю часть ПО	0,65	0,110	Периферийная	-	4 3	11,1 10,3	31	16



Таблица 8.11_2 - Гидравлические показатели промывки (облечённая конструкция)

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
0	100	Бурение под промежуточную колонну (опциональный хвостовик)	0,20	0,019	Комбинированная	41,3	3	15,9	34	61
100	600	Бурение под промежуточную колонну	0,47	0,050	Периферийная	-	7	14,3	58	217
600	2500	Бурение под эксплуатационную колонну	0,71	0,066	Периферийная	-	7	14,3	44	113
2500	4725	Бурение под эксплуатационную колонну (хвостовик)	1,30	0,109	Периферийная	-	6	12,7	53	85
4725	6657	Бурение ствола под нижнюю часть ПО	0,65	0,110	Периферийная	-	4 3	11,1 10,3	31	16

НОРМЫ
на механическое бурение скважин 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
Неоген+четвертич+мел N+Q+K	Мягкие, средние	0	200	660,4	1200	9
(Мел+Юра+триас K+J+T)+ +Иреньская свита P_1k^{ir}	Мягкие, средние, твёрдые	200	1 900	406,4 PDC	2200	21,5
Иреньская свита + +филипповский горизонт $P_1k^{ir} + P_1k^n$	Средние, твёрдые, крепкие	1 900	4725	311,1 PDC	3000	13,5
Нижняя пермь, артинско-ассельский ярусы P_1a-as	Твёрдые, крепкие	4725	5277	215,9 PDC	750	9
Нижн карбон, серпуховский C_1s	Средние, Твёрдые	5277	6657	152,4 PDC шарошечное	1200 150	6,5 6,5



НОРМЫ
на механическое бурение скважин 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
Неоген+четвертич+мел N+Q+K	Мягкие, средние	0	250	660,4	1200	9
(Мел+Юра+триас K+J+T)+ +Иреньская свита P ₁ kg ^{ir}	Мягкие, средние, твёрдые	250	600	406,4 PDC	2200	21,5
Иреньская свита + +филипповский горизонт P ₁ kg ^{ir} + P ₁ kg ⁿ	Средние, твёрдые, крепкие	600	2500	311,1 PDC	3000	13,5
Нижняя пермь, артинско-ассельский ярусы P ₁ a-as	Твёрдые, крепкие	2500	4725	215,9 PDC	750	9
Нижн карбон, серпуховский C ₁ s	Средние, Твёрдые	4725	6657	152,4 PDC шарошечное	1200 150	6,5 6,5



9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

9.1 Расчет обсадных колонн

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

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

9.2 Выбор обсадных труб

При вскрытии газовых горизонтов в интервале 4725 – 4765 м, максимальное содержание H_2S – 3,77 % объемных, пластовое давление – 443 кгс/см², парциальное давление H_2S при этом составит 16,7 кгс/см². При вскрытии нефтяных горизонтов в интервале 5050 – 5127 м, максимальное содержание H_2S – 4,85 % объемных, пластовое давление – 425 кгс/см², парциальное давление H_2S при этом составит 20,6 кгс/см². В соответствии с рекомендациями NACE MR-01-75 ([25] таблица 12.1) в этих условиях, при общем давлении в системе более 4,6 кгс/см², 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.

В соответствии с вышеизложенным для 273,05 мм эксплуатационной колонны, эксплуатационной колонны (хвостовика) 193,7 мм и 177,8 мм, а также подземного оборудования 114,3 мм приняты трубы марки T95-1, по спецификации 5СТ АНИ, с газогерметичными соединениями. Для обсадных колонн 508 мм, 406,4 мм и 339,7 мм приняты трубы марки K55 и L80, соответственно. Для промежуточной колонны при бурении скважины по стандартной конструкции приняты трубы марки TN95HS

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	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Кондуктор		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		508	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		660,4	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ни	L		200	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho			
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,54	*
	-бурового раствора,	Убр		1,18	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,18	
	-жидкости в колонне	Ув			
	Рни			1,00	
	Рви			1,33	**
	- пластовой воды	Угс		1,10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		0	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления (за колонной)	200		21	

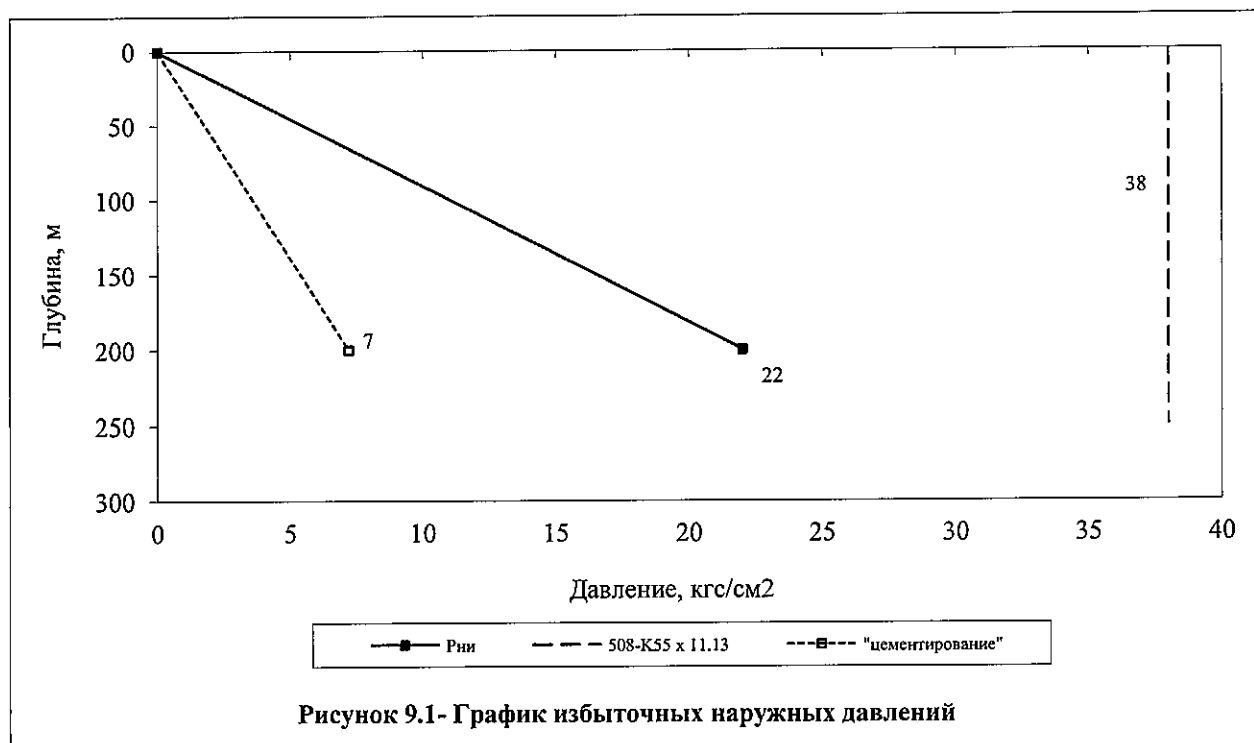
* Средняя плотность.

** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.



Наружное давление, кгс/см²

Наружное давление, кгс/см ²				
Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
200	21	22	-	22
Внутренние давления				
Глубина, м	Расчетная формула			Давление, кгс/см ²
200	$P_{вз}=0,1 \times Y_{в} \times Z$			0
Максимальные наружные избыточные давления при бурении				
Глубина, м	Расчетная формула			Давление, кгс/см ²
200	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$			22
Наружные избыточные давления при при цементировании				
Глубина, м	Расчетная формула			Давление, кгс/см ²
200	$P_{ни}=0,1 \times (Y_{ц}-Y_p) \times Z$			7



Внутренние давления при бурении

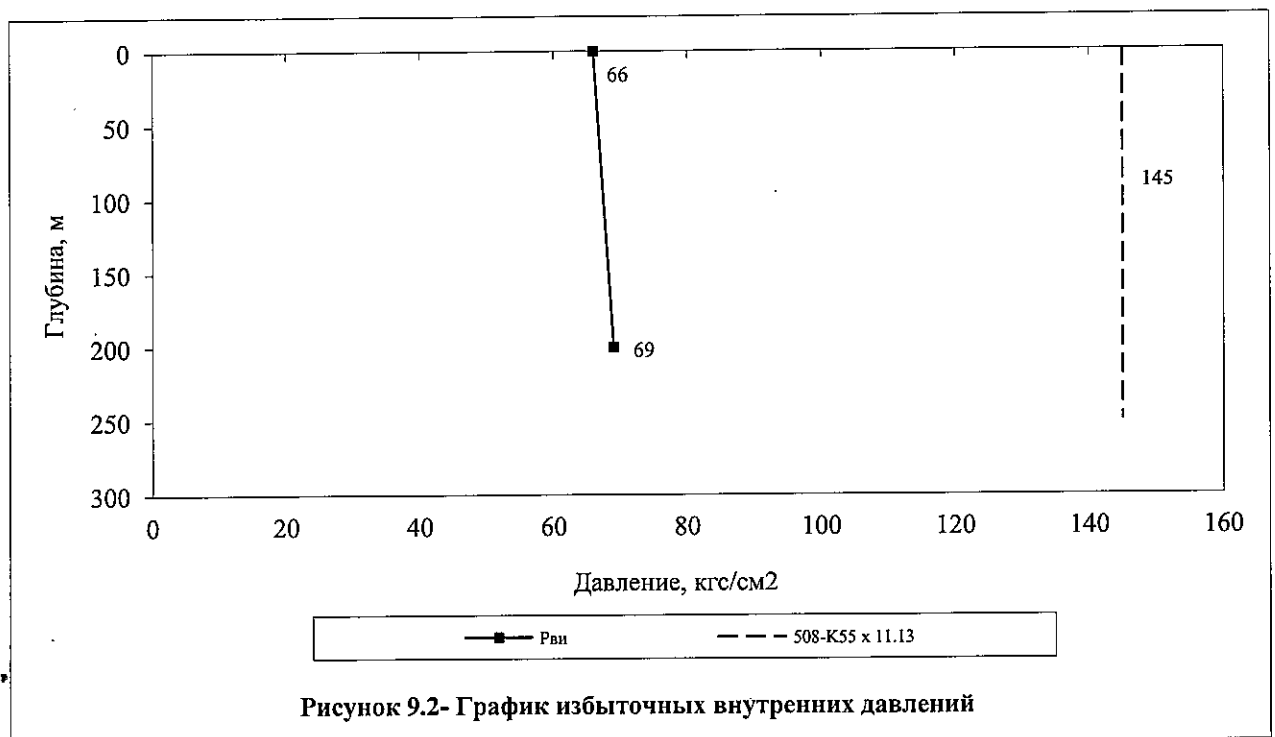
По данным геологической части нефтеводогазопроявлений в процессе бурения под 1 промежуточную колонну и соответственно избыточных устьевых давлений не ожидается.

Давление на устье при опрессовке колонны принято по таблице 2.1 инструкции [25].

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп} = P_{оп}$ (таблица 2.1 [25])	66
200	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{пл}$	69

Кондуктор оборудуется дивертером - газоотводящей системой, которая согласно инструкции завода-изготовителя обеспечивает безопасный отвод газа от устья без перекрытия 12 и 16"-отводных линий, поэтому опрессовка необязательна.



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Кондуктор		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		508	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		660,4	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ни	L		100	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho			
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,54	*
	-бурового раствора,	Убр		1,18	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,18	
	-жидкости в колонне	Ув			
	Рни			1,00	
	Рви			1,33	**
	- пластовой воды	Угс		1,10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		0	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления (за колонной)	100		10	

* Средняя плотность.
 ** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.



Кондуктор (стандартная конструкция)Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
100	10	11	-	11

Внутренние давления

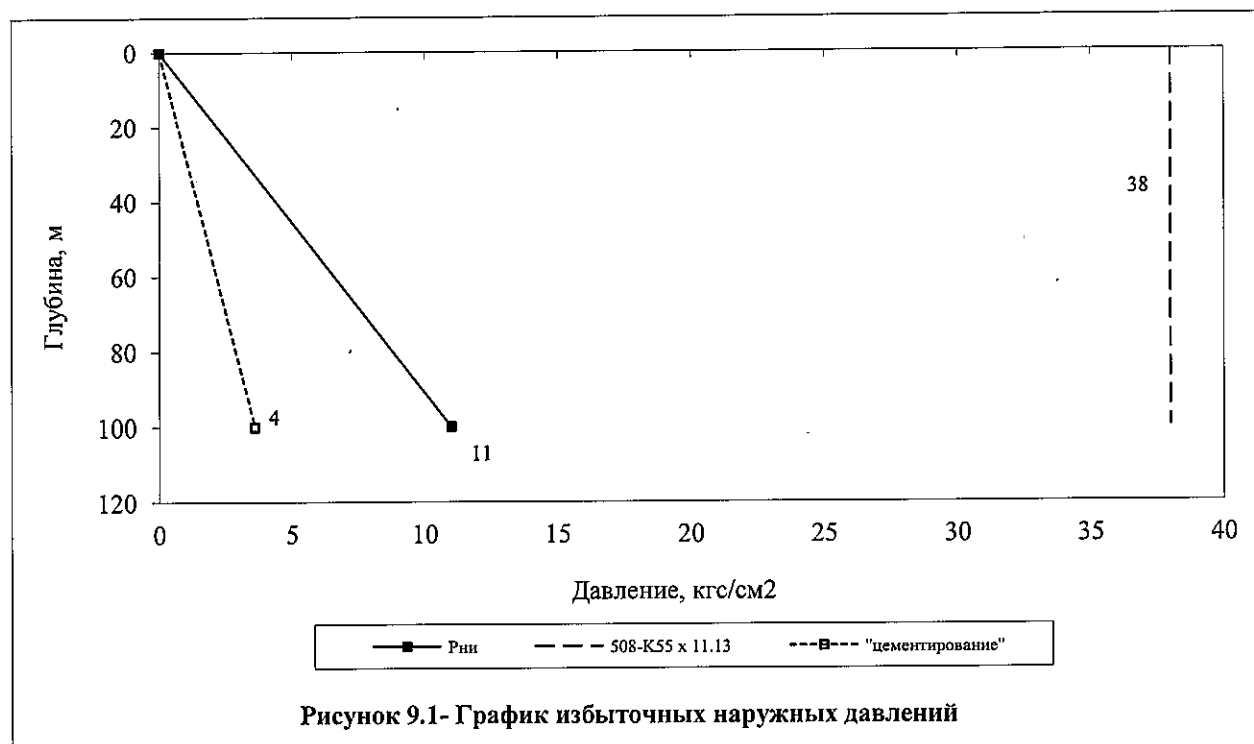
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
100	$P_{вз}=0,1 \times \gamma_{в} \times Z$	0

Максимальные наружные избыточные давления при бурении

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
100	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	11

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
100	$P_{ни}=0,1 \times (\gamma_{ц}-\gamma_{р}) \times Z$	4



Внутренние давления при бурении

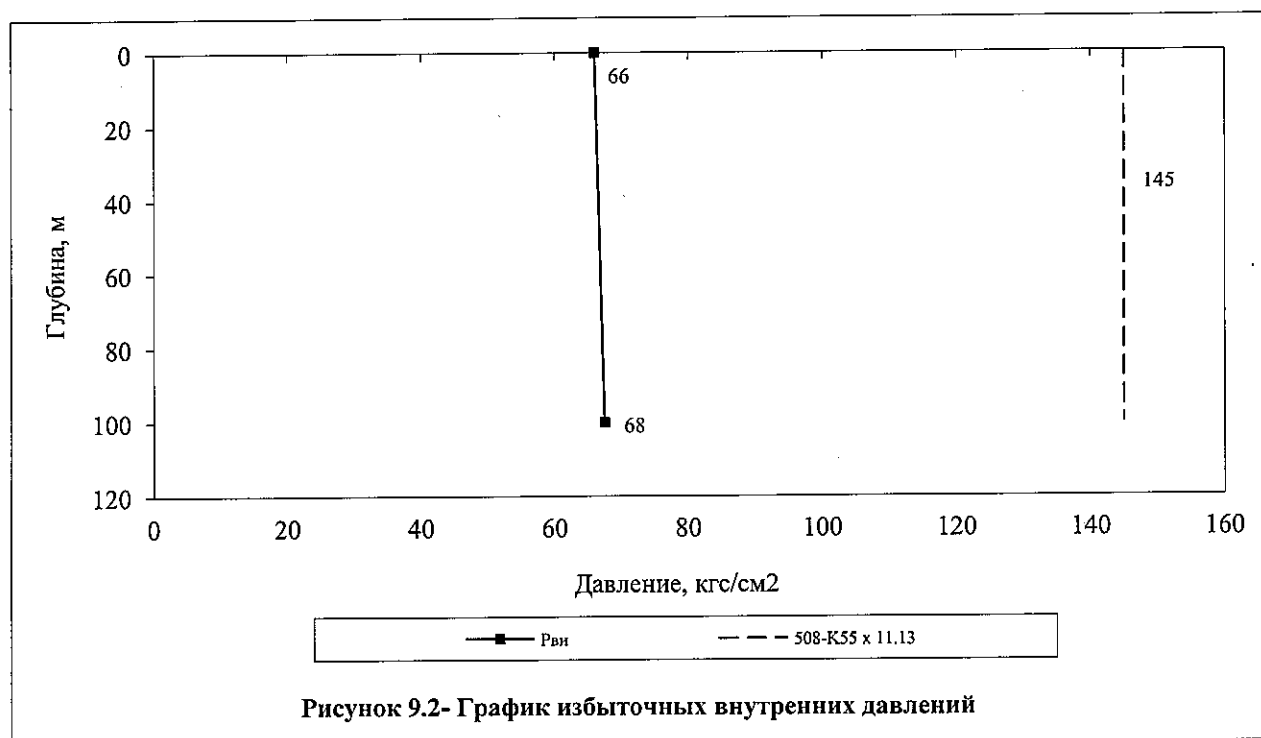
По данным геологической части нефтегазопрооявлений в процессе бурения под 1 промежуточную колонну и соответственно избыточных устьевых давлений не ожидается.

Давление на устье при опрессовке колонны принято по таблице 2.1 инструкции [25].

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{у.оп} = P_{оп}$ (таблица 2.1 [25])	66
100	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{пл}$	68

Кондуктор оборудуется дивертером - газоотводящей системой, которая согласно инструкции завода-изготовителя обеспечивает безопасный отвод газа от устья без перекрытия 12 и 16"-отводных линий, поэтому опрессовка необязательна.



Исходные данные

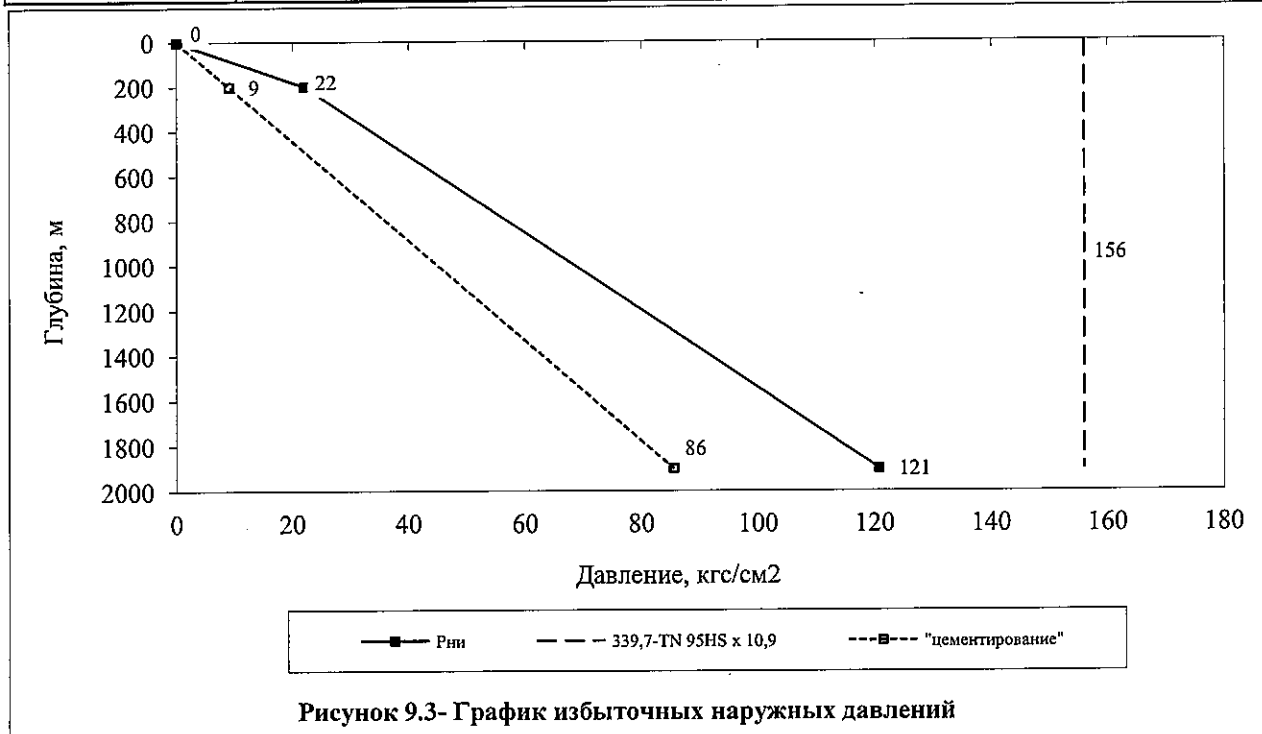
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			I промежуточная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		339,7	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		444,5	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-низ	L		1900	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		200	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,66	*
	-бурового раствора,	Убр		1,21	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,21	
	-жидкости в колонне	Ув			
	Рни			1,39	
	Рви			1,33	**
	- пластовой воды	Угс		1,10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		0	
	-жидкости в колонне	H		1000	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовое давление	200		21	
		1900		209	
	Горное давление, кгс/см ²				
* Средняя плотность. ** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.					



Промежуточная колонна (стандартная конструкция)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
200	21	22	0	22
1900	209	209	0	209
Внутренние давления				
Глубина, м	Расчетная формула			Давление, кгс/см ²
200	$P_{вз} = 0,1 \times Y_{в} \times Z$			0
1900				88
Наружные избыточные давления при бурении				
Глубина, м	Расчетная формула			Давление, кгс/см ²
200	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$			22
1900				121
Наружные избыточные давления при цементировании				
Глубина, м	Расчетная формула			Давление, кгс/см ²
200	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_{ц} - Y_{р}) \times Z$			9
1900				86



Внутренние давления при бурении

Для повышения надежности конструкции скважины, с учетом опыта бурения, давление опрессовки принято равным 210 кгс/см².

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	МАКС(таблица 2.1[25];табл.9.8 Проекта)	210
200		214,2
1900		250

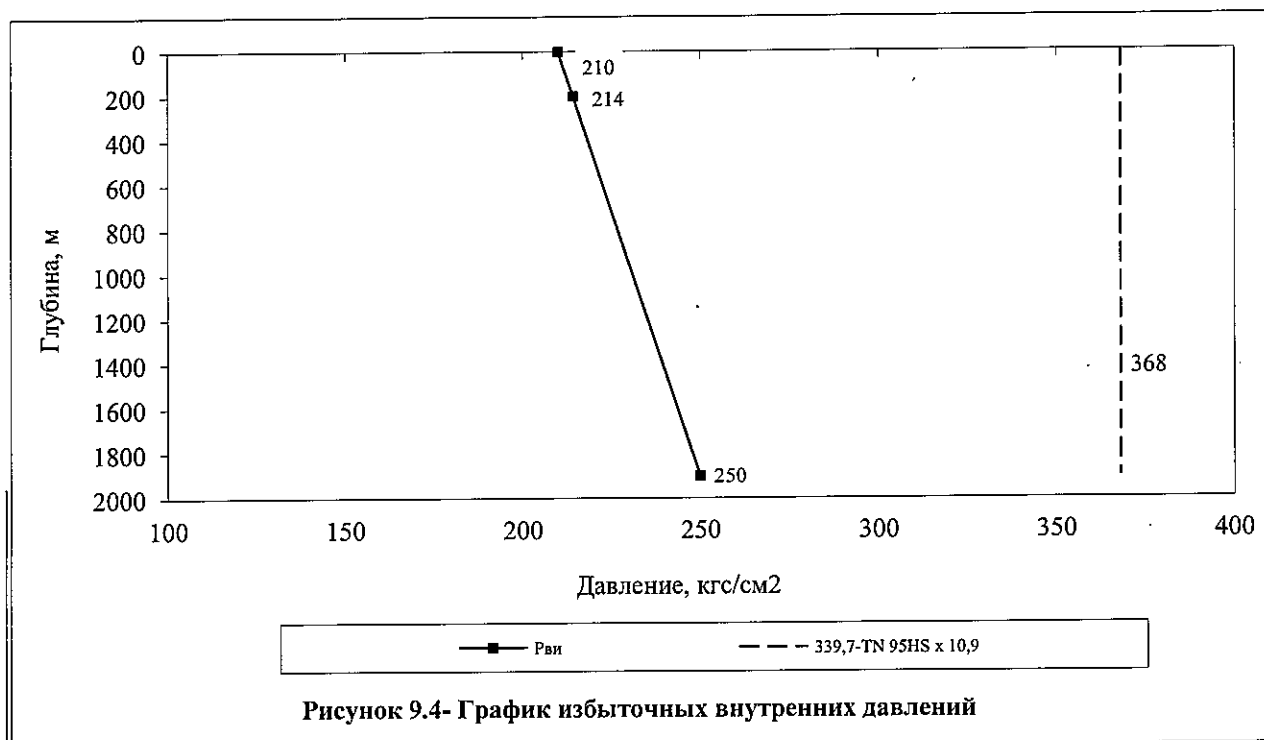


Рисунок 9.4- График избыточных внутренних давлений



Исходные данные

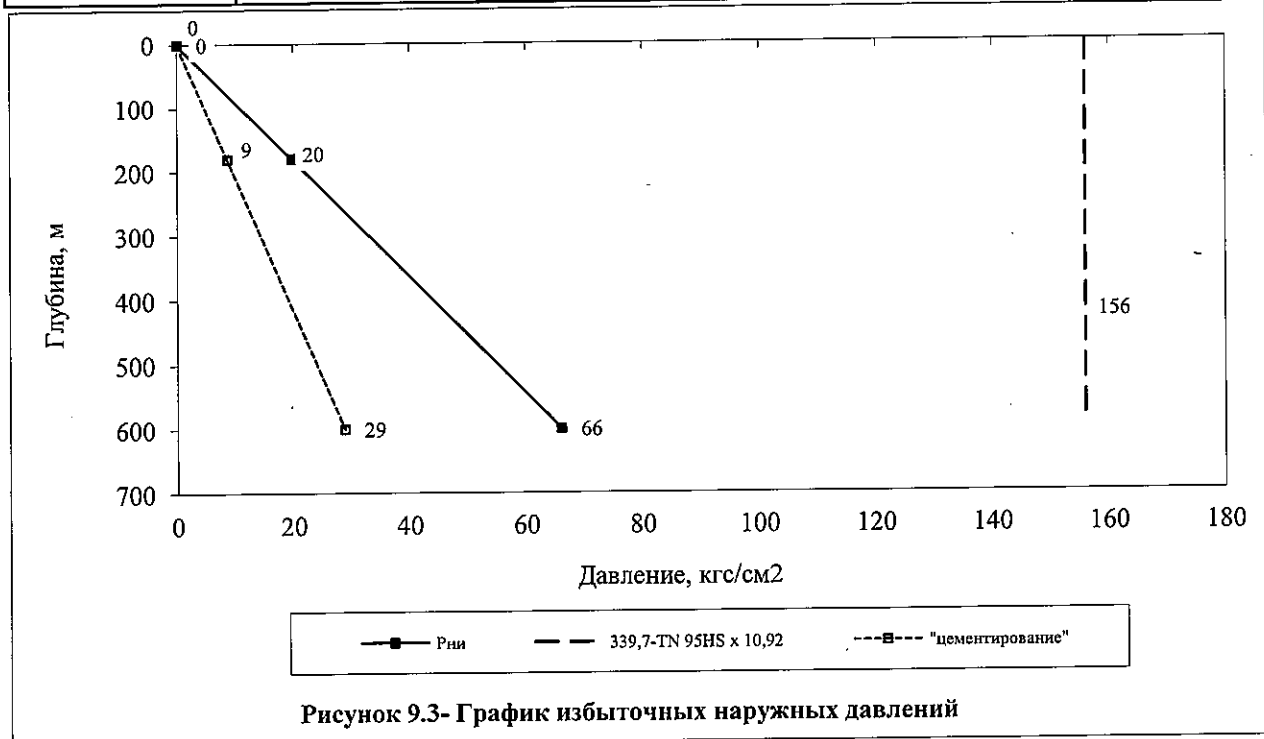
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			промежуточная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		339,7	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		444,5	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ни	L		600	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		250	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,66	*
	-бурового раствора,	Убр		1,18	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,18	
	-жидкости в колонне	Ув			
	Рни			1,00	
	Рви			1,34	**
	- пластовой воды	Угс		1,10	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		0	
	-жидкости в колонне	H		0	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовое давление	180		19	
		600		66	
* Средняя плотность. ** Избыточное внутреннее давление при переходе на тяжелый раствор, на следующем интервале, существенно ниже опрессовочного.					



Промежуточная колонна (облегчённая конструкция)

Наружное давление, кгс/см²

Наружное давление, кгс/см²				
Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
180	19	20	-	20
600	66	66	-	66
Внутренние давления				
Глубина,м	Расчетная формула			Давление, кгс/см²
180	$P_{вз}=0,1 \times Y_{в} \times Z$			0
600				0
Наружные избыточные давления при бурении				
Глубина,м	Расчетная формула			Давление, кгс/см²
180	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$			20
600				66
Наружные избыточные давления при при цементировании				
Глубина,м	Расчетная формула			Давление, кгс/см²
180	$P_{ни}=0,1 \times (Y_{ц}-Y_{р}) \times Z$			9
600				29

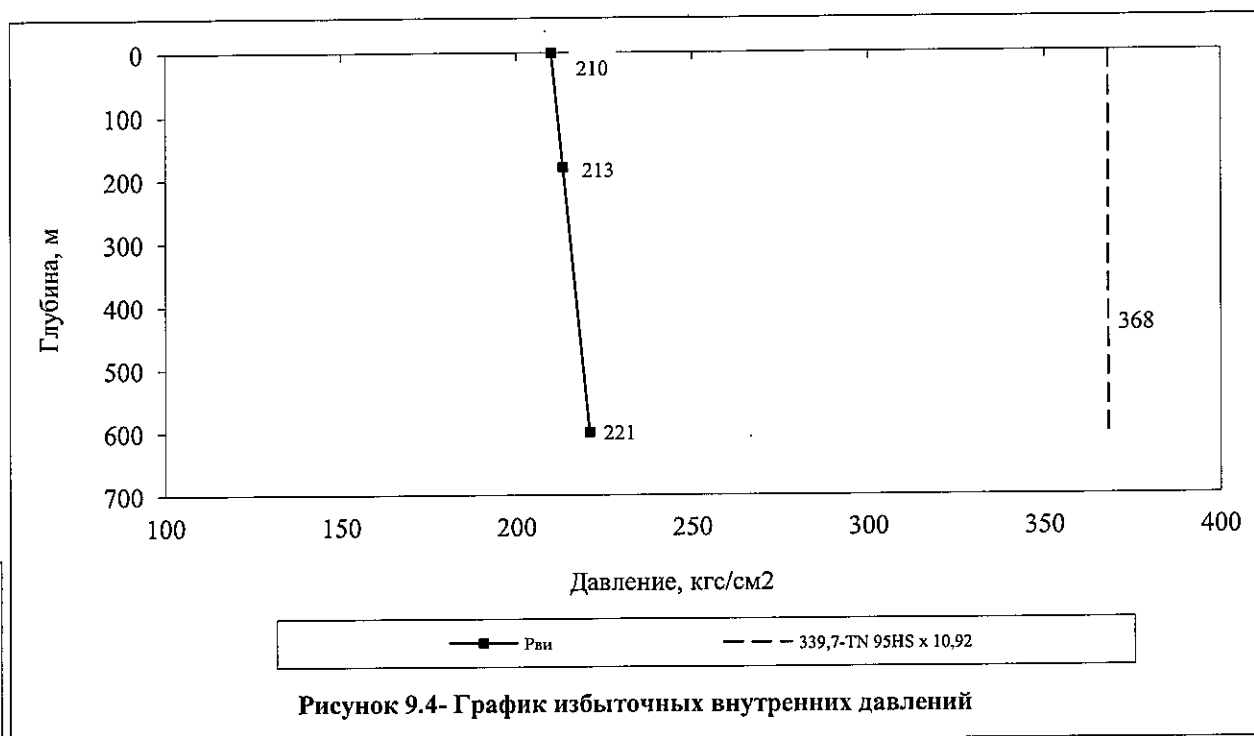


Внутренние давления при бурении

Для повышения надежности конструкции скважины, с учетом опыта бурения, давление опрессовки принято равным 210 кгс/см².

Избыточные внутренние давления при опрессовке

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	МАКС(таблица 2.1[25];табл.9.8 Проекта)	210
180	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{н}$	213
600		221



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			эксплуатационная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		273,05	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		311,1/342,9	*
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-низ	L		4725	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		1900	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,90	
	-бурового раствора,	Убр		1,35	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,00	
	-жидкости в колонне при расчете	Ув			
	Рни			1,0	
	Рви			0,75	**
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		1500	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	1900		209	
		3500		392	
		3650		460	
		4525		570	
		4670		434	
		4725		595	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4765		443	
9	Горное давление, кгс/см ²				
		3650		854	
		4525		1059	
		4670		1093	

* Диаметр долота 311,1 мм с расширением до 342,9 мм.

** Относительная, по воздуху, плотность газа.



Эксплуатационная колонна (стандартная конструкция)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
1900	209	190	-	209
3500	392	350		392
3650	460	365	854	854
4525	570	453	1059	1059
4670	434	467	1093	1093
4725	595	473		595

Минимальные внутренние давления при бурении		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1900	$P_{вз}=0,1 \times Y_{в} \times Z$	140
3500		258
3650		269
4525		334
4670		345
4725		349

Наружные избыточные давления при бурении		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
1900	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	69
3500		134
3650		585
4525		725
4670		748
4725		247

Наружные избыточные давления при цементировании		
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
0	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_{ц} - Y_{бп}) \times (Z - h)$	0
4670		174

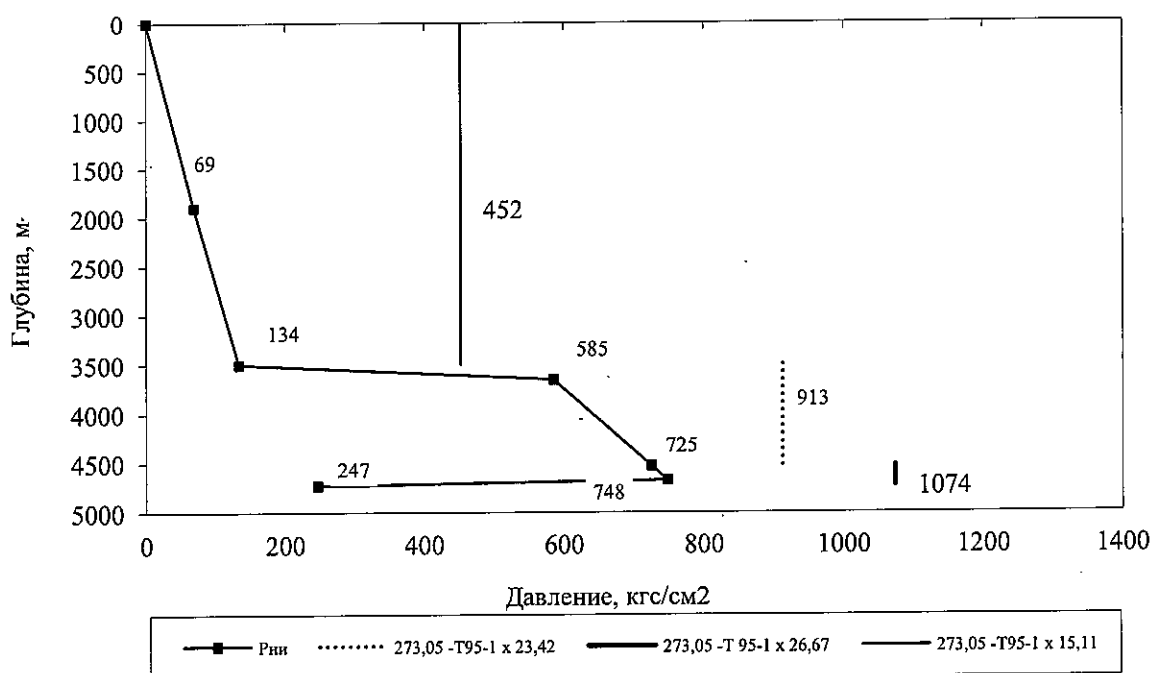


Рисунок 9.5- График избыточных наружных давлений



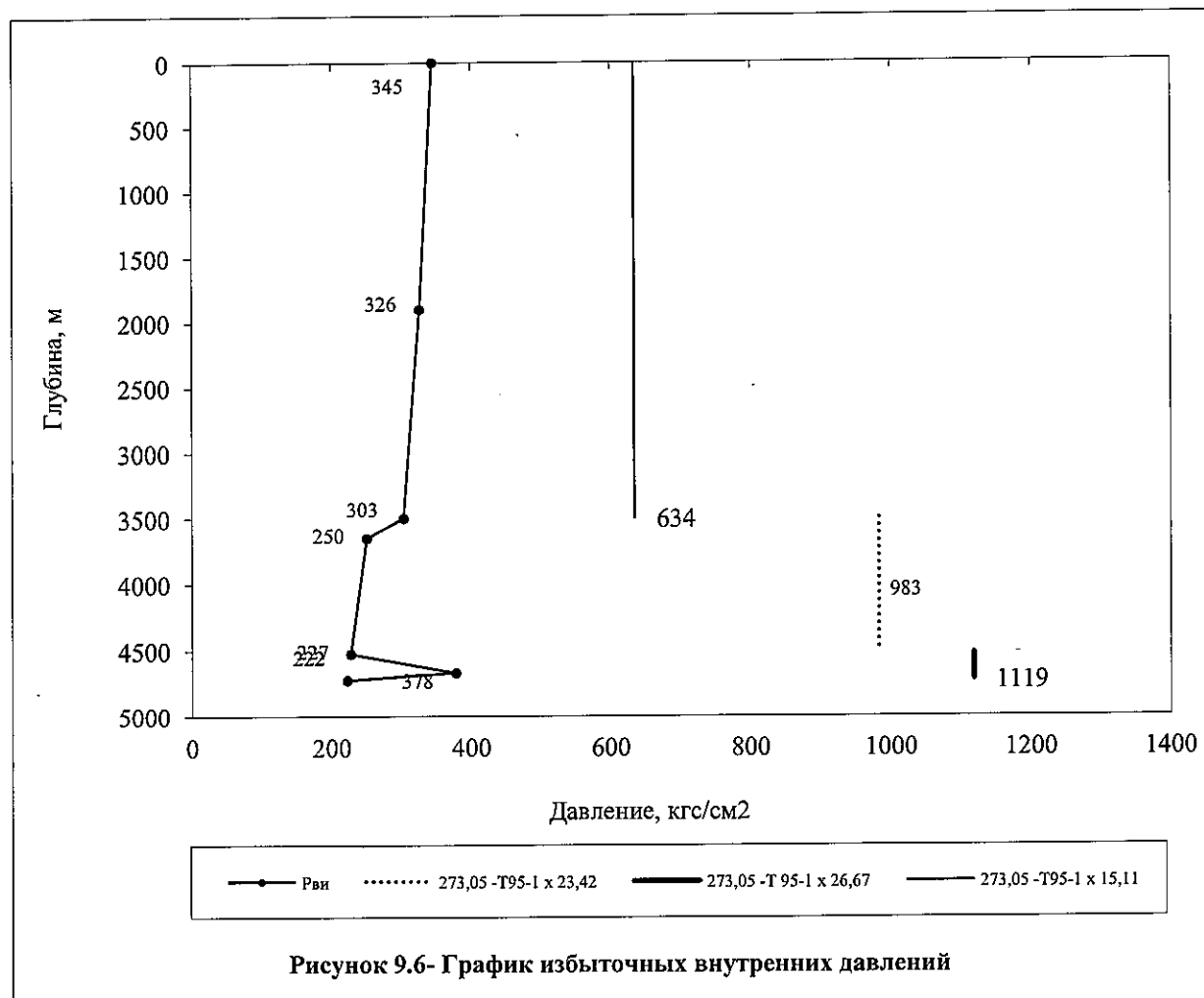
Внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен для условия полного замещения бурового раствора газом при вскрытии газового горизонта на глубине 4516 м в соответствии с формулами 4.1, 4.1г [25].

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
		НГП, эксплуатация (закрытая скважина)	
устье	$P_{ву} = P_{пл} / e^2$	345	
			опрессовка
0	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву}$		345
1900	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{н}$		326
3500			303
3650			250
4525			227
4670			378
4725			222

Примечание
1 При расчете избыточных давлений в закрытой скважине, для получения расчетного запаса, плотность газовой смеси принята равной плотности газоконденсата.



Исходные данные

№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			эксплуатационная		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		273,05	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		311,1/330,2	*
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		0	
	-ниж	L		2500	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		600	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,90	
	-бурового раствора,	Убр		1,21	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,00	
	-жидкости в колонне при расчете	Ув			
	Рни			1,0	**
	Рви			0,73	**
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		1100	
	-жидкости в колонне				
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	600		62	
		2500		280	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4631		472	
9	Горное давление, кгс/см ²				

* Диаметр долота 311,1 мм с расширением до 330,2 мм.

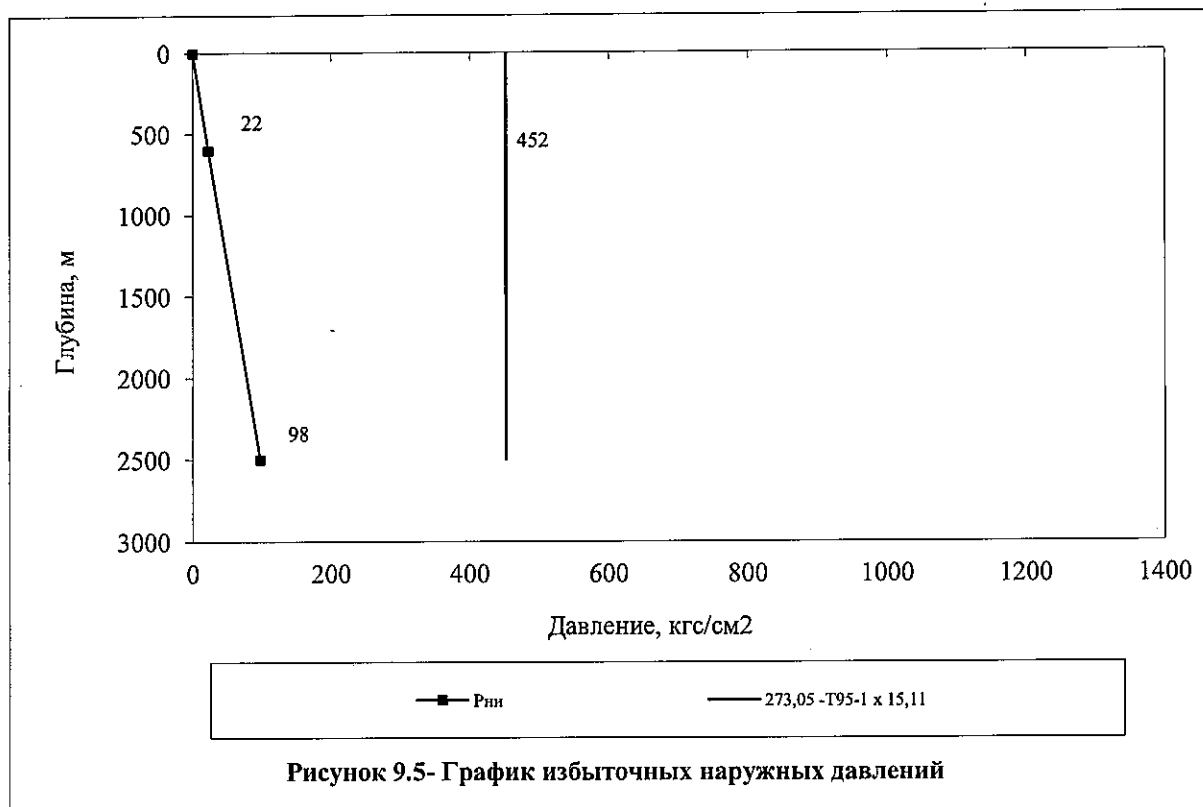
** Относительная, по воздуху, плотность газа.



Эксплуатационная колонна (облегченная конструкция)

Наружное давление, кгс/см²

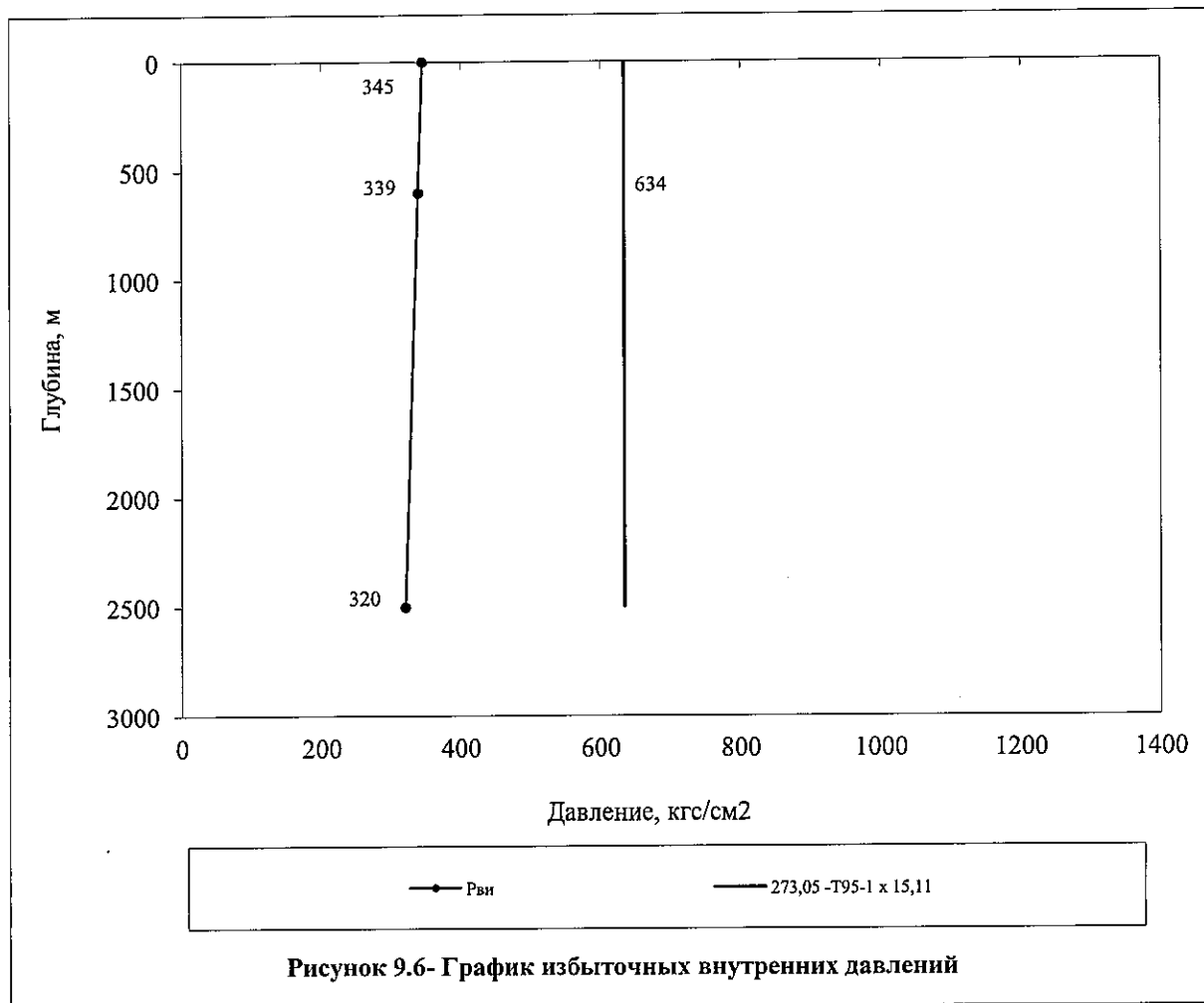
наружное давление, кгс/см				
Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
600	62	66	-	66
2500	280	275	-	280
Минимальные внутренние давления при бурении				
Глубина,м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
600	$P_{BZ}=0,1 \times Y_B \times Z$		44	
2500			183	
Наружные избыточные давления при бурении				
Глубина,м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
600	$P_{ни} = P_{нз} - P_{BZ}$		22	
2500			98	



Внутренние давления

Избыточные внутренние давления

Глубина,м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
	НГП, эксплуатация (закрытая скважина)		
устье	$P_{ву}=P_{пл}/e^s$	345	
			опрессовка
0	$P_{у.оп}=1,1 \times P_{ву}$		345
600	$P_{ви}=P_{у.оп}+0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_n$		339
2500			320



Исходные данные					
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная* (хвостовик 177,8 мм)		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		177,8	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		215,9	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		4575	
	-низ	L		5102/5277	**
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		4725	
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Уц		1,90	
	-бурового раствора,	Убр		0,99	
	-опрессовочной жидкости	Уж		1,00	
	- газа	Ун		0,750	***
	-жидкости в колонне при расчете	Ув			
	Рни			0,740	***
	Рви			0,740	***
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h	До верха хвостовика		
7	Давление на устье при нагнетании газа, кгс/см ²	Рн		-	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
8	Пластовые давления	4575		-	
		4765		443	
		5102		423	
9	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4516		438	

* Для нагнетания газа в продуктивный пласт.
 ** Глубина по вертикали/стволу скважины.
 *** Относительная, по воздуху, плотность газа.



Эксплуатационная (хвостовик 177,8) (стандартная конструкция)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
4575	-	503	-	503
4765	443	524	-	524
5102	423	561	-	561

Минимальные внутренние давления

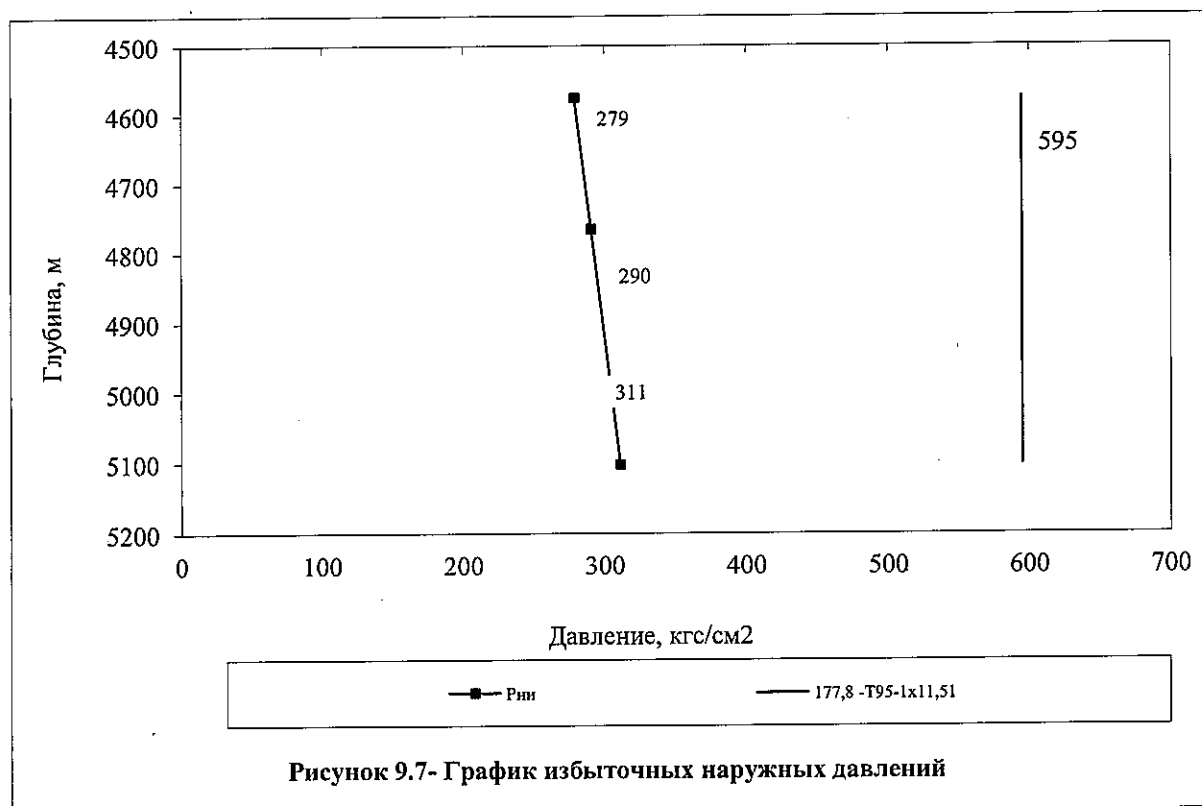
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4575	$P_{vz}=0,1 \times Y_v \times (Z-H)$	224
4765		234
5102		250

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4575	$P_{ни} = P_{hz} - P_{vz}$	279
4765		290
5102		311

Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4575	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_c - Y_{br}) \times (Z-h)$	90
5102		138

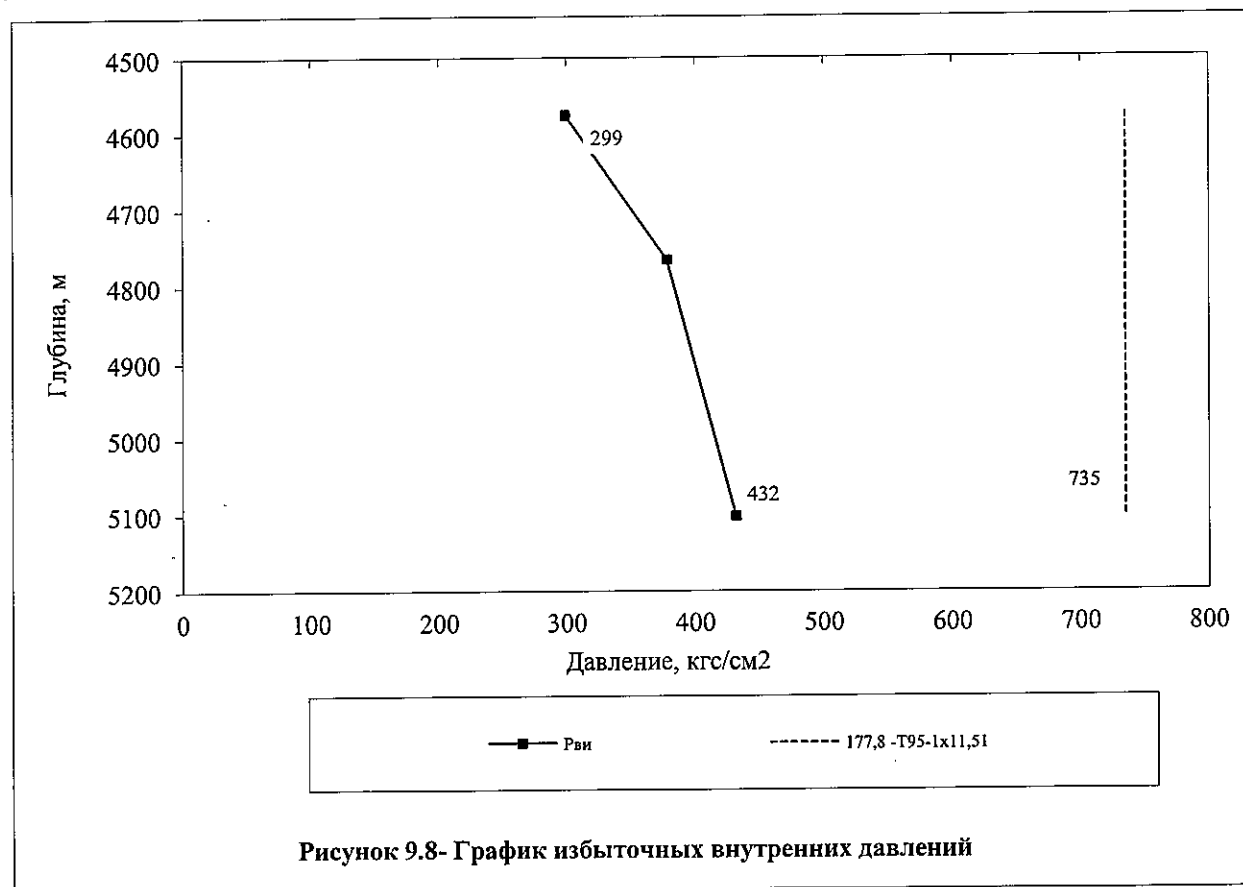


Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
устье			опрессовка	
	$P_{ву} = P_{пл} / e^3$	$P_{ву} = P_H$	345	

глубина, м	опрессовка			опрессовка
4575	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву} + 0,1 \times (1,1 \times Y_H - Y_ж) \times L_o$	$P_{ву}$		299
4765	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_ж \times Z - P_H$	$P_{ви} = P_{ву} + 0,1 \times Y_H \times Z - P_H$		378
5102				432

--	--	--	--	--



Исходные данные					
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна		
			Эксплуатационная (Надставка 177,8 мм)		
1	Диаметр колонны, мм	Dk		177,8	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc		-	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo		3600	
	-низ	L		4575	
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho		5100/5280	*
5	Удельный вес, гс/см ³ :				
	-цементного раствора	Yц		1,90	
	-бурового раствора,	Yбр		0,96	
	-опрессовочной жидкости	Yж		1,00	
	-пластовой нефти	Yн		0,601	
	-жидкости в колонне при расчете	Yв			
	Рни			0,601	**
	Рви			0,601	**
	-жидкости в колонне на поздней стадии			0,844	
6	Расстояние от устья до уровня, м:				
	-цемента	h		2600	
	-жидкости в колонне на поздней стадии	H		2019	
		Глубина, м		Давление, кгс/см ²	
7	Пластовые давления	3600		-	
		4575		-	
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье				
* В числителе глубина по вертикали, в знаменателе длина по стволу. ** Плотность пластовой нефти.					



Эксплуатационная (надставка 177,8 мм)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
3600	-	396	-	396
4575	-	503	-	503

Минимальные внутренние давления (освоение)

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3600	$P_{вз} = 0,1 \times Y_{в} \times Z$	154
4575		196

Минимальные внутренние давления (поздний период)

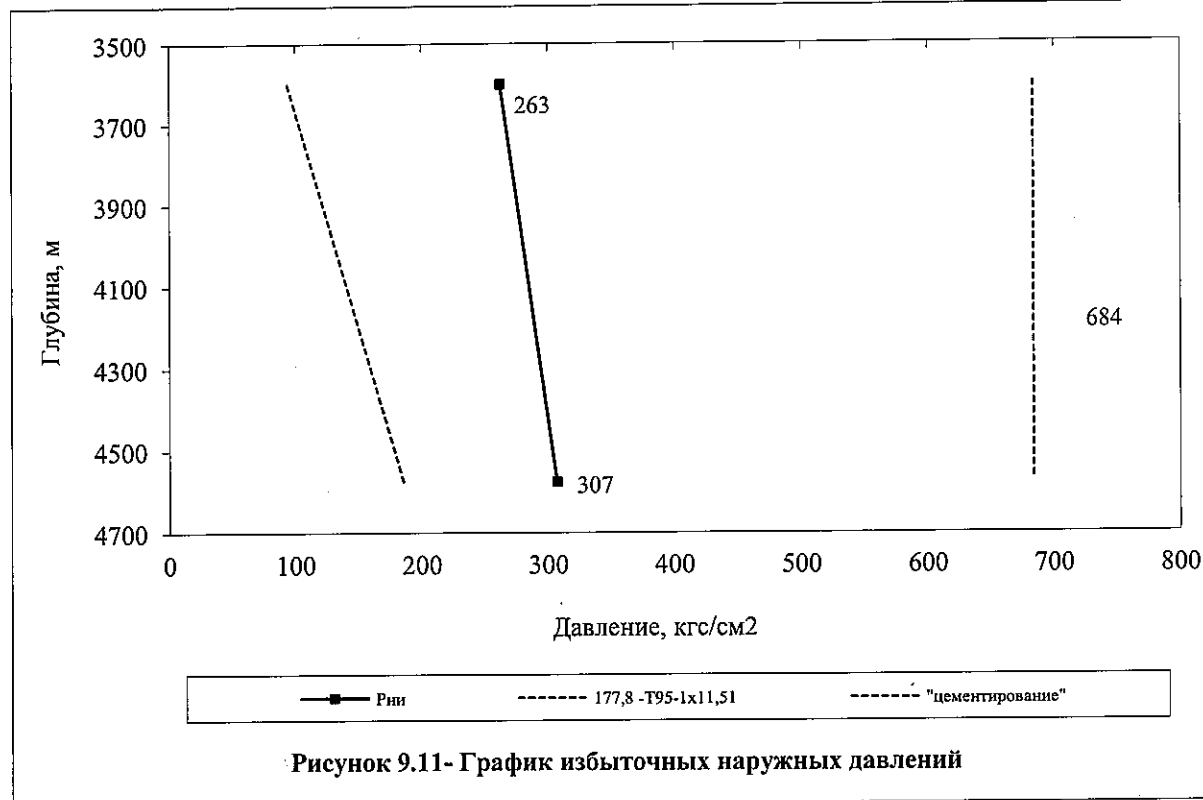
Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3600	$P_{вз} = 0,1 \times Y_{в} \times (Z - H)$	133
4575		216

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3600	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вз}$	263
4575		307

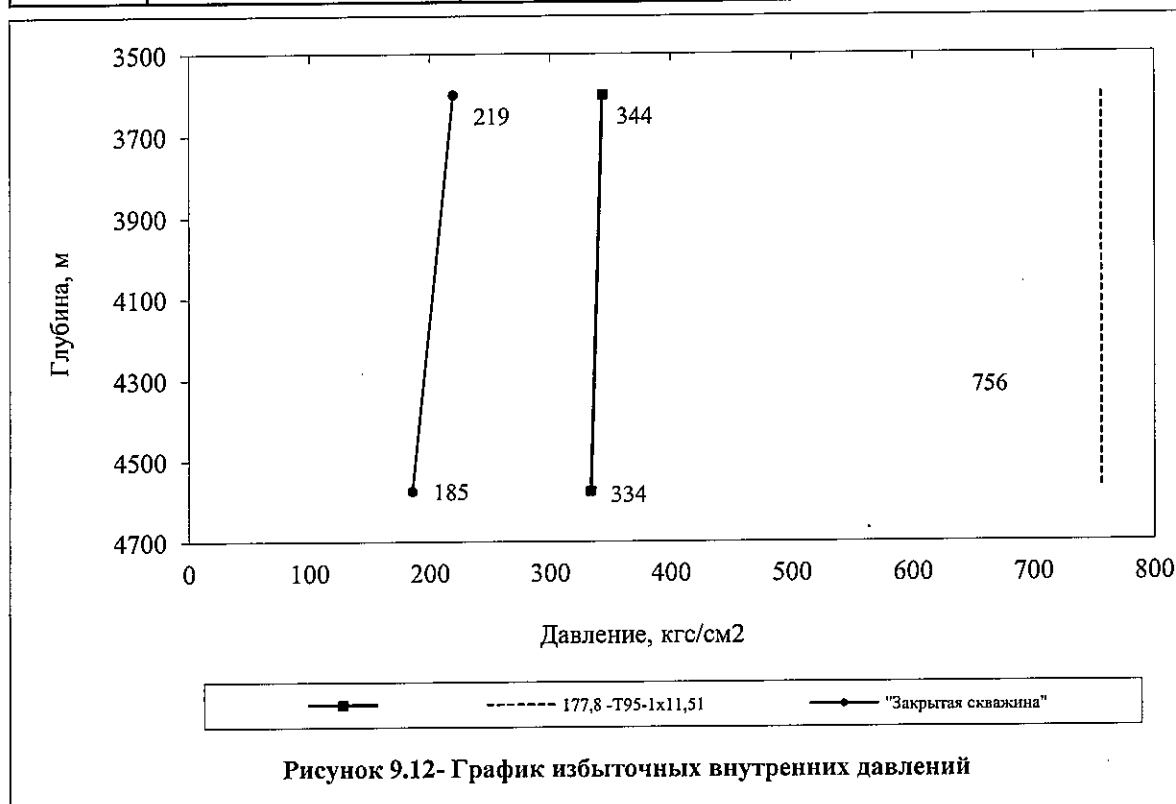
Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
3600	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_{ц} - Y_{бр}) \times (Z - h)$	94
4575		186



Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
устье	$P_{ву} = P_{пл-0,1 \times Y_v \times (L-L_f) / e^3}$		НГП, эксплуатация (закрытая скважина)	
			345	
	опрессовка	закрытая скважина	опрессовка	закрытая скважина
0	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву}$	$P_{ву}$	380	345
3600	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{жхZ} - P_H$	$P_{ви} = P_{ву} + 0,1 \times Y_{вхZ} - P_H$	344	219
4575			334	185



Исходные данные				
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна	
			Эксплуатационная* (хвостовик 177,8x193,7 мм)	
1	Диаметр колонны, мм	Dк	193,7/177,8	
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dс	241,3	
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	2300	
	-низ	L	4725	**
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho	2500	
5	Удельный вес, гс/см ³ :			
	-цементного раствора	Уц	1,90	
	-бурового раствора,	Убр	1,56	
	-опрессовочной жидкости	Уж	1,00	
	-жидкости в колонне при расчете	Ув		
	Рни		0,740	***
	Рви		0,740	***
6	Расстояние от устья до уровня, м:			
	-цемента	h	2350	
7				
		Глубина, м	Давление,	
			кгс/см ²	
8	Пластовые давления	2300	-	
		3600	432	
		3650	460	
		4670	588	
		4725	439	
9	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4516	438	
10	Горное давление, кгс/см ²	3650	854	
		4670	1093	

* Для нагнетания газа в продуктивный пласт.
 ** Глубина по вертикали/стволу скважины.
 *** Относительная, по воздуху, плотность газа.



Эксплуатационная (хвостовик 193,7/177,8 мм) (облегчённая конструкция)

Наружное давление, кгс/см²

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
2300	-	253	-	253
3600	432	396	-	432
3650	460	402	854	854
4670	588	514	1093	1093
4725	439	520	-	520

Минимальные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
2300	$P_{vz}=0,1 \times Y_v \times (Z-H)$	230
3600		360
3650		365
4670		467
4725		473

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
2300	$P_{ни} = P_{нз} - P_{vz}$	23
3600		72
3650		489
4670		626
4725		47

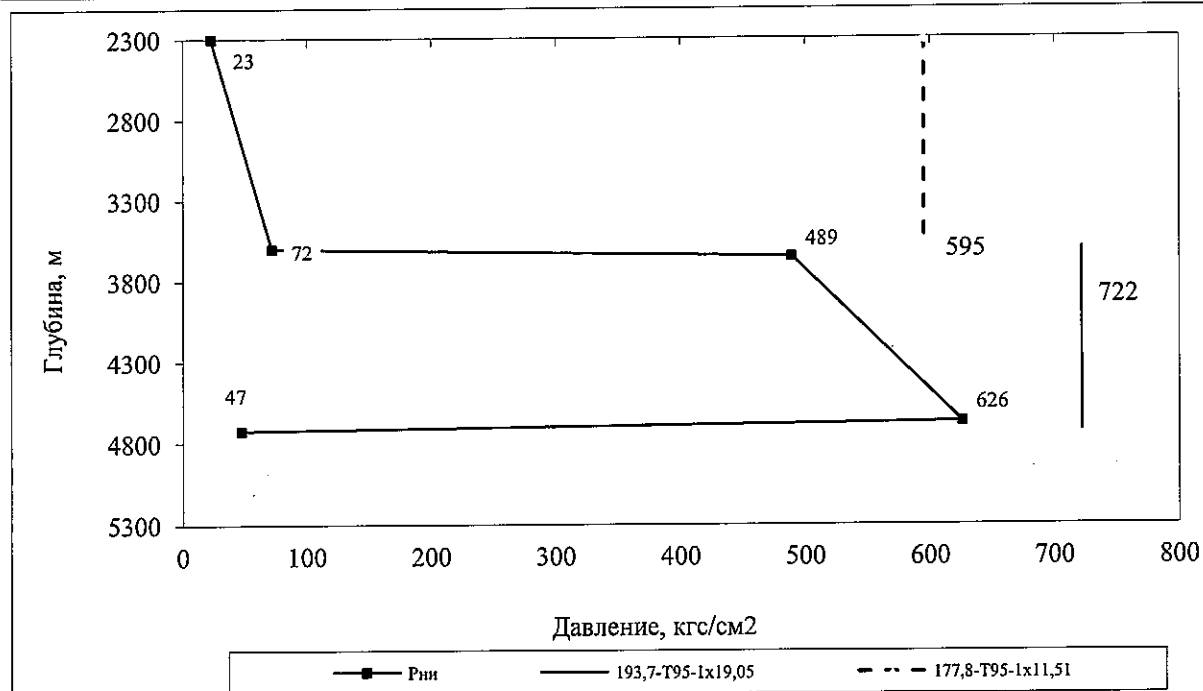


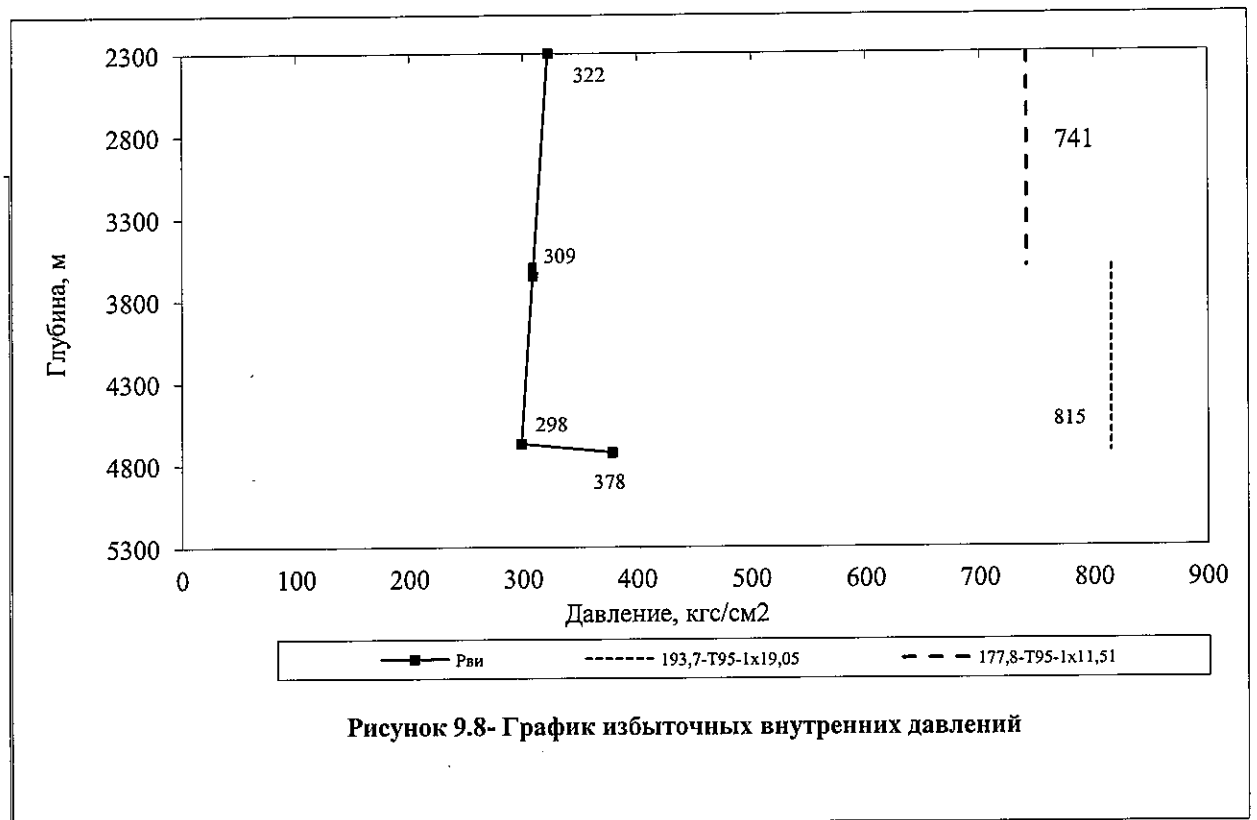
Рисунок 9.7- График избыточных наружных давлений



Избыточные внутренние давления

Давление опрессовки на устье принято по условию технического задания на проектирование

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
				опрессовка
устье	$P_{ву} = P_{пл} / \epsilon^2$	$P_{ву} = P_H$		345
глубина, м	опрессовка			опрессовка
2300	$P_{у.оп} = 1,1 \times P_{ву} + 0,1 \times (1,1 \times Y_H - Y_{ж}) \times L_o$	$P_{ву}$		322
3600	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_H$	$P_{ви} = P_{ву} + 0,1 \times Y_H \times Z - P_H$		309
3650				309
4670				298
4725				378



165,16



Исходные данные			
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна
			Эксплуатационная (нижняя часть ПО)
1	Диаметр колонны, мм	Dk	114,3
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	152,4
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	4898/4900 *
	-низ	L	5126/6657 *
4	Башмак предыдущей колонны, м	Ho	5102/5277 *
5	Удельный вес, гс/см ³ :		
	-цементного раствора	Yц	-
	-бурового раствора,	Yбр	1,19
	-жидкости гидроразрыва	Yж	1,12
	-жидкости в колонне при расчете	Yв	
	Rни		0,740
	Rви		1,000
6	Расстояние от устья до уровня, м:		
		Глубина, м	Давление,
			кгс/см ²
7	Пластовые давления	4898	-
		5126	472
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4425	500
* В числителе глубина по вертикали, в знаменателе длина по стволу.			



Эксплуатационная (нижняя часть ПО) (стандартная конструкция)**Наружное давление, кгс/см²**

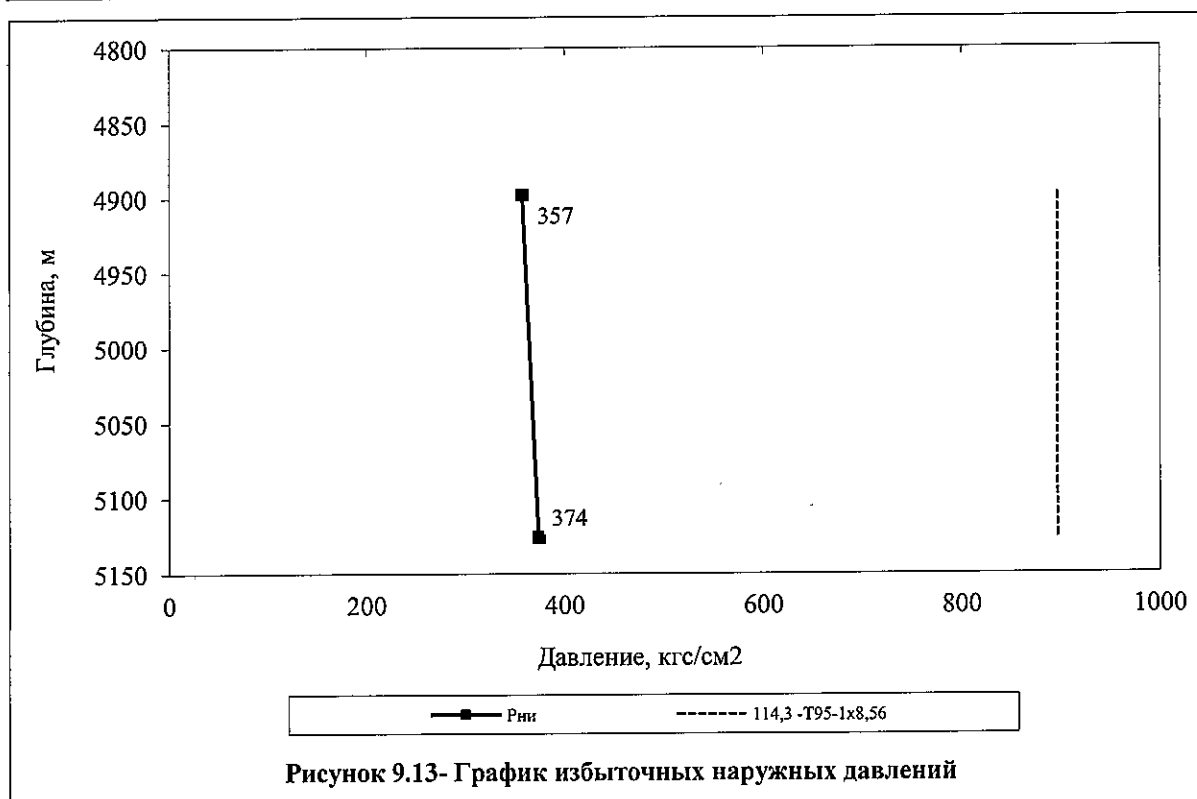
Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
4898	-	539	-	539
5126	472	564	-	564

Минимальные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4898	$P_{вз}=0.1 \times Y_{в} \times Z$	182
5126		190
0		0

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4898		357
5126		374



Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
	гидроразрыв	закрытая скважина	гидроразрыв	нагнетание
Устье	*	$P_{ву} = P_{пл-0} + \gamma \times Y_{в} \times x \times (L - L_{г}) / e$	540	

Примечание.

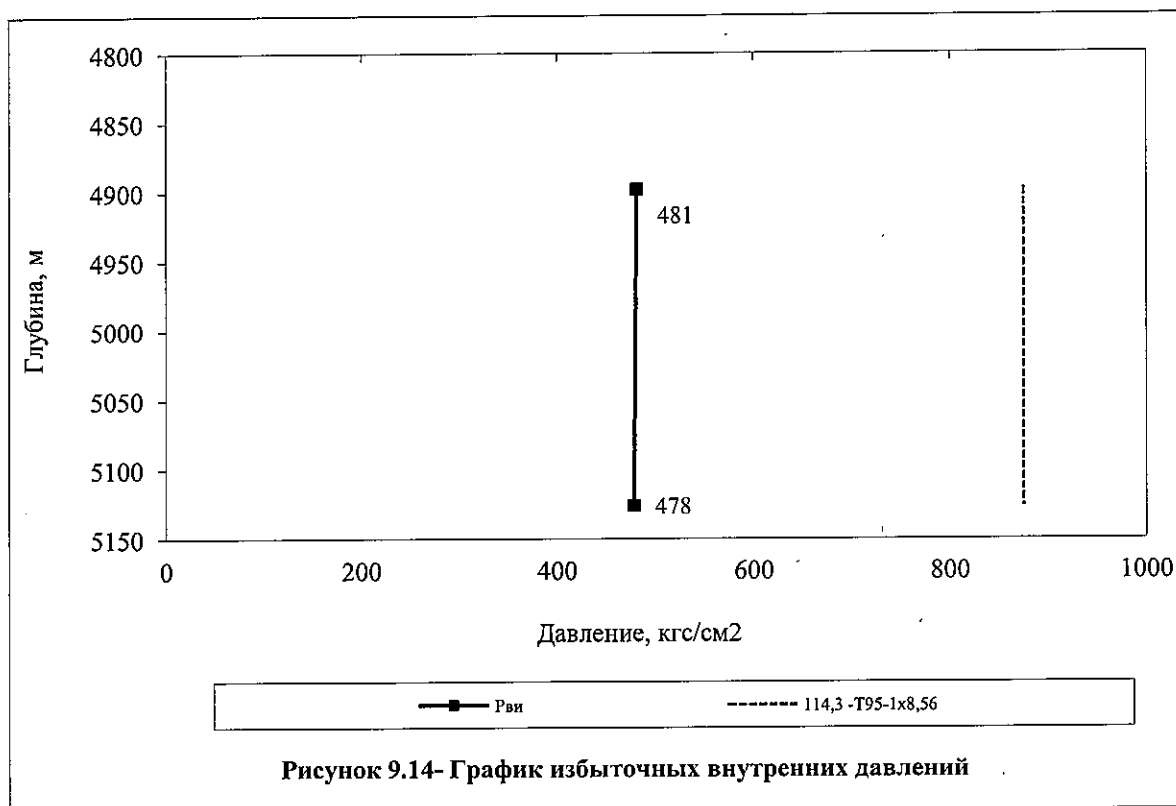
1. * - гидроразрыв производится с установкой пакера на "голове" хвостовика.

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
		гидроразрыв	
4898	$P_{у.оп} = 1.1 \times P_{ву}$	481	
5126	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times \gamma_{ж} \times Z - P_{н}$	478	

Примечание

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



Исходные данные			
№ № пп	Наименование	Обоз- наче- ние	Колонна
			Эксплуатационная (нижняя часть ПО)
1	Диаметр колонны, мм	Dк	114,3
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dс	152,4
3	Интервал установки колонны, м: -верх	Lo	4525
	-низ	L	5126/6657 *
4	Башмак предыдущей колонны, м	Но	4725
5	Удельный вес, гс/см ³ :		
	-цементного раствора	Уц	-
	-бурового раствора,	Убр	1,03
	-жидкости гидроразрыва	Уж	1,12
	-жидкости в колонне при расчете	Ув	
	Рни		1,000
	Рви		1,000
		Глубина, м	Давление, кгс/см ²
6	Пластовые давления	4525	-
		4765	443
		5126	441
7	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4478	506

* В числителе глубина по вертикали, в знаменателе длина по стволу.



НКТ (нижняя часть ПО) (облегчённая конструкция)**Наружное давление, кгс/см²**

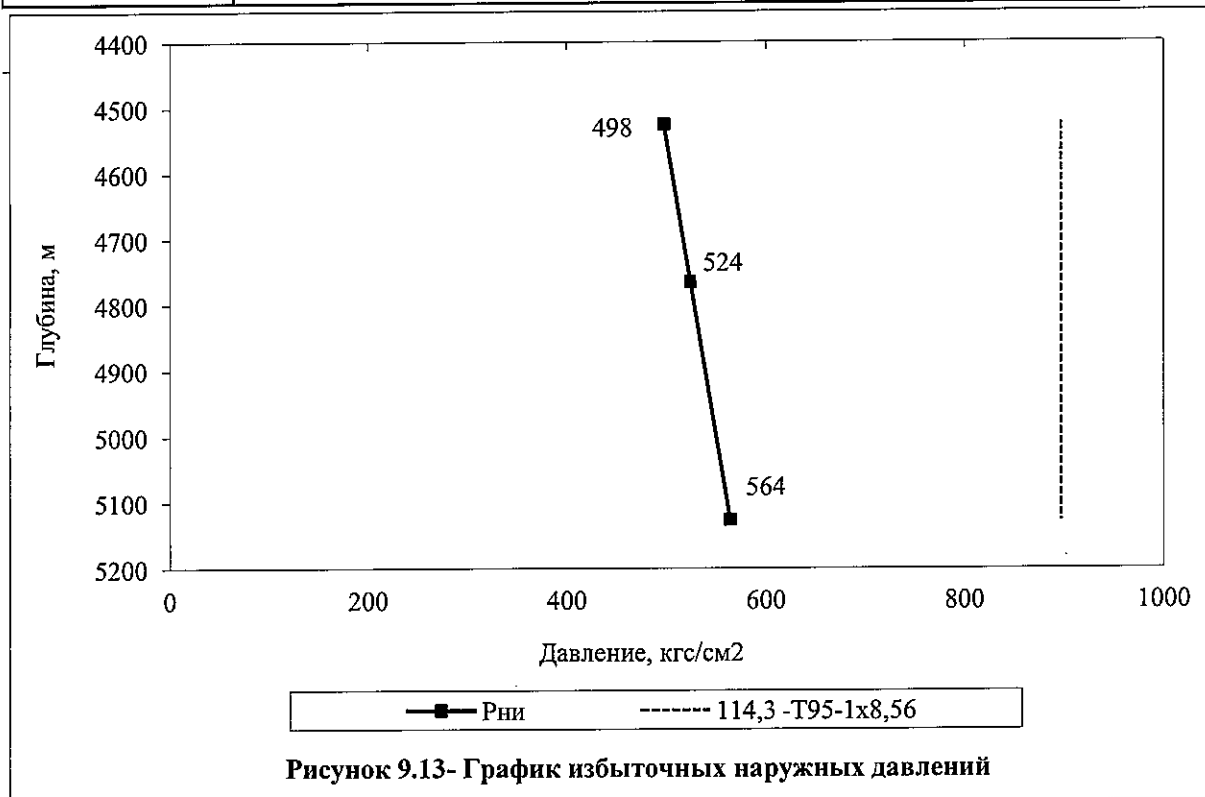
Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
4525	-	498	-	498
4765	443	524	-	524
5126	441	564	-	564

Минимальные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4525		0
4765	$P_{вz}=0.1 \times Y_{в} \times Z$	0
5126		0

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²
4525	$P_{ни} = P_{нз} - P_{вz}$	498
4765		524
5126		564



Избыточные внутренние давления

Расчет внутренних давлений произведен из условия нагнетания газа

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см ²	
	гидроразрыв	закрытая скважина	гидроразрыв	нагнетание
Устье	*	$P_{ву} = P_{пл-0,1} \times Y_v \times x \times (L - L_f) / e^3$	540	

Примечание.

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

Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см ²	
		гидроразрыв	
4525	$P_{у.оп} = 1.1 \times P_{ву}$	486	
4765	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0.1 \times Y_{ж} \times Z - P_n$	483	
5126		478	

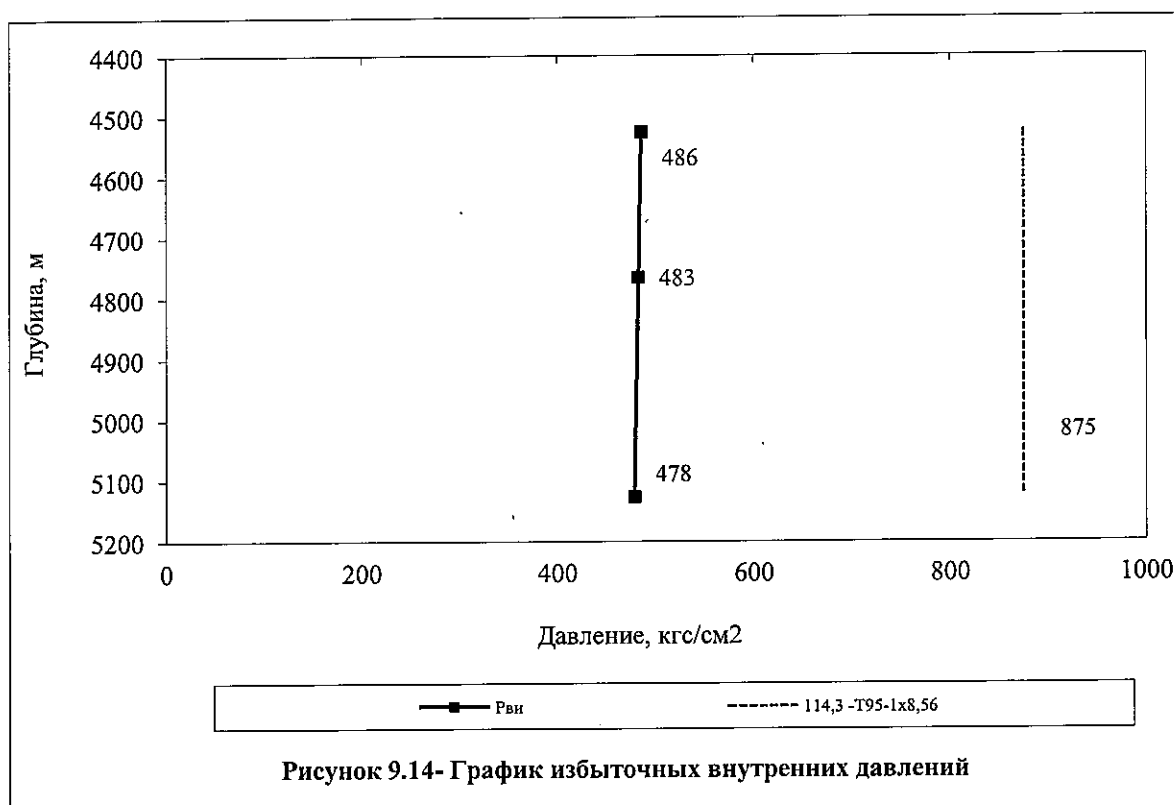




Таблица 9.1_1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн (Стандартная Конструкция)

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 наружного давления 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	буровой раствор	1,18	
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,21	
3	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,00	
4	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,00	
5	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,00	
6	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,12	

Таблица 9.2_1 - Распределение давлений по длине колонны (Стандартная Конструкция)

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	Кондуктор	1	0	200	0	22	66	69
2	Промежуточная	1	0	1900	0	121	210	250
3	Эксплуатационная	1	0	3500	0	134	345	303
			3500	4525	134	725	303	227
			4525	4725	725	748	227	222
4	Эксплуатационная (хвостовик)	1	4575	5102/5277	279	311	299	432
5	Эксплуатационная (надставка)		3600	4575	263	307	344	219
6	НКТ (нижняя часть ПО)		4898/4900	5126/6657	357	374	481	478



Таблица 9.1_2 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн (облегченная конструкция)

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 наружного давления 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	буровой раствор	1,18	
2	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,18	
3	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,00	Не рекомендуется
4	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,00	
5	1	НЕТ	ДА	НЕТ	буровой раствор	1,12	

Таблица 9.2_2 - Распределение давлений по длине колонны (облегченная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска (см.табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кг/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	Кондуктор	1	0	100	0	11	66	68
3	Промежуточная	1	0	600	0	66	210	221
4	Эксплуатационная	1	0	2500	0	98	345	320
5	Эксплуатационная (хвостовик)	1	2300	3600	23	72	322	309
			3600	4725	489	626	309	378
6	НКТ (нижняя часть ПО)	1	4525	5126/6657	498	564	486	478

Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб (Стандартная Конструкция)

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию: да/нет
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочно- сти) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	импортное	Резьба АНИ	K55	11,13	да
339,7	импортное	Резьба АНИ	TN 95HS	12,19	да
273,05	импортное	Premium	T95-1	26,67	да
	импортное		T95-1	23,42	да
	импортное		T95-1	15,11	да
177,8	импортное	Premium	T95-1	11,51	да
114,3	импортное	Premium	T95-1	8,56	да

Таблица 9.4_1 - Параметры обсадных труб (Стандартная Конструкция)

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		растяжения
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	200	200	28,0	28,0	406,4	Резьба АНИ	K55	11,13	1,73	2,10	23,5
2	1	1	0	1900	1900	172,52	172,52	339,7	Резьба АНИ	TN 95HS	10,90	1,29	1,47	4,28
3	1	1	4525	4725	200	32,40	32,40	273,05	Premium	T95-1	26,67	1,44	4,93	35,19
		2	3500	4525	1025	147,60	180,00	273,05	Premium	T95-1	23,42	1,26	4,33	5,63
		3	0	3500	3500	342,30	522,30	273,05	Premium	T95-1	15,11	3,38	1,84	1,94
4	1	1	4575	5277	702	33,37	33,37	177,8	Premium	T95-1	11,51	1,91	1,70	12,02
5	1	1	3600	4575	975	46,35	46,35	177,8	Premium	T95-1	11,51	1,94	2,14	8,65
6	1	1	4900	6657	1757	38,51	38,51	114,3	Premium	T95-1	8,56	2,40	1,82	5,06



продолжение таблицы 9.4_1

Примечания

- 1 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.
- 2 Минимально допустимое значение запаса прочности на внутреннее избыточное давление, определенное с учетом коэффициента снижения несущей способности эксплуатационной 273,05 мм и 177,8 мм колонн, в соответствии с Инструкцией по расчету обсадных колонн [25, раздел 12] и ТУ на применение обсадных труб марки Т95-1 [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 таблица 1.3.п] составит: $ns = n/Ks = 1,1 / 0,80 = 1,38$. Значение Ks принято равным относительному пороговому напряжению СКРН (Спецификация 5 СТ АНИ). Минимальное расчетное значение $ns=1,51$. Это существенно выше минимального допустимого значения 1,38.
- 4 Обсадные трубы 273,05 мм с толщиной стенки 26,67 мм 23,42мм и 177,8 мм с толщиной стенки 11,51 мм необходимо проверять перед спуском в скважину специальным шаблоном следующих размеров [таблица С.32, АНИ спецификация 5 СТ].

Обсадные трубы	Диаметр, мм	Длина, мм
273,05x26.67	216	300
273,05x23.42	222	300
177,8x11.51	152	150

5 Глубины бурения и интервалы установки обсадных колонн корректируются по фактическому стратиграфическому разрезу и результатам ГИС.

Таблица 9.5_1 - Суммарная масса обсадных труб (Стандартная Конструкция)

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
Резьба АНИ	508x11,13-K55	28,00	29,40	30,87
Резьба АНИ	339,7x10,9-TN 95HS	172,52	181,15	190,20
Premium	273,05x26,67-T95-1	32,40	34,02	35,72
Premium	273,05x23,42-T95-1	147,60	154,98	162,73
Premium	273,05x15,11-T95-1	342,30	359,42	377,39
Premium	177,8x11,51-T95-1	33,37	35,04	36,79
Premium	177,8x11,51-T95-1	46,35	48,67	51,10
Premium	114,3x8,56-T95-1	38,51	40,44	42,46





Таблица 9.3_2 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб (облегченная конструкция)

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию: да/нет
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочно- сти) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	импортное	Резьба АНИ	K55	11,13	да
339,7	импортное	Резьба АНИ	TN 95HS	10,92	да
273,05	импортное	Premium	T95-1	15,11	да
193,68	импортное	Premium	T95-1	19,05	да
177,8	импортное	Premium	T95-1	11,51	да
114,3	импортное	Premium	T95-1	8,56	да

Таблица 9.4_2 - Параметры обсадных труб (облегченная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2, гр. 8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	0	100	100	14,00	14,00	508	Резьба АНИ	K55	11,13	3,45	2,13	47,0
2	1	1	0	600	600	54,48	54,48	339,7	Резьба АНИ	TN 95HS	10,92	2,36	1,67	13,55
3	1	1	0	2500	2500	244,43	244,43	273,05	Premium	T95-1	15,11	4,64	1,84	3,28
4	1	1	3600	4725	1125	92,6	92,59	193,68	Premium	T95-1	19,05	1,15	2,16	7,398
5	1	1	2300	3600	1300	61,8	154,34	177,8	Premium	T95-1	11,51	1,22	2,38	2,598
6	1	1	4525	6657	2132	46,73	46,73	114,3	Premium	T95-1	8,56	1,59	1,83	3,98



продолжение таблицы 9.4_2

Примечания

- 1 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.
- 2 Минимально допустимое значение запаса прочности на внутреннее избыточное давление, определенное с учетом коэффициента снижения несущей способности эксплуатационной 273,05 мм колонны, а также 193.68 мм колонны, в соответствии с Инструкцией по расчету обсадных колонн [30, раздел 12] и ТУ на применение обсадных труб марки Т95-1 [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 таблица 1.3.п] составит: $ns = n/Ks = 1,1 / 0,80 = 1,38$.
Значение Ks принято равным относительному пороговому напряжению СКРН (Спецификация 5 СТ АНИ).
Минимальное расчетное значение $ns=1,51$. Это существенно выше минимального допустимого значения 1,38.
- 3 Обсадные трубы 273,05 мм с толщиной стенки 15,11 мм, 193.7 мм с толщиной стенки 19,05 мм необходимо проверять перед спуском в скважину специальным шаблоном следующих размеров [таблица С.32, АНИ-спецификация 5 СТ].

Обсадные трубы	Диаметр, мм	Длина, мм
273,05x15,11	239	300
193.68x19,05	153	150

- 4 Глубины бурения и интервалы установки обсадных колонн корректируются по фактическому стратиграфическому разрезу и результатам ГИС.

Таблица 9.5_2 - Суммарная масса обсадных труб (облегченная конструкция)

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
Резьба АНИ	508x11,13-K55	7,00	7,35	7,72
Резьба АНИ	339,7x10,92-TN 95HS	54,48	57,20	60,06
Premium	273,05x15,11-T95-1	244,43	256,65	269,48
Premium	193,68x19,05-T95-1	92,59	97,22	102,08
Premium	177,8x11,51-T95-1	61,75	64,84	68,08
Premium	114,3x8,56-T95-1	46,73	49,07	51,52

Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн (стандартная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	508 мм (20") колонный башмак с обратным клапаном и гнездом для стыковки с цементировочной колонной бурильных труб, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	150	-	200	1	1	150
			508 мм (20") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	24	188 0	200 188	2 8	10	240
2	Промежуточная колонна	1	339,7 мм (13 3/8") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	87	-	1900	1	1	87
			339,7 мм (13 3/8") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	82	-	1876	1	1	82
			339,7 мм (13 3/8") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	17	1876 200 0	1900 1876 200	3 47 3	53	901
			Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	21	-	-	2	2	42
3	Эксплуатационная колонна	1	273,1 мм (10 3/4") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	53	-	4725	1	1	53
			273,1 мм (10 3/4") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	42	-	4689	1	1	42
			273,1 мм (10 3/4") центраторы модель фирмы Halliburton Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D Стандарт API 10	13 9	4689 1800 -	4725 4689 -	4 80 2	84 2	1092 18





Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	177,8 мм (7") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	30	-	5277	1	1	30
			177,8 мм (7") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	22	-	5253	1	1	22
			177,8 мм (7") посадочная муфта модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	12	-	5241	1	1	12
			177,8 мм (7") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	8	5241 4585 4575	5277 5241 4585	4 55 2	61	488
			Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	7	-	-	2	2	14
			Устройство для подвески хвостовика 7"х 9 7/8", модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	140	4575	-	1	1	140
5	Эксплуатационная колонна опциональная (изолирующая надставка)	1	177,8 мм (7") уплотнительный узел для надставки (PBR), модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	80	-	4575	1	1	80
			177,8 мм (7") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	30	-	4569	1	1	30
			177,8 мм (7") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	10	3600	4569	27	27	270
			Пробка продавочная,, модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	7	-	-	1	1	7
			Устройство для подвески хвостовика 7"х *9 7/8", модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	110	3600	-	1	1	110



Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	Хвостовик	1	114,3 мм (4 1/2") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	15	-	6657	1	1	15
			114,3 мм (4 1/2") муфта-инициатор обработки (RSI 4 1/2"), модель фирмы Halliburton	-	40	-	6651	1	1	40
			114,3 мм (4 1/2") набухающий пакер (Swellpacker OBM 4 1/2")*, модель фирмы Halliburton	-	120	4900	6651	13	13	1560
			114,3 мм (4 1/2") сдвижная муфта для проведения обработки (RSS4 1/2"), модель фирмы Halliburton	-	44	4900	6651	10	10	440
			Внутриколонный пакер 7" обсадной колонны, модель фирмы BakerOilTools	-	80	-	4900	1	1	80

Примечания

- 1 Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям стандартов API;
- 2 Количество и интервалы установки центраторов должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований (ГИС);
- 3 В интервале набора кривизны и в наклонном участке ствола скважины (4787-5277 м) устанавливаются жесткие центраторы;
- 4 114,3 мм (4 1/2") НКТ (нижняя компоновка ПО) оснащается системой для заканчивания скважин фирмы Halliburton или аналогом других производителей.

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



Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн (облегчённая конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор	1	508 мм (20") колонный башмак с обратным клапаном и гнездом для стыковки с цементировочной колонной бурильных труб, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	150	-	100	1	1	150
			508 мм (20") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	24	88 0	100 88	2 4	6	144
2	Промежуточная колонна	1	339,7 мм (13 3/8") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	87	-	600	1	1	87
			339,7 мм (13 3/8") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	82	-	576	1	1	82
			339,7 мм (13 3/8") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	17	576 100 0	600 576 100	3 13 1	17	289
			Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	21	-	-	2	2	42
3	Эксплуатационная колонна	1	273,05 мм (10 3/4") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	53	-	2500	1	1	53
			273,05 мм (10 3/4") муфта для посадки цементировочной пробки с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	42	-	2464	1	1	42
			273,05 мм (10 3/4") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	13	2464 2000 0	2500 2464 2000	4 13 56	73	949



Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	Эксплуатационная колонна	1	Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	9	-	-	2	2	18
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	193,7 мм (7 5/8") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	30	-	4725	1	1	30
			193,7 мм (7 5/8") муфта с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10F	22	-	4701	1	1	22
			193,7 мм (7 5/8") посадочная муфта модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	12	-	4689	1	1	12
			193,7 мм (7 5/8") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	8	4689 3600	4725 4689	4 91	95	760
			177,8 мм (7") центраторы, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10D	8	2570 2300	3600 2570	87 23	110	880
			Пробки продавочные, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	7	-	-	2	2	14
			Устройство для подвески хвостовика 7"x10 ³ / ₄ ", модель фирмы Baker Oil Tools	Стандарт API 10	140	2300	-	1	1	140
5	Хвостовик	1	114,3 мм (4 1/2") колонный башмак с обратным клапаном, модель фирмы Halliburton	Стандарт API 10	15	-	6657	1	1	15
			114,3 мм (4 1/2") муфта-инициатор обработки (RSI 4 1/2"), модель фирмы Halliburton	-	40	-	6637	1	1	40
			114,3 мм (4 1/2") набухающий пакер (Swellpacker OBM 4 1/2")*, модель фирмы Halliburton	-	120	4525	6637	13	13	1560



Продолжение таблицы 9.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
5	Хвостовик	1	114,3 мм (4 1/2") сдвижная муфта для проведения обработки (RSS 4 1/2"), модель фирмы Halliburton	-	44	4525	6637	9	9	396
			Внутриколонный пакер 7" обсадной колонны, модель фирмы BakerOilTools	-	80	-	4525	1	1	80

Примечания

- 1 Допускается использование технологической оснастки других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям стандартов API;
 - 2 Количество и интервалы установки центраторов должны быть откорректированы по результатам геофизических исследований (ГИС);
 - 3 В интервале набора кривизны и в наклонном участке ствола скважины (4787-5277 м) устанавливаются жесткие центраторы;
 - 4 114,3 мм (4 1/2") НКТ (нижняя компоновка ПО) оснащается системой для заканчивания скважин фирмы Halliburton или аналогом других производителей.
- * Количество и место установки пакеров и сдвижных муфт уточняется после проведения ГИС.



Таблица 9.7_1 - Режим спуска обсадных труб (Стандартная Конструкция)

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	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Кондуктор	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	200	0,3-0,4	200	п.1	30	1 цикл	40
2	Промежуточная	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	1000	0,5-0,3	1900	п.1	190	1 цикл	40
						1000	1900	0,25-0,2			690	1 цикл	40
											1190	1 цикл	40
											1690	1 цикл	40
											1800	1 цикл	40
3	эксплуатационная	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	1900	0,7-0,5	4725	п.1	1900	1 цикл	35
						3340	4600	0,5-0,3			3500	1 цикл	35
						4500	4725	0,25-0,2			4000	1 цикл	35
											4500	1 цикл	35
											Далее через 100 м.		
4	Эксплуатационная (хвостовик)	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	4500	0,7-0,5	5277	п.1	2400	1 цикл	25
						4500	4725	0,5-0,3			2800	1 цикл	25
						4725	5000	0,3-0,25			3000	1 цикл	25
						5000	5277	0,25-0,2			3500	1 цикл	25
											3800	1 цикл	25
											4000	1 цикл	25
											4500	1 цикл	25
											Далее через 100 м.		
4	Эксплуатационная (надставка)	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	3600	0,7-0,5	4575	п.1	3600	1 цикл	25
						3600	4575	0,5-0,3			4000	1 цикл	25
											4575	1 цикл	25



Продолжение таблицы 9.7.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
5	НКТ (нижняя часть ПО)	1	Система Overdrive	Фирмы- постав- щика	Специ- фикация API	0 2000 4600	2000 4600 6657	0,7-0,5 0,5-0,3 0,3-0,25	6657	п.1	2000 4600 6160	1 цикл 1 цикл 1 цикл	25 25 25
Далее через 100 м.													

Примечания

- 1 При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит:
- | | | | |
|--|--------|--|--------|
| Кондуктор | 150 м | промежуточная колонна - | 322 м |
| эксплуатационная колонна - | 289 м | эксплуатационная колонна (хвостовик) - | 1503 м |
| эксплуатационная колонна (надставка) - | 1503 м | НКТ (нижняя часть ПО) | 2361 м |
- 2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями [33].
- 3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.



Таблица 9.7_2 - Режим спуска обсадных труб (облегчённая конструкция)

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	расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
2	Кондуктор	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	100	0,3-0,4	100	п.1	200	1 цикл	40
3	Промежуточная	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	600	0,5-0,3	600	п.1	190	1 цикл	40
											600	1 цикл	40
4	Эксплуатационная	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	1500	0,7-0,5	2500	п.1	600	1 цикл	35
						1500	2000	0,5-0,3			1100	1 цикл	35
						2000	2500	0,25-0,2			1600	1 цикл	35
											2100	1 цикл	35
											2500	1 цикл	35
5	Эксплуатационная (хвостовик)	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	2500	0,7-0,5	4725	п.1	2400	1 цикл	25
						2500	3000	0,5-0,3			2800	1 цикл	25
						3000	3340	0,3-0,25			3000	1 цикл	25
						3340	4725	0,25-0,2			4000	1 цикл	25
											4725	1 цикл	25
6	Нижняя часть ПО	1	Система Overdrive	Фирмы-поставщика	Спецификация API	0	3800	0,7-0,5	6657		4576	1 цикл	25
						3800	4500	0,5-0,3			5000	1 цикл	25
						4500	5000	0,3-0,25			6160	1 цикл	25
						5000	6657	0,25-0,2			6657	1 цикл	25



Продолжение таблицы 9.7 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Примечания													
1 При необходимости долива обсадных колонн максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит:													
				кондуктор	150 м					промежуточная колонна -	246 м		
				эксплуатационная колонна -	1161 м					эксплуатационная колонна (хвостовик)	1337 м		
				Нижняя часть ПО	2265 м								
2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями [33].													
3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.													

Таблица 9.8_1 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны (Стандартная Конструкция)

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 на установках 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
1	Кондуктор	1	-	1,18	-	66	-	-	-	-	1	-
2	Промежуточная	1	-	1,21	-	210	-	-	-	-	1	-
3	Эксплуатационная	1	164	1,00	-	345	-	-	-	-	1	-
4	Эксплуатационная	1	-	1,00	-	345	-	-	-	-	1	-
5	Эксплуатационная	1	-	1,00	-	345	-	-	-	-	1	-
6	Подземное оборудование*	1	-	1,12	-	540	-	-	-	-	1	-

Примечания

- 1 Давление опрессовки пород и цементного камня под башмаком обсадных колонн: кондуктор оборудуется дивертером - газоотводящей системой, которая согласно инструкции завода-изготовителя обеспечивает безопасный отвод газа от устья без перекрытия 12 и 16" - отводных линий, поэтому опрессовка необязательна.

Номер обсадной колонны	Обсадная колонна	Глубина спуска по вертикали, м	Давление на башмак,	Плотность жидкости опрессовки,	Р _{у.оп}
			кгс/см ²	г/см ³	кгс/см ²
3	Эксплуатационная	4725	455	1,21	-94,0
4	Экс. Хвостовик	5102	425	1,21	-171

Опрессовка производится после ОЗЦ, разбуривания цем. стакана и выхода из башмака на 1-3м, методом закачек малых порций до начала проникновения жидкости в пласт, не допуская гидроразрыва пород. (необходимость опрессовки цем. Кольца отсутствует)

- 2 Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями можно не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100% гидроиспытание на заводе изготовителе и зафиксированы в сертификатах [26, пункт 1.10];





продолжение таблицы 9.8 1

- 3 Усилие натяжения 2 промежуточной колонны принято равным весу незацементированной части колонны [25, пункт 9.6], остальные обсадные колонны цементируются до устья или подвески; надставка не цементируется.
- 4 Опрессовка приустьевой части эксплуатационной колонны, подземного 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 183 м, создать давление на устье в затрубном пространстве 80 кгс/см^2 ;
 - закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное создать в затрубном давление на устье согласно таблицы 9.8; глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.
- * Совместная опрессовка подземного оборудования и хвостовика.



Таблица 9.8_2 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны (облегченная конструкция)

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
2	Промежуточная (хвост)	1	-	1,20	-	66	-	-	-	-	1	-
3	Промежуточная	1	-	1,26	-	210	-	-	-	-	1	-
4	Эксплуатационная	1	164	1,00	1,35	345	66,75	-	-	-	1	-
5	Эксплуатационная	1	-	1,00	0,99	345	9,975	-	-	-	1	-
6	Подземное оборудование*	1	-	1,12	-	540	-	-	-	-	1	-

Примечания

- 1 Давление опрессовки пород и цементного камня под башмаком обсадных колонн: кондуктор оборудуется дивертером - газоотводящей системой, которая согласно инструкции завода-изготовителя обеспечивает безопасный отвод газа от устья без перекрытия 12 и 16" - отводных линий, поэтому опрессовка необязательна.

Номер обсадной колонны	Обсадная колонна	Глубина	Давление	Плотность жидкости	Р _{у.оп}
		спуска по вертикали, м	на башмак, кгс/см ²	опрессовки, г/см ³	кгс/см ²
4	Эксплуатационная	2500	385,00	1,35	66,75
5	Экс. Хвостовик	4725	455,00	0,99	9,975

Испытание цементного кольца за кондуктором и промежуточной колонной не производится так как при бурении следующего интервала НГВП не ожидается

Испытание цементного кольца за эксплуатационным хвостовиком 193,7 мм не производится, т.к. расчетное значение получено 1 атм

Продолжение таблицы 9.8 2

Опрессовка производится после ОЗЦ, разбуривания цем. стакана и выхода из башмака на 1-3м, методом закачек малых порций до начала проникновения жидкости в пласт, не допуская гидроразрыва пород.

- 2 Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями можно не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100% гидронспытание на заводе изготовителе и зафиксированы в сертификатах [26, пункт 1.10];
- 3 Усилие натяжения эксплуатационной колонны принято равным весу незацементированной части колонны [25, пункт 9.6], остальные обсадные колонны цементируются до устья или подвески; надставка не цементируется.
- 4 Опрессовка приустьевой части эксплуатационной колонны, подземного 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 183 м, создать давление на устье в затрубном пространстве 80 кгс/см^2 ;
 - закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное создать в затрубном давление на устье согласно таблицы 9.8; глубина уровня воды от устья в затрубном пространстве составит не менее 20 м.
- * Совместная опрессовка подземного оборудования и хвостовика.

9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн (стандартная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл.5.2 гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно 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
1	Кондуктор	прямой	1	0	200	-	-	12	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 160	160 200
2	Промежуточная колонна	прямой	1	0	1900	-	-	24	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 1700	1700 1900
3	Эксплуатационная колонна	прямой	1	0	4725	-	-	36	Тампонажный	1800	4725
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	прямой	1	4575	5277	-	-	36	Тампонажный	4575	5277
5	Эксплуатационная колонна - опциональная (изолирующая надставка)	прямой	1	3600	4575	-	-	6	Тампонажный	3600	4575



9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн (облегчённая конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл.5.2 гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно 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
1	Кондуктор	прямой	1	0	100	-	-	12	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 95	95 100
2	Промежуточная колонна	прямой	1	0	600	-	-	24	Тампонажный-1 Тампонажный-2	0 450	450 600
3	Эксплуатационная колонна	прямой	1	0	2500	-	-	36	Тампонажный	0 2000	2000 2500
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	прямой	1	2300	4725	-	-	36	Тампонажный	2300	4725

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования (стандартная конструкция)

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	объем порции, м ³	плотность, гс/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фт ²	время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор	1	1	Буферная	6,4	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	31,9	1,50	<1	н/р***	18-20	20-25	240	24
				Тампонажный-2	8,0	1,90	0	<500	30-32	23-25	180	-
				Продавочная**	1,8	1,18	-	-	-	-	-	-
2	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	15,9	1,35	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	148,2	1,60	<1	<250	45	20-22	480	24
				Тампонажный-2	18,8	1,90	0	<100	100	23-25	360	-
				Продавочная	153,3	1,19	-	0	миним.	25-30	-	-
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1	6,4	0,91	-	-	-	-	-	-
				Буферная-2	12,7	1,63	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	182,6	1,90	0	<100	80-100	30-32	480	24
				Продавочная	225,9	1,35	-	0	миним.	27-32	-	-
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Буферная-1	6,4	0,91	-	-	-	-	-	-
				Буферная-2	8,7	1,25	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	16,1	1,90	0	<100	80-100	30-32	480	24
				Продавочная	56,5	0,99	-	0	миним.	20-25	-	-
5	Эксплуатационная колонна - опциональная (изолирующая надставка)	1	1	Буферная	12,7	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	19,2	1,90	0	<250	42	34	240	24
				Продавочная	59,1	0,89	-	0	миним.	20-25	-	-

Примечание: Объемы тампонажных растворов взяты с учетом коэффициента кавернозности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;

1 Продавочная жидкость - буровой раствор;

2 Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования промежуточной 339,7 мм, эксплуатационной 273,1 мм колонн и эксплуатационного хвостовика 177,8 мм [48].

* Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ);

** Техническая вода. Допускается использование бурового раствора;

*** Не регламентируется.



Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования (облегченная конструкция)

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	объем порции, м ³	плотность, гс/см ³	водоотделение, %	водоотдача, см ³ /30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фт ²	время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Кондуктор	1	1	Буферная	6,4	1,00	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	19,1	1,50	<1	н/р***	18-20	20-25	240	24
				Тампонажный-2	1,0	1,90	0	<500	30-32	23-25	180	-
				Продавочная**	0,9	1,18	-	-	-	-	-	-
2	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	15,9	1,35	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	54,9	1,60	<1	<250	45	20-22	480	24
				Тампонажный-2	15,5	1,90	0	<100	100	23-25	360	-
				Продавочная	47,1	1,18	-	0	миним.	25-30	-	-
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1	6,4	0,91	-	-	-	-	-	-
				Буферная-2	12,7	1,63	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный-1	62,3	1,60	<1	<250	45	20-22	480	24
				Тампонажный-2	24,2	1,90	0	<100	100	23-25	360	-
				Продавочная	117,5	1,21	-	0	миним.	27-32	-	-
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Буферная-1	6,4	0,91	-	-	-	-	-	-
				Буферная-2	8,7	1,25	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	82,0	1,90	0	<100	80-100	30-32	480	24
				Продавочная	116,5	1,35	-	0	миним.	20-25	-	-

Примечание: Объемы тампонажных растворов взяты с учетом коэффициента кавернзности (табл. 4.1), уточняются по фактическим данным ГИС;

1 Продавочная жидкость - буровой раствор;

2 Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования промежуточной 339,7 мм, эксплуатационной 273,1 мм колонн и эксплуатационного хвостовика 177,8 мм [48].

* Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ);

** Техническая вода. Допускается использование бурового раствора;

*** Не регламентируется.

Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов (стандартная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	976,6
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	24,3
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	698,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	14,0
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	27,9
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	758,9
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	33,0
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Вода техническая	1,18	-	-	-
2	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	890,7
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	3,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	1,7
					Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	4,20	-	-	459,4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	26,7
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	879,1
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	4,4
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	15,8
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	720,6
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	6,6
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	6,6
					Понижитель вязкости (CD-32)	1,25	-	-	2,6
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Буровой раствор	1,19	-	-	-



Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1 (RSB Flush)	Вода	1,00	-	-	333,5
					Базовое масло (Lamix)	0,80	-	-	495,5
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	48,6
				Буферная-2 (OBM)	Вода	1,00	-	-	784,6
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	3,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	6,3
					Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	4,20	-	-	749,0
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	5,8
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1292,3
					Хлористый калий KCl (A-9)	2,71	-	-	25,8
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	4,5
					Понижитель вязкости (CD-32)	1,25	-	-	2,6
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	5,2
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	5,2
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,6
				Продавочная	Буровой раствор	1,35	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Буферная-1 (RSB Flush)	Вода	1,00	-	-	333,5
					Базовое масло (Lamix)	0,80	-	-	495,5
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	48,6
				Буферная-2 (OBM)	Вода	1,00	-	-	784,6
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	3,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	6,3
					Утяжелитель CaCO ₃	2,71	-	-	402,3
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	5,8
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1292,3
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	4,5
					Реагент, блокирующий газ (BA-58)	2,20	-	-	103,4
					Понижитель вязкости (CD-32)	1,25	-	-	2,6
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	5,2
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	5,2
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,6
				Продавочная	Буровой раствор	0,99	-	-	-

Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
5	Эксплуатационная колонна опциональная (изолирующая надставка)	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	877,1
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	2,9
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	52,4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	48,6
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	1,3
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Буровой раствор	0,89	-	-	-



Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов (облегченная конструкция)

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Кондуктор	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	976,6
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	24,3
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	698,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	14,0
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	27,9
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	758,9
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	33,0
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Вода техническая	1,18	-	-	-
2	Промежуточная колонна	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	890,7
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	3,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	1,7
					Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	4,20	-	-	459,4
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	26,7
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	879,1
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	4,4
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	26,4
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	9,7
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	720,6
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	6,6
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	6,6
					Понижитель вязкости (CD-32)	1,25	-	-	2,6
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	2,0
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Буровой раствор	1,18	-	-	-

Продолжение таблицы 9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3	Эксплуатационная колонна	1	1	Буферная-1 (RSB Flush)	Вода	1,00	-	-	333,5
					Базовое масло (Lamix)	0,80	-	-	495,5
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	48,6
				Буферная-2 (OBM)	Вода	1,00	-	-	784,6
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	3,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	6,3
					Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	4,20	-	-	749,0
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	5,8
				Тампонажный-1	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	879,1
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	4,4
					Облегчающая добавка (A-2)	2,40	-	-	26,4
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	9,7
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	720,6
				Тампонажный-2	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1318,6
					Хлористый кальций CaCl ₂ (A-7)	2,15	-	-	6,6
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	5,3
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	6,6
					Понижитель вязкости (CD-32)	1,25	-	-	2,6
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	2,0
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,1
				Продавочная	Буровой раствор	1,21	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	1	1	Буферная-1 (RSB Flush)	Вода	1,00	-	-	333,5
					Базовое масло (Lamix)	0,80	-	-	495,5
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	48,6
				Буферная-2 (OBM)	Вода	1,00	-	-	784,6
					Полимер (GW-22)	1,50	-	-	3,1
					Дисперсант (US-40)	1,10	-	-	6,3
					Утяжелитель CaCO ₃	2,71	-	-	402,3
					Поверхностно-активное в-во (MCS-A)	1,02	-	-	5,8
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3,18	-	-	1292,3
					Понижитель водоотдачи (FL-52)	1,28	-	-	4,5
					Реагент, блокирующий газ (BA-58)	2,20	-	-	103,4
					Понижитель вязкости (CD-32)	1,25	-	-	7,8
					Расширяющаяся добавка (EC-1)	3,20	-	-	5,2
					Замедлитель схватывания (R-3)	1,36	-	-	4,5
					Пеногаситель (FP-21L)	0,88	-	-	1,6
					Вода	1,00	-	-	581,6
				Продавочная	Буровой раствор	1,35	-	-	-



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

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 допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции	объем порции на данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента "стоп"
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		15,9			6,4	7	7
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		8,0			31,9	67	84
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		8,0			8,0	17	101
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		5,3			8,0	25	126
				Тех. вода		продавка	1	114,3		5,3		8	1,8	6	132
2	1	1	Цементирование промежуточной колонны	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			15,9	13	13
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		18,6			16,0	14	14
				Сброс пробки									5	19	
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		18,6			148,2	134	153
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	170
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		15,9			18,8	20	190
				Сброс пробки									5	195	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		26,5			151,3	95	290
3	1	1	Цементирование экспл. колонны	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			19,1	15	15
				Тампонаж		затворен.	1	114,3		21,2			16,0	13	13
				Сброс пробки									5	18	
				Тампонаж		закачка	1	114,3		15,9			182,6	191	209
				Сброс пробки									5	214	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		26,5			223,9	141	355
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		104	2,0	6	361

Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	1	1	Цементи- рование экспл. колонны (хвостовика)	Буфер	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			15,1	12	12
				Тампонажный		затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	20
				Тампонажный		закачка	1	114,3		13,3			16,1	20	40
				Сброс пробки										5	45
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		15,9			54,5	57	102
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		41	2,0	6	109
5	1	1	Цементи- рование экспл. колонны (надставки)	Буфер	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			12,7	10	10
				Тампонажный		затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	20
				Тампонажный		закачка	1	114,3		13,3			19,2	24	44
				Сброс пробки										5	49
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		15,9			57,1	60	109
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		87	2,0	6	115

Примечания

- 1 Регламентом процесса цементирования предусматривается контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементирующего агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции, объем закачанной жидкости, объем вытесняемого раствора из скважины, газосодержание в вытесняемом из скважины растворе. Контроль и управление процессом цементирования осуществляется по показаниям, регистрируемым на пульте управления цементирующим агрегатом;
- 2 Допускается применение цементирующих агрегатов других фирм-производителей (Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger и др.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.





Таблица 9.12 - Технологические операции при цементировании и режим работы цементируочных агрегатов (буровых насосов) (облегченная конструкция)

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 для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции	объем порции на данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее от начала затворения до момента "стоп"
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	1	Цементирование кондуктора	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		15,9			6,4	7	7
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	17
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		8,0			19,1	40	57
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		8,0			1,0	2	59
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		5,3			1,0	3	62
				Тех. вода		продавка	1	114,3		5,3		3	0,9	3	66
2	1	1	Цементирование промежуточной колонны	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			15,9	13	13
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		18,6			16,0	14	14
				Сброс пробки									5	19	
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		18,6			54,9	50	69
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	86
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		15,9			15,5	16	102
				Сброс пробки									5	107	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		26,5			45,1	28	136
3	1	1	Цементирование экспл. колонны	Буферная	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			19,1	15	15
				Тампонаж-1		затворен.	1	114,3		18,6			16,0	14	14
				Сброс пробки									5	19	
				Тампонаж-1		закачка	1	114,3		18,6			62,3	56	75
				Тампонаж-2		затворен.	1	114,3		15,9			16,0	17	92
				Тампонаж-2		закачка	1	114,3		15,9			24,2	25	117
				Сброс пробки									5	122	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		26,5			115,5	73	195
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		102	2,0	6	201



Продолжение таблицы 9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
4	1	1	Цементи- рование экспл. колонны (хвосто- вика)	Буфер	FALCON/ TUCANO Cement Unit	закачка	1	114,3		21,2			15,1	12	12
				Тампонажный		затворен.	1	114,3		13,3			16,0	20	20
				Тампонажный		закачка	1	114,3		13,3			82,0	103	123
				Сброс пробки										5	128
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		15,9			114,5	120	248
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		127	2,0	6	255

Примечания

- 1 Регламентом процесса цементирования предусматривается контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементировочного агрегата, давление на устье скважины, время проведения каждой технологической операции, объем закачанной жидкости, объем вытесняемого раствора из скважины, газосодержание в вытесняемом из скважины растворе. Контроль и управление процессом цементирования осуществляется по показаниям, регистрируемым на пульте управления цементировочным агрегатом;
- 2 Допускается применение цементировочных агрегатов других фирм-производителей (Baker Hughes, Halliburton, Shlumberger и др.), обеспечивающих требуемые режимы цементирования.

Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементиловочных агрегатах (стандартная конструкция)

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			
						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
1	1	1	0	200	-	FALCON/ TUCANO	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
2	1	1	0	1900	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
3	1	1	0	4725	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
4	1	1	4575	5277	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
5	1	1	3600	4575	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	



Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементировочных агрегатах (облегчённая конструкция)

Номер колон-ны в поряд-ке спуска	Номер части колон-ны	Номер сту-пени цемен-тирова-ния	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обяза-ки це-менти-рова-ния	Потребное количество ЦА											Приме-чания
						основных								дополнительных			
						тип	всего	в том числе для						тип	всего	в том числе резерв	
			затво-рения	пере-мешива-ния				закач-ки	про-давки	амбара	резер-ва						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1	1	1	0	100	-	FALCON/ TUCANO	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
2	1	1	0	600	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
3	1	1	0	2500	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	
4	1	1	2300	4725	-	- " -	2	1	1	1	1	1	1	-	-	-	

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах (стандартная конструкция)

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		
							тампо-нажа 1	тампо-нажа 2			тампо-нажа 1	тампо-нажа 2			буферной	затворения	продавочной
1	2	3	4	5	6			7	8	9	10	11	12	13	14	15	
1	1	1	0	200	отсутствуют			600ST	2	1	1	АЦН-20	2	1	1	-	
2	1	1	0	1900	отсутствуют			600ST	6	4	2	АЦН-20	8	6	2	-	
3	1	1	0	4725	отсутствуют			600ST	10	4	6	АЦН-20	7	5	2	-	
4	1	1	4575	5277	отсутствуют			600ST	1	0	1	АЦН-20	1	1	0	-	
5	1	1	3600	4575	отсутствуют			600ST	1	0	1	АЦН-20	2	1	1	-	



Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах (облегчённая конструкция)

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
1	1	1	0	100	отсутствуют				600ST	1	1	0	АЦН-20	2	1	1	-
2	1	1	0	600	отсутствуют				600ST	3	1	2	АЦН-20	4	1	3	-
3	1	1	0	2500	отсутствуют				600ST	4	0	4	АЦН-20	4	1	3	-
4	1	1	2300	4725	отсутствуют				600ST	5	0	5	АЦН-20	3	1	2	-



ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

238



ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

239

Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов (стандартная конструкция)

№№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измере- ния	Потребное количество					суммарное на скважину
				номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)					
				1	2	3	4	5	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Цемент класса G(HSR)	API 10A	т	34,5	162,9	247,7	21,8	26,6	493,6
2	Хлористый кальций (А-7)	ТУ фирмы-изготовителя	кг	732,2	799,1	-	-	-	1531,3
3	Облегчающая добавка (А-2)	то же	кг	919,0	2416,2	-	-	-	3335,3
4	Понизитель водоотдачи (FL-52)	- " -	кг	-	907,8	850,6	74,8	104,3	1937,4
5	Понизитель вязкости (CD-32)	- " -	кг	-	51,2	486,0	42,7	-	580,0
6	Замедлитель схватывания (R-3)	- " -	кг	-	-	972,1	85,5	26,1	1083,6
7	Хлористый калий KCl (А-9)	- " -	кг	-	-	4860,3	-	-	4860,3
8	Пеногаситель (FP-21L)	- " -	кг	64,4	269,1	294,1	25,9	35,1	688,5
9	Расширяющаяся добавка (EC-1)	- " -	кг	-	127,9	972,1	85,5	-	1185,5
10	Реагент, блокирующий газ (BA-58)	- " -	кг	-	-	-	1709,9	-	1709,9
11	Поверхн.активное в-во (MCS-A)	- " -	кг	159,1	437,7	674,8	370,8	636,2	2278,6
12	Полимер (GW-22)	- " -	кг	-	51,4	41,2	28,3	37,4	158,3
13	Дисперсант (US-40)	- " -	кг	-	28,3	82,3	56,6	686,6	853,7
14	Базовое масло (Lamix)	- " -	кг	-	-	3245,6	3245,6	-	6491,3
15	Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	- " -	т	-	7,5	9,8	-	-	17,3
16	Утяжелитель (CaCO ₃)	- " -	т	-	-	-	3,6	-	3,6
17	Вода техническая для затворения	-	м ³	31,8	129,6	116,8	10,3	11,7	300,2
18	Вода техническая для буфера	-	м ³	6,2	14,2	9,2	9,0	12,3	50,9
19	Всего воды	-	м ³	38,0	143,8	126,0	19,3	24,0	351,0

Примечания

- 1 Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки "G" разных фирм-производителей (Dykerhoff, Volsk Cement и др.) при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;
- 2 Допускается использование других химических реагентов различных фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10);
- 3 Для расчета необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента K=1,05, для хим. реагентов - K=1,03, для воды затворения K=1,1 [48];



Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов (облегчённая конструкция)

№№ 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	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цемент класса G(HSR)	API 10A	т	15,4	72,2	91,0	111,3	289,9
2	Хлористый кальций (А-7)	ТУ фирмы-изготовителя	кг	309,8	354,0	446,3	-	1110,1
3	Облегчающая добавка (А-2)	то же	кг	548,6	1491,1	1692,7	-	3732,4
4	Понижитель водоотдачи (FL-52)	- " -	кг	-	382,6	469,9	382,2	1234,6
5	Понижитель вязкости (CD-32)	- " -	кг	-	42,2	65,7	655,1	763,0
6	Замедлитель схватывания (R-3)	- " -	кг	-	578,4	669,9	382,2	1630,4
7	Пеногаситель (FP-21L)	- " -	кг	32,4	113,4	139,3	132,1	417,2
8	Расширяющаяся добавка (EC-1)	- " -	кг	-	105,5	164,2	436,7	706,4
9	Реагент, блокирующий газ (BA-58)	- " -	кг	-	-	-	8734,9	8734,9
10	Поверхн.активное в-во (MCS-A)	- " -	кг	159,1	437,7	394,6	370,8	1362,1
11	Полимер (GW-22)	- " -	кг	-	51,4	41,2	28,3	120,9
12	Дисперсант (US-40)	- " -	кг	-	28,3	82,3	56,6	167,1
13	Базовое масло (Lamix)	- " -	кг	-	-	3245,6	3245,6	6491,3
14	Утяжелитель BaSO ₄ (Barite)	- " -	т	-	7,5	9,8	-	17,3
15	Утяжелитель (CaCO ₃)	- " -	кг	-	-	-	3623,8	3623,8
16	Вода техническая для затворения	-	м ³	16,6	53,5	64,9	52,5	187,5
17	Вода техническая для буфера	-	м ³	6,8	14,2	13,3	3,2	37,5
18	Всего воды	-	м ³	23,4	67,7	78,2	55,7	225,0

Примечания

- 1 Допускается использование цементов марки ПЦТ I-G-СС-1 или марки "G" разных фирм-производителей (Dykerhoff, Volsk Cement и др.) при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A;
- 2 Допускается использование других химических реагентов различных фирм-производителей (отечественных или зарубежных) при условии обеспечения ими требований, предъявляемых к данному цементному раствору (табл.9.10);
- 3 Для расчета необходимого количества материалов использовались коэффициенты, учитывающие потери: для цемента $K=1,05$, для хим. реагентов - $K=1,03$, для воды затворения $K=1,1$ [48];



9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17_1 - Спецификация устьевого и пртивовыбросового оборудования (ПВО) (Стандартная Конструкция)

Обсадная колонна		Номер схемы обяз- ки 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 изгото- вление	Коли- чество	Допус- тимое рабо- чее да- вление, кгс/см ²	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после уста- новки	перед вскрыти- ем напорного горизонта					еди- ницы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор		66*	-	Дивертерная установка Hydril MSP 2 М - 21 1/4" (540 мм x 140 кгс/см ²)* в т.ч. : дивертер Hydril MSP 2М - 21 1/4" дивертерная катушка 10" отвод с шаровым краном	API 16A	1 1 1 2	140	9,98	
2	Промежуточная колонна 339,7 мм (13 3/8")	67	210	-	Кольцевой превентор Hydril 13 5/8" сдвоенный плащечный превентор Cameron "U" 13 5/8" одинарный плащечный превентор Cameron "U" 13 5/8" (Аналог ОП67-350/80x70 К22)	API 16A	1 1	350 700	6,36 4,41	13,9
3	Эксплуатационная колонна 273,05 мм	67	345	-	ГОСТ 13862-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных линия дросселирования 100 мм блок дросселирования, линия глушения 50 мм		1 1 1 1 1	700 700 700 700 700	3,13	
4	Эксплуатационная колонна (хвостовик)	67	345	-	Колонная головка Cameron 20" x 133/8" x 103/4"	API 6A	1	700	2,85	
5	НКТ (нижняя часть ПО)		540	-	Фонтанная арматура Cameron (Аналог АФ6А-80/65 x 70 К22 ГОСТ 13846-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных)	API 6A	1	700	3,31	
Примечания 1 Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки. 2 Допускается использование ПВО других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения. * Согласно инструкции завода-изготовителя устьевое оборудование не предназначается для герметизации устья и создания противодавления, потому опрессовка не требуется.										



Таблица 9.17_2 - Спецификация устьевое и пртивовыбросового оборудования (ПВО) (облегчённая конструкция)

Обсадная колонна		Номер схемы обяз- ки ПВО	Давление опрессовки устьевое оборудования и ПВО, кгс/см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевое и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изгото- вление	Коли- чество	Допус- тимое рабо- чее да- вление, кгс/см ²	Масса, тс	
номер в порядке спуска	название		после уста- новки	перед вскрыти- ем напорного горизонта					еди- ницы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Кондуктор		66*	-	Дивертерная установка Hydril MSP 2 М - 21 1/4" (540 мм x 140 кгс/см ²)* в т.ч. : дивертер Hydril MSP 2М - 21 1/4" дивертерная катушка 10" отвод с шаровым краном	API 16A	1	140	9,98	
2	Промежуточная колонна (хвостовик)						1 1 2			
3	Промежуточная колонна 339,7 мм (13 3/8")	67	210	-	Кольцевой превентор Hydril 13 5/8" сдвоенный плащечный превентор Cameron "U" 13 5/8" одинарный плащечный превентор Cameron "U" 13 5/8" (Аналог ОП67-350/80x70 К22)	API 16A	1	350	6,36	13,9
					ГОСТ 13862-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных линия дросселирования 100 мм блок дросселирования, линия глушения 50 мм		1	700	4,41	
4	Эксплуатационная колонна 273,05 мм (10 3/4")	67	345	66,7	линия дросселирования 100 мм блок дросселирования, линия глушения 50 мм		1 1 1 1 1	700 700 700 700 700	3,13	
5	Эксплуатационная колонна (хвостовик) 193,7/177,8 мм	67	345	10	Колонная головка 20" x 133/8" x 103/4"	API 6A	1	700	2,85	
6	НКТ (нижняя часть ПО)		540	-	Фонтанная арматура Cameron (Аналог АФ6А-80/65 x 70 К22 ГОСТ 13846-2003 для среды с содержанием H ₂ S и CO ₂ до 6% объемных)	API 6A	1	700	3,31	
Примечания 1 Типоразмеры ПВО приняты с учетом оборудования, входящего в комплект буровой установки. 2 Допускается использование ПВО других фирм соответствующих размеров, рабочих давлений и исполнения. * Согласно инструкции завода-изготовителя устьевое оборудование не предназначается для герметизации устья и создания противодавления, потому опрессовка не требуется.										



10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 Испытание пластов в процессе бурения

Таблица 10.1-1 - Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Объект испытания		Вид операции (опробование, испытание, ис- пытание с гео- физическими исследованиями	Затраты времени на испытание							Суммарное время по всем объектам, сут	
			для буровой организации				для геофизической организации				
номер	глубина нижней границы, м		нормативное время, ч			всего на объект, сут	нормативное время, ч		всего на объект, сут		
			прора- ботка по нормам ЕНВ	промыв- ка по та- бл.3 Вр. УСНВ	испытание (опробова- ние) по табл. 2 Вр.УСНВ		ожидание притока по табл. 21 СНВ на ПГИ	испытание (оп- робование) по табл. 2, 21 СНВ на ПГИ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Испытание пластов в процессе бурения не предусматривается											

Таблица 10.2-1 - 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. испытателей пластов	пакетов	Шифр пакета	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
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Таблица информации не несёт																

Таблица 10.3-1 - 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 10.4-1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) (стандартная конструкция)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	Масса секции, т			Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип резьбы	марка (группа прочнос- ти) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м, кг		теорети- ческая	с учётом		на рас- тяже- ние	на избыточное давление	
											плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода		наруж- ное	внутрен- ное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	4890	4900	114,3	TSH- Blue DPLS	T95.1	7,37	20,09	10	0,2	-	-	822,83	-	-
	2	3000	4890	114,3	TSH- Blue DPLS	T95.1	7,37	20,09	1890	38,0	-	-	3,25	1,85	1,35
	3	0	3000	139,7	TSH- Blue DPLS	T95.1	10,54	34,22	3000	102,7	-	-	1,86	4,40	1,58
Примечания															
1 Место установки 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 рассчитан на случай смены бурового раствора в НКТ на азот;															
5 Допускается применение аналогичных НКТ в соответствии с программой заканчивания скважины, составленной заказчиком;															





Таблица 10.4-2 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ) (облегченная конструкция)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в лифтовой колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы					Длина секции, м	теорети- ческая	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
				номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип резьбы	марка (группа прочнос- ти) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м, кг			теорети- ческая	с учётом		на рас- тяже- ние	на избыточное давление
		от (верх)	до (низ)									плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода		наруж- ное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	4515	4525	114,3	TSH- Blue DPLS	T95.1	7,37	20,09	10	0,2	-	-	822,83	-	-
	2	2000	4515	114,3	TSH- Blue DPLS	T95.1	7,37	20,09	2515	50,5	-	-	2,61	1,83	1,35
	3	0	2000	139,7	TSH- Blue DPLS	T95.1	10,54	34,22	2000	68,4	-	-	2,17	4,40	1,58
Примечания															
1 Место установки 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 рассчитан 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 составляющие 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
Таблица информации не несёт		

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
Таблица информации не несёт				

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	13,0	13,0
	Вызов притока и очистка скважины	местные нормы	20,0	33,0
	Испытание скважины на режимах с сжиганием газа и жидкости	местные нормы	0,6	33,6
	Испытание скважины на режимах без сжигания газа и жидкости	местные нормы	9,4	43,0
Примечания 1 Продолжительности операций приняты согласно раздела 5 (Продолжительность строительства) Технического задания; 2 Гидроразрывы и солянокислотные обработки объекта проводить согласно табл. 10.12-1, 10.12-2 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 13-ти зонах	АН -700, Coil tubing	13	местные нормы	156,0
	Очистка скважины	3ЦА-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 Hughes, Halliburton, Schlumberger и др.).					



Таблица 10.10-1 - Потребное количество материалов для освоения (испытания) скважины в эксплуатационной колонне
(стандартная конструкция)

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 , состав\объем:	См. примечание 2	м ³	103,5
	Вода - основа надпакерной жидкости	Местный	м ³	102,0
	Incorr - ингибитор коррозии	Стандарт АНИ	кг	517,6
	Incorr 2275 - ингибитор коррозии и поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	207,1
	NewScav HS W - поглотитель H ₂ S	Стандарт АНИ	кг	590,1
	NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНИ	кг	72,5
	Avacid 50 - бактерицид	Стандарт АНИ	кг	51,8
	Вода для промывки скважины перед испытанием	Местные нормы	м ³	139,8
	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 бурового раствора плотностью 0,95 г/см ³ , находящегося в скважине, согласно Правил;				
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» 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 10.12-1 или в программе Заказчика.				

Таблица 10.10-2 - Потребное количество материалов для освоения (испытания) скважины в эксплуатационной колонне
(облегченная конструкция)

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 , состав\объем:	См. примечание 2	м ³	92,0
	Вода - основа надпакерной жидкости	Местный	м ³	90,6
	Incoгг - ингибитор коррозии	Стандарт АНИ	кг	459,9
	Incoгг 2275 - ингибитор коррозии и поглотитель CO ₂	Стандарт АНИ	кг	183,9
	NewScav HS W - поглотитель H ₂ S	Стандарт АНИ	кг	524,2
	NaOH - для поддержания pH	Стандарт АНИ	кг	64,4
	Avacid 50 - бактерицид	Стандарт АНИ	кг	46,0
	Вода для промывки скважины перед испытанием	Местные нормы	м ³	108,4
	Материалы для интенсификации притока	См. примечание 4		
Примечания 1 Перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора плотностью 0,99 г/см ³ в количестве двух объемов скважины, без учета объема бурового раствора плотностью 0,99 г/см ³ , находящегося в скважине, согласно Правил; 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» 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 10.12-2 или в программе Заказчика.				

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	0,2	6,35	20,566	12
	0,2	12,70	82,264	47
	0,2	15,90	128,943	74
Всего	0,6		231,774	132
Примечание - Объёмы сжигания приняты согласно информации по запланированному объёму и времени сжигания газа и смеси (ССПФ), содержащей				





Таблица 10.12-1 - Растворы для интенсификации притока из скважины (стандартная конструкция)

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	6657	6551	106,2	50,5	СКО	23,66	34,17	57,83
2	6551	6445	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
3	6445	6339	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
4	6339	6232	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
5	6232	6126	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
6	6126	6020	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
7	6020	5914	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
8	5914	5808	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
9	5808	5702	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
10	5702	5595	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
11	5595	5489	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
12	5489	5383	106,2	50,5	ГРП с СКО	23,66	-	23,66
13	5383	5277	106,2	50,5	СКО	23,66	34,17	57,83
Всего на скважину=						307,54	68,34	375,89

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

Раствор HCl 28

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H ₂ O	Техническая вода	0,136 м ³ /м ³	41,8 м ³
A270	Ингибитор коррозии	8,0 л/м ³	2460,3 л
W054	Неэмульгирующий агент	2,0 л/м ³	615,1 л
W060	Ингибитор эмульсии и осадкообразования	3,0 л/м ³	922,6 л
F110	Поверхностно-активное вещество	1,0 л/м ³	307,5 л
A201	Ингибитор коррозии	20,0 л/м ³	6150,9 л
A255	Поглотитель H ₂ S	2,0 л/м ³	615,1 л
H033	33% HCl	0,830 м ³ /м ³	255,3 м ³
L058	Поглотитель солей железа	1,2 кг/м ³	369,1 кг
J429	Загуститель кислоты	1,0 л/м ³	307,5 л



продолжение таблицы 10.12-1

Раствор SDA15

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H ₂ O	Техническая вода	0,536 м ³ /м ³	36,6 м ³
A262	Ингибитор коррозии	6,0 л/м ³	410,1 л
W054	Неэмульгирующий агент	4,0 л/м ³	273,4 л
H033	33% HCl	0,419 м ³ /м ³	28,6 м ³
J548	Регулятор образования солей железа	10,0 л/м ³	683,4 л
J472	Понизитель фильтрации	5,0 л/м ³	341,7 л
J429	Загуститель кислоты	20,0 л/м ³	1366,9 л



Таблица 10.12-2 - Растворы для интенсификации притока из скважины (стандартная конструкция)

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	6657	6508	148,6	70,8	СКО	33,12	47,84	80,96
2	6508	6360	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
3	6360	6211	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
4	6211	6063	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
5	6063	5914	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
6	5914	5765	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
7	5765	5617	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
8	5617	5468	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
9	5468	5319	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
10	5319	5171	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
11	5171	5022	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
12	5022	4874	148,6	70,8	ГРП с СКО	33,12	-	33,12
13	4874	4725	148,6	70,8	СКО	33,12	47,84	80,96
Всего на скважину=						430,56	95,68	526,24

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

Раствор HCl 28

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H ₂ O	Техническая вода	0,136 м ³ /м ³	58,6 м ³
A270	Ингибитор коррозии	8,0 л/м ³	3444,5 л
W054	Неэмульгирующий агент	2,0 л/м ³	861,1 л
W060	Ингибитор эмульсии и осадкообразования	3,0 л/м ³	1291,7 л
F110	Поверхностно-активное вещество	1,0 л/м ³	430,6 л
A201	Ингибитор коррозии	20,0 л/м ³	8611,2 л
A255	Поглотитель H ₂ S	2,0 л/м ³	861,1 л
H033	33% HCl	0,830 м ³ /м ³	357,4 м ³
L058	Поглотитель солей железа	1,2 кг/м ³	516,7 кг
J429	Загуститель кислоты	1,0 л/м ³	430,6 л



продолжение таблицы 10.12-2

Раствор SDA15

Индекс реагента	Назначение реагента	Концентрация	Потребное количество
H ₂ O	Техническая вода	0,536 м ³ /м ³	51,3 м ³
A262	Ингибитор коррозии	6,0 л/м ³	574,1 л
W054	Неэмульгирующий агент	4,0 л/м ³	382,7 л
H033	33% HCl	0,419 м ³ /м ³	40,1 м ³
J548	Регулятор образования солей железа	10,0 л/м ³	956,8 л
J472	Понизитель фильтрации	5,0 л/м ³	478,4 л
J429	Загуститель кислоты	20,0 л/м ³	1913,6 л



11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1-1 - Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная колонна 273,05мм	4725	30	209,6 УБТ (8 1/4" DC), переводники	21	Нипель и муфта	2,4	0,48
Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177,8 мм	4575	60	СБТ 139,7 (5,5" DP)	975	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300 мм от утолщенной части.	2,4	22,04
		60	ТБТ 127 (5" HWDP)	18		2,4	0,41
Нижняя часть ПО	6657	60	БТ 88,9 (3,5" DP)	1435	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300 мм от утолщенной части.	2,4	32,43
		60	ТБТ 88,9 (3,5" HWDP)	12		2,4	0,26



11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1-2 - Виды операций контроля и объёмы работ по дефектоскопии бурильного инструмента

Название обсадной колонны	Глубина скважины при проведении операции	Время механического бурения между очередными проверками, сут	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Количество контролируемых концов, шт.	Вид операции дефектоскопии: трубные резьбы СБТ, зона сварного шва, УБТ и переводники, толщинометрия ЛБТ	Норма времени на контроль одной трубы, мин	Продолжительность дефектоскопии, ч
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная колонна 273,05 мм	2500	30	209,6 УБТ (8 1/4" DC), переводники	21	Нипель и муфта	2,4	0,48
Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177,8 x 193,7 мм	4725	60	СБТ 139,7 (5,5" DP)	1008	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300 мм от утолщенной части.	2,4	22,78
		60	ТБТ 127 (5" HWDP)	18		2,4	0,41
Нижняя часть ПО	6657	60	БТ 88,9 (3,5" DP)	1435	Замок, зона сварного шва, утолщенная часть трубы, переходная зона на 300 мм от утолщенной части.	2,4	32,43
		60	ТБТ 88,9 (3,5" HWDP)	12		2,4	0,26



Таблица 11.2-1 - 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	Продолжитель- ность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количес- тво, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Промежуточная	Промежуточная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	1900	35-8-5/PSM	1	210	ЕНВБ §109	1,35
Эксплуатационная	Эксплуатационная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	4725	35-8-5/PSM	1	345	ЕНВБ §109	1,35
Эксплуатационная колонна - хвостовик	Эксплуатационная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	4575	35-8-5/PSM	1	345	ЕНВБ §109	1,35
Подземное оборудование	Нагнетательная арматура Cameron/ Breda	6657	35-8-5/PSM	1	540	ЕНВБ §109	
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.							



Таблица 11.2-2 - 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	Продолжитель- ность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количес- тво, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Кондуктор	Промежуточная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	100	35-8-5/PSM	1	66	ЕНВБ §109	1,35
Промежуточная	Промежуточная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	600	35-8-5/PSM	1	210	ЕНВБ §109	1,35
Эксплуатационная	Эксплуатационная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	2500	35-8-5/PSM	1	345	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	2503	35-8-5/PSM	1	66,7	ЕНВБ §112	1,35
Эксплуатационная колонна - хвостовик	Эксплуатационная колонна, колонная головка Cameron, ПВО	4725	35-8-5/PSM	1	345	ЕНВБ §109	1,35
	Цементное кольцо и горные породы	4728	35-8-5/PSM	1	10	ЕНВБ §112	1,35
Подземное оборудование	Нагнетательная арматура Cameron/ Breda	6657	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.							

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 6657 м, при максимальном весе буровой колонны - 190,5 т и обсадной колонны - 342,3 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 коилтыюбинга, обеспечивающую нормальное проведение работ по испытанию.

Буровая установка ZI-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 трейлерах 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 шламособорники 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 измере- ния	Номер варианта подгото- витель- ных работ	Номера скважин по варианту подготови- тельных работ	Коли- чество
1	2	3	4	5	6
1	Водопровод из труб d - 100-127 мм	100 м	-"	98109	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 (вентили) d-25-50 мм на топливopровод 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	98109	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 249, RIG 258

№№ 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 электродвигатели 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	Шпильная катушка для свинчивания труб типа 24-АН	комплект	2	1	
2.9	Шпильная 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 Otoco 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, электропривод 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	Цементировочная 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 м³:				
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 центробежным насосом Mission Magnum 5 x 6	комплект	2	1	
4.1.3	- дегазатор Swaco Vacuum с центробежным 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 центробежным 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 таблицы 12.1

1	2	4	5	6	7
4.7	Доливочная емкость $V=7,3 \text{ м}^3$:	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	Компрессорный блок:				
6.1	Воздушный компрессор Gardner Denver model EBE 99 K	комплект	2	3	
6.2	Устройство охлаждения МСС	комплект	2	2	
6.3	Воздухосборник $V=1,89 \text{ м}^3$	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, гиromеханический	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 - 2М 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 H₂S):				
11.1	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" - 5М с верхним и нижним фланцами	комплект	2	1	
11.2	Двойной плащечный превентор Cameron U - 13 5/8" - 10М	комплект	2	1	
11.3	Одиночный плащечный превентор Cameron U-13 5/8" 10М	комплект	2	1	
10.4	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 11" 10М	комплект	2	1	
10.5	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 9" 10М	комплект	2	1	
12	Штуцерные задвижки и задвижки глушения на ПВО:				
12.1	Гидравлический штуцер Cameron Hydraulic 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.2	Ручная задвижка Cameron Hydraulic 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.3	Гидравлическая задвижка Cameron Hydraulic 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.4	Ручная задвижка Cameron Hydraulic 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
13	Линия глушения и дросселирования:				
13.1	Линия дросселирования с ПВО на блок задвижек 4 1/16" 10М	комплект	2	2	
13.2	Линия глушения 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
13.3	Линия глушения 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
14	Блок дросселирования (имеет две отдельные точки входа линии дросселирования):				
14.1	Штуцерный манифольд высокого давления 4 1/16" 10М Cameron	комплект	2	1	
14.2	Линия обратной промывки с буровой на блок дросселирования 2" 10М	комплект	2	1	
14.3	Ручная штуцерная задвижка блока дросселирования 3 1/16" 10М Cameron	комплект	2	1	
14.4	Панель управления штуцерами Swaco	комплект	2	2	
14.5	Отсекающая гидравлическая задвижка с ручной блокировкой 3 1/16" 10М	комплект	2	3	
14.6	Панель управления гидравлическим суперштуцером Swaco	комплект	2	2	
14.7	Ручная задвижка Cameron FB 3 1/16" 10М	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 АВВ 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 А 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 использования	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 раствора 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 компании бытовка, 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 MHz 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-ацетиленовый 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 $V=74,7 \text{ м}^3$ 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 $V=237 \text{ м}^3$:	комплект	2	2	
21.9.1	- емкость $V=83,4 \text{ м}^3$ укомплектованная центробежным насосом Halco 2x3	комплект	2	2	
21.9.2	- емкость $V=70 \text{ м}^3$ укомплектованная центробежным насосом Halco 2x3	комплект	2	1	
21.11	Стеллажи 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 обвязки буровых насосов	агр.-оп.	2	1	
21.27	Центрирование вышки в процессе бурения	комплект	2	1	

Примечание - Все оборудование должно быть выполнено 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 оборудования 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 Varco P-142 высотой 43.3 м, г/п 567 тс	комплект	2	1	
1.2	Балкон с площадкой для верхового рабочего	комплект	2	1	
1.3	Подъемный механизм, линия эвакуации верхового Geronimo с противовесом	комплект	2	1	
1.4	Подвышечное основание типа Varco разборное	комплект	2	1	
1.5	Подсвечники на 368 тс	комплект	2	1	
1.6	Ротор В-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 Idesco 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 - электротормоз	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 Otoco	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	Цементировочная 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 песколоушкой V=18 м ³ :	комплект	2	1	
4.1.1	- сдвоенное 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 Pioneer Sidewinder до 20 фунт/галлон	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	Компрессорный блок:				
6.1	Воздушный компрессор Gardner Denver винтового типа EBE 99 К 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 РТВ (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 - 2М 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 H₂S):				
11.1	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" - 5М с верхним и нижним фланцами	комплект	2	1	
11.2	Двойной плащечный превентор Cameron U - 13 5/8" - 10М с верхним и нижним фланцевыми соединениями, с 4 1/16" выходными отверстиями	комплект	2	1	
11.3	Одиночный плащечный превентор Cameron U-13 5/8" 10М с верхним и нижним фланцевыми соединениями, с 4 1/16" выходными отверстиями	комплект	2	1	
10.4	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 11" 10М	комплект	2	1	
10.5	Переходная фланцевая катушка 13 5/8" 10М x 9" 10М	комплект	2	1	
12	Штуцерные задвижки и задвижки глушения на ПВО:				
12.1	Гидравлический штуцер Cameron 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.2	Ручная задвижка Cameron 4 1/16" 10М	комплект	2	1	
12.3	Гидравлическая задвижка Cameron 2 1/16" 10М	комплект	2	2	
12.4	Ручная задвижка Cameron 2 1/16" 10М	комплект	2	2	
13	Линия глушения и дросселирования:				
13.1	Линия глушения от блока ПВО к линии подачи раствора 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
13.2	Линия глушения от блока ПВО на цементировочный агрегат 2 1/16" 10М	комплект	2	1	
13.3	Линия дросселирования с ПВО на блок задвижек 4 1/16" 10М	комплект	2	2	
14	Блок дросселирования (имеет две отдельные точки входа линии дросселирования):				
14.1	Штуцерный манифольд высокого давления 4 1/16" 10М и 3 1/16" 10М	комплект	2	1	
14.2	Штуцерный манифольд низкого давления: 2 задвижки 4" Demco 5М, 2 задвижки Demco 3" 5М и 1 задвижка Demco 2" 5М	комплект	2	1	
14.3	Ручная штуцерная задвижка блока дросселирования 3 1/16" 10М	комплект	2	2	
14.4	Суперштуцер Swaco 2 9/16" 10М	комплект	2	2	
14.5	Отсекающая гидравлическая задвижка с ручной блокировкой 3 1/16" 10М	комплект	2	3	
14.6	Панель управления гидравлическим суперштуцером Swaco	комплект	2	2	
14.7	Ручная задвижка Cameron FB 3 1/16" 10М	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 VJS 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 H ₂ S, CO ₂ , 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 использования	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-ацетиленовый 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 $V=80 \text{ м}^3$ на основании с ограждениями и обваловкой	комплект	2	1	
21.8.2	- цилиндрическая емкость $V=38 \text{ м}^3$ на основании с ограждениями и обваловкой	комплект	2	1	
21.9	Цилиндрическая емкость для питьевой воды $V=20 \text{ м}^3$	комплект	2	2	
21.10	Стелаж 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 диаметром 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 обвязки буровых насосов	агр.-оп.	2	1	
21.27	Центрирование вышки в процессе бурения	комплект	2	1	

Примечание - Все оборудование должно быть выполнено 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 12.3 - 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	Противовибросовое оборудование в том числе:		агр.	к-т	-"	1	
5.1	Превентор универсальный FH35-35		-"	-"	-"	1	
5.2	Превентор плащечный 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 ц/насосами и эл. приводом к ним 2	-"	-"	-"	-"	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 $V=50 \text{ м}^3$ на концах линий ПВО	м. бл.	м. бл.	-"-	-"-	2	
29	Паровой котел	-"-	-"-	-"-	-"-	1	
30	Емкость $V = 20 \text{ м}^3$ для воды с центробежным насосом $N = 7,5 \text{ кВт}$ с обвязкой	-"-	-"-	-"-	-"-	2	
31	Топливная емкость $V = 4 \text{ м}^3$ для питания котельной с ц/бежным насосом и эл/приводом к нему $N = 7,5 \text{ кВт}$ 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 - грузоподъемность 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	выщечно-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 13.1-1 - Продолжительность строительства скважины (стандартная конструкция)

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
-	162,0	12,0	2,0	105,0	43,0	-	43,0

1902 - проектная скорость бурения, м/ст.мес;
 Тбур = (6657×30)/1902= 105 сут
 Тбур - продолжительность бурения и крепления, сут.

Таблица 13.2-1 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин (стандартная конструкция)

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	Кондуктор (20")	2	0	200		2	
2	Промежуточная (13 3/8")	3	200	1900		11	
3	Эксплуатационная (10 3/4")	4	1900	4725		39	
4	Экс-ая (хвостовик) (7")	2	4725	5277		17	
5	Нижняя часть ПО (4 1/2")	2	5277	6657		23	
	Итого:	13				92	





Таблица 13.1-2 - Продолжительность строительства скважины (облегченная конструкция)

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
-	145,0	12,0	2,0	88,0	43,0	-	43,0
2269 - проектная скорость бурения, м/ст.мес; Тбур = $(6657 \times 30) / 2269 = 88$ сут Тбур - продолжительность бурения и крепления, сут.							

Таблица 13.2-2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин (облегченная конструкция)

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещенным способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Кондуктор (20")	2	0	100		1	
2	Промежуточная (13 $\frac{3}{8}$ ")	3	100	600		4	
3	Эксплуатационная (10 $\frac{3}{4}$ ")	3	600	2500		10	
4	Экс-ая (хвостовик) (7x7 $\frac{5}{8}$ ")	3	2500	4725		31	
5	Нижняя часть ПО (4 $\frac{1}{2}$ ")	2	4725	6657		29	
	Итого: 88	13				75	

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

Таблица 14.1- Средства механизации и автоматизации

№№ п/п	Наименование приспособлений и устройств	Наимено- вание 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 комплекте 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 уровнем 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.	Компрессор	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	Аварийное освещение.	БУ	2 к-т
62	Светильник переносной во взрывозащищённом исполнении напряжением 12 В.	БУ	3 шт.
Примечание- Допускается работа буровой или отдельного 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 из- готовление	Количес- тво, 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 из- готовление	Количес- тво, 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, лицензированию, 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 РК 1.03-05-2001	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 100⁰С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта. При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключаяющий 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, отопров 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	Опресовка 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 строительнo- 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 ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве и выполнении требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой, 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 буровых установках 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 строительстве 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 Требованиями 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 рассчитанные 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 противогازа 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 [14] 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 искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНиП РК 2.04.05-2002 "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2015)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон", Санитарных правил [12].
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 (высечно-лебёдовый блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовыбросовое оборудование, место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов, операторная, склад взрывных материалов) следует применять газоразрядные источники света, для подсобных и административных помещений - лампы накаливания или люминесцентные лампы. Допускается для освещения помещений основного производственного назначения, применение ламп накаливания. Для освещения производственных площадок - не отапливаемых производственных помещений, проездов следует также применять газоразрядные источники света.



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 взрыво-непроницаемое, 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 пульсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 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 [14], 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 коли- чество для буро- вой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от понижен- ных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики, электромонтер, слесарь по обл. 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 обл. буровой, дизелист
3	Куртка утеплённая	ГОСТ 17222-71	электромонтёр, дизелист слесарь по обл. буровой
4	Брюки утеплённые	ГОСТ 18235-72	электромонтёр, дизелист слесарь по обл. буровой
5	Летний костюм; куртка, полукомбинезон и рубаша 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 пропит- кой (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 ₂ S или сернистого ангидрида	типа Magnum Plus ISI или аналог	6 шт на объект аппараты рассчитаны на 30 минут работы
17	Шланговые противогазы марки ППШ-1 или ППШ-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, плащом, 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 использоваться во время работ, при которых можно подвергнуться воздействию сероводородной или сернисто - ангидридной среды.
- 2 При строительстве скважин 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 объекте должен быть аварийный запас газозащитных средств, количество и типы которых определяются с учетом численности работающих, удаленности объекта 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 менее 25% от числа работающих;
 2. Аппараты искусственного 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]), превышает. 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 чрезмерный шум вследствие 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 распространения (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 дБ 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 стопорятся 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 вследствие 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 формиро- вания ос- вещённости: Г-горизон- тальная; В-верти- кальная	Разряд и подраз- яд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- ное осве- щение
					Освещённость, лк		показа- тель ос- леплён- ности не более, %	
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	Освещё- ность установ- лена экспери- менталь- но	-
9	Буровая лебёдка	Барaban	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 подъема буровых труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-
14	Установка для механизации и автоматизации спуска-подъемных 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 (люлька, 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. разделителя	5
23	Дизельное помещение (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	0.8 м от стола	Г	VI	50	100	-	5
24	Противовибросовое оборудование. Превентор, штурвал, дистанционное управление превентором	Превентор, штурвал	В	VIII а	30	75	-	-
25	Пульт дистанционного управления превентором (освещённость снижена на одну ступень шкалы освещённости)	Пульт	В	IV г	75	100	-	10
26	Цементирующая головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	X	50	50	-	-
27	Мерный бак цементирующего агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	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	Освещённость 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	ХІ	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 газосигнали- затор для сероводорода. Модель GH-120A	комплект	у ротора, в начале желобной системы, у вибросит, в насосном 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 сероводо- рода 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	Газоопредельтель 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 хозяйственных 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	Количес- тво, 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 пожарная 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 обсадными трубами - прихват, полет.
3. Аварии с долотами - оставление шарошек, слом долота.
4. Падение посторонних предметов в скважину.
5. Осложнения: нефтегазоводопрооявления, поглощения бурового и цементного 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.





Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
2	Прихват инструмента	2.1. Выделить прихватопасные 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 случае необходимости изменения КНБК провести поэтапное увеличение ее жесткости с тщательной проработкой ствола каждой компоновкой. 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.	3.1. Определить место заклини. 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.	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.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
3		3.4. Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны. 3.5. Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	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.	3.4. 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	Прихват обсадных колонн	4.1. Тщательно прорабатывать интервалы сужений. 4.2. Не оставлять колонну без движения на длительный срок. 4.3. Перед спуском колонны вводить смазывающие добавки.	4.1. Определить место прихвата. 4.2. 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). 4.3. Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание колонны. 4.4. После освобождения колонны вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН. 4.5. Продолжить спуск колонны. 4.6. В случае безрезультатности установки ванн или опасности разрушения колонны рассмотреть вопрос цементирования колонны на достигнутой глубине с последующим спуском "хвостовика".	4.1. Строго выполнять план подготовки ствола к спуску. 4.2. Не оставлять колонну без движения на длительное время. 4.3. Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 4.4. Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей АКБ, УМК и др. 4.5. Не оставлять на столе ротора различные инструменты. 4.6. 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.

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
5	Полет обсадных труб	5.1. Перед спуском колонны проверить центровку вышки, состояние клиньев ротора, элеваторов. 5.2. Контролировать усилия закрепления резьбовых соединений. 5.3. Не допускать наворота резьбы наперекос.	5.1. Спустить труболовку, метчик, колокол. 5.2. Спуск производить замедленно для определения местонахождения "головы" обсадных труб. 5.3. Соединиться с аварийными трубами, промыть скважину. 5.4. Поднять аварийные трубы. 5.5. Произвести переподготовку ствола скважины.	5.1. Поддерживать в исправном состоянии клинья ротора, элеваторы. 5.2. При навороте труб первые 3-4 оборота делать вручную. 5.3. 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. 5.4. Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.
6	Оставление шарошек долота (слом долота)	6.1. Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород. 6.2. Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения). 6.3. Не допускать резких посадок и ударов долота о забой. 6.4. Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.	6.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 6.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 6.3. Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	6.1. Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород. 6.2. Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота). 6.3. 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.





Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
7	Падение посторонних предметов в скважину	7.1. Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину. 7.2. Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора. 7.3. Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы. 7.4. При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.	7.1. Спустить магнитный фрезер или "паук". 7.2. При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем. 7.3. Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.	7.1. При спуско-подъемных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов. 7.2. 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.
8	Нефтегазоводо - проявления	8.1. Бурильщики должны знать глубину залегания и характер поведения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями. 8.2. Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН. 8.3. При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости. 8.4. Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника. 8.5. Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода. 8.6. Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.	8.1. Спустить инструмент на возможно большую глубину. 8.2. Установить обратный клапан под квадрат. 8.3. Герметизировать устье и восстановить циркуляцию. 8.4. Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией. 8.5. По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.	8.1. При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора. 8.2. Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии. 8.3. Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении. 8.4. Навернуть обратный клапан и герметизировать устье. 8.5. Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.7. При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения. 8.8. При увеличении веса на крюке и уменьшении давления на стояке, что является косвенными признаками НГВП, сопоставить другие показатели процесса бурения для раннего обнаружения проявления. 8.9. Иметь запас раствора согласно пункта 43 ППБ ОПО НГОП. 8.10. Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу. 8.11. Не допускать утяжеления раствора "пачками". 8.12. Использовать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП. 8.13. Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора. 8.14. Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода. 8.15. Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек. 8.16. Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.		

Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.17. Длительные ремонтные работы, не связанные с ремонтом устья, необходимо производить при нахождении бурильной колонны в башмаке обсадной колонны с обязательной установкой шарового крана. 8.18. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост. 8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины. 8.20. Бурение производить с обратным клапаном на бурильных трубах и под вертлюгом. 8.21. Перед вскрытием пластов (за 100м до пласта и на весь период вскрытия), содержащих сероводород, необходимо: - установить станцию геолога - технического контроля; - вокруг территории буровой установить знаки безопасности; - проверить исправность приборов контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ; - обработать буровой раствор реагентом-нейтрализатором сероводорода; - провести проверку знаний рабочих и ИТР бригады по ПЛА и использованию СЗР, оказанию доврачебной помощи;		



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		- иметь на буровой запас материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород, достаточный для обработки бурового раствора в количестве не менее двух объемов 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. 8.22. С целью раннего обнаружения газопроявлений должен вестись контроль за изменением: -расход и объем циркуляции промывочной жидкости; -изменение нагрузки при бурении скважины; - уровня промывочной жидкости в скважине при остановке циркуляции; - механической скорости проходки и давления в нагнетательной линии; - уровня раствора в приемных емкостях и скорости потока бурового раствора в желобах; - концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости.		



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8		8.23. При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК первичные действия производственного персонала проводятся в строгом соответствии с ПЛА.		
9	Поглощения	9.1. Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью. 9.2. Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных проектом. 9.3. Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения. 9.4. При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластин и т.д. 9.5. В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса. 9.6. Восстановление циркуляции производить при, возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.	9.1. При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввести наполнители (сляда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.) 9.3. При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост. 9.4. Применить технологию бурения скважины без выхода циркуляции с закрытым устьем (CHCD) или бурение с непрерывной циркуляцией на забое (БНЦЗ)	9.1. Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины. 9.2. Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит. 9.3. 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. 9.4. Подготовить и установить оборудование для бурения с использованием технологии CHCD или БНЦЗ. 9.5. Проверить заполнение пруда накопителя технической водой, используемой для закачки в поглощающие пласты по технологии CHCD. 9.6. Произвести необходимые расчеты по давлению поглощения, необходимой плотности жидкости в затрубном пространстве.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
9		9.7. Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления при циркуляции.		9.7 Приготовить и закачать в скважину жидкость для затрубного пространства. 9.8 Продолжить бурение по плану в соответствии с технологией СНСД.
10	Межколонное давление газа (МКД)	10.1. Для цементирования обсадных колонн применять цементы, образующие в затрубном пространстве плохо проницаемый цементный камень, стойкий к воздействию сероводорода. 10.2. Применять обсадные трубы с высокогерметичными резьбовыми соединениями типа "металл-металл". 10.3. Обвязку устья колонными головками производить строго в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. 10.4. Применять колонные головки, исключаящие переток флюида из затрубного пространства в межколонное.	10.1. Определить причину возникновения МКД и пути движения флюида в межколонное пространство. 10.2. В зависимости от причины возникновения МКД произвести: - стравливание давления; - смену колонной головки; - ремонтно-изоляционные работы.	10.1. Сообщить руководителю работ о появлении МКД. 10.2. Не допускать роста давления в межколонном пространстве выше величины предельно-допустимого устьевого давления, определенного расчетом согласно утвержденной методики. 10.3. Вести контроль за МКД согласно Долгосрочного Соглашения по управлению скважинами с МКД на КНГКМ.

15.3 ТРЕБОВАНИЯ К КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБ

Оценка коррозионного риска оборудования скважины

Коррозионная активность пластовых флюидов, вскрываемых продуктивных горизонтов, месторождения Карачаганак оценивается как потенциально высоко агрессивная. Основные факторы, которые обуславливают опасность коррозии скважинного и нефтепромыслового оборудования, - высокая концентрация H_2S (до 4,85 %) и CO_2 (до 6,93 %) 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) уголекислотной коррозии нефтепромыслового оборудования.

Коррозионная 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 уголекислый 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 339,7 мм промежуточной колонны TN 95HS с толщиной стенки 10,90 мм;
- для 273,05 мм эксплуатационной колонны Т-95.1 с толщинами стенок 15,11; 23,42 и 26,67 мм соответственно;
- для 193,68 мм эксплуатационной колонны Т-95.1 с толщинами стенок 19,05 мм соответственно;
- для 177,8 мм эксплуатационной колонны, состоящей из хвостовика Т-95.1, с толщиной стенки 11,51 мм;
- для 114,3 мм эксплуатационной колонны (нижняя часть ПО) Т-95.1, с толщиной стенки 8,56 мм;
- для НКТ Т-95.1, диаметром 139,7 мм с толщиной стенки 10,54 мм и диаметром 114,3 мм с толщиной стенки 7,37 мм.

Рекомендации по выбору материалов бурильных колонн

- Для бурения на сероводородсодержащих площадях рекомендуется использовать специальные трубы марки AISI 4145 Н или более высокого класса (S-135; 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 бу-



рового 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 (Глюканат железа, NewScav HS W) - поглотители H_2S ; Incorr 2275 – ингибитор коррозии и поглотитель CO_2).
- В состав надпакерной жидкости включать нейтрализаторы H_2S и CO_2 , а также ингибиторы коррозии (Глюканат железа, NewScav HS W, Incorr 2275, Incorr).
- Щелочность промывочной и надпакерной жидкостей поддерживать на уровне $pH > 10$.
- Для предотвращения появления межколонных давлений (МКД) между промежуточной и эксплуатационной колоннами, и затрубного давления между эксплуатационной колонной и ПО, цементирование следует проводить строго в соответствии с техническим проектом (таб. 9.6-9.16); обеспечивать применение эффективных химических реагентов и добавок, позволяющих получить непроницаемый для пластовых флюидов цементный камень, а также хорошее сцепление цементного камня с обсадной колонной и породой. Наличие такой цементной оболочки позволяет также обеспечить защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых минерализованных вод при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.
- 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 ₂ S			
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	K1
	От среднекоррозионной до высококоррозионной	>0,21	---	Нержавеющие стали	Нержавеющие стали	K11
CO ₂ и H ₂ S	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⁾	K2
	От среднекоррозионной до высококоррозионной	>0,21	>0,00035 ³⁾	Нержавеющие стали ¹⁾	Нержавеющие стали ¹⁾	K21
				Коррозионностойкие сплавы ^{1) 2)}	Коррозионностойкие стали ^{1) 2)}	K22
Примечания						
1) Имеются в виду стали, стойкие к 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 ₂ S на конструкционные материалы.						
3) Приведено значение парциального давления H ₂ S, которое необходимо учитывать в газовых скважинах. В нефтяных скважинах, содержание газа в которых более 15 %, влияние H ₂ S 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 противовибросового 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 (рН), 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 шламособорники 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/м³), допустимой для фильтрующих противогазов, необходимо: • Выйти из опасной зоны. • Сообщить о создавшейся аварийной обстановке непосредственному руководителю 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 (военнослужащие 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 газо-анализаторов 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 горизонтальной добывающей скважины. Геологический разрез проектируемой скважины изучен при бурении скважин на месторождении Карачаганак.

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 Поврежденные 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 ₂ S, 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 нанесения 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 скважин 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.



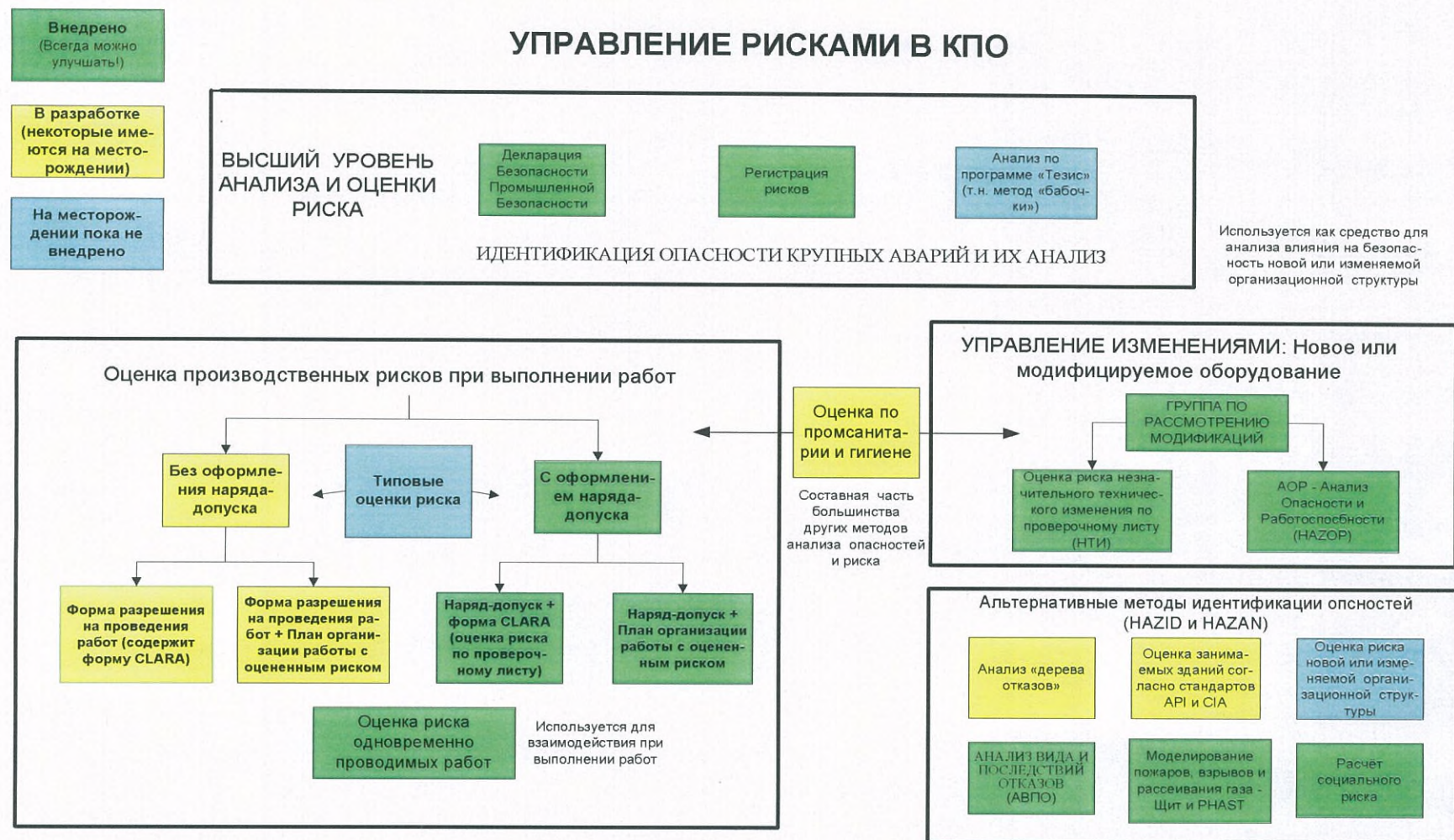


Рисунок 1 Схема управления рисками в КПО б.в.

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

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

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



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 ГНВП 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 $20,0 \text{ кг/м}^3$ 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 проявляющихся 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, ИСПОЛЪЗУЕМЫХ
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 состоянию на 29.04.2024 г.)	Раздел 3
2	Экологический Кодекс РК № 548-IV от 25.01.2012 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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 состоянию 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	РДО 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 газодонефтепроявлений 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 применения 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 применения 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 применения 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. Противовибросовое 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-ІІ 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-ІІ «Об обеспечении единства измерений».
Закон Республики Казахстан от 9 ноября 2004 г. №603-ІІ «О техническом регулировании».
Закон Республики Казахстан от 7 июля 2004 г. №580-ІІ «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-ІІІ «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-ІІІ «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 оценке 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 П-190/80 (КД ПМ-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_1 - Водоснабжение к (стандартная конструкция)

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 водосна- бжения	Строить водо- провод	Подключить водопровод к источнику снабжения	Подвозить воду цистер- нами	Наименование (магистральный водопровод, водо- вод, водозабор, артизианская скважина и т.д.)	Место- распо- ложение	Рабочий расход, м ³ /ч	Растоя- ние до буровой, км	Диа- метр, мм	Длина м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG-249, RIG-258											
Для технических нужд 11,5	237	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	34	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
RIG-216											
Для технических нужд 11,5	140	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	41,4	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
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 объёмом 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 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1_2 - Водоснабжение (облечённая конструкция)

Расчётная потребность в технической воде, м³/сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м³	Необходимо ли: (да, нет)				Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водосна- бжения	Строить водо- провод	Подключить водопровод к источнику снабжения	Подвозить воду цистер- нами	Наименование (магистральный водопровод, водо- вод, водозабор, артизианская скважина и т.д.)	Место- распо- ложение	Рабочий расход, м³/ч	Расстоя- ние до буровой, км	Диа- метр, мм	Длина м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
RIG-249, RIG-258											
Для технических нужд 9,1	237	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	34	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
RIG-216											
Для технических нужд 9,1	140	нет	нет	нет	да	магистральный водовод технической	место- рождение	-	15,0	-	-
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,1	41,4	нет	нет	нет	да	магистральный водовод питьевой воды, пруды	место- рождение	-	15,0	-	-
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 м³ и одной ёмкости объёмом 70 м³; - хранение воды для хоз.бытовых нужд и котельной в двух ёмкостях объёмом 17 м³ каждая. Для станка RIG-216: - хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях объёмом 70 м³; - хранение воды для хоз. бытовых нужд и котельной в двух ёмкостях объёмом 20,7 м³ каждая.											

1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1_1 - Водопотребление (стандартная конструкция)

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	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	270,5	171,7	1379,4	1821,6
4	Испытание на продуктивность	110,8	70,3	320,3	501,4
	Итого	425,0	245,3	1699,7	2370,1

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	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	270,5	171,7	2679,9	3122,1
4	Испытание на продуктивность	110,8	70,3	320,3	501,4
	Итого	425,0	245,3	3000,2	3670,6

Примечание

Организация работ по содержанию объектов, оборудования для хозяйственно - бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производиться 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.

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

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (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 м³/сут (паспортные данные).

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (2 + 105 + 43) \times 199 / 365 = 82$ сут;

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



1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1_2 - Водопотребление (облечённая конструкция)

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	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	226,7	143,9	877,4	1248,0
4	Испытание на продуктивность	110,8	70,3	308,8	489,9
	Итого	381,2	217,5	1186,2	1785,0

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	38,6	-	-	38,6
3	Бурение и крепление	226,7	143,9	1685,8	2056,4
4	Испытание на продуктивность	110,8	70,3	308,8	489,9
	Итого	381,2	217,5	1994,6	2593,4

Примечание

Организация работ по содержанию объектов, оборудования для хозяйственно - бытового водоснабжения, санитарно-бытовым помещениям будет производиться 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.

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

Расход воды на питьевые нужды для одного человека - 25,0 л/сут (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 м³/сут (паспортные данные).

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (2 + 88 + 43) \times 199 / 365 = 73$ сут;

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



2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1_1 - Электроснабжение к (стандартная конструкция)

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.							

Таблица 2.2_1 - Потребность в ГСМ к (стандартная конструкция)

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 кВт;								
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								
1470,6	1470,0	0,66	-	443,8	г. Аксай	30		
испытание								
601,1	600,9	0,25	-	181,8	г. Аксай	30		
всего								
2099,7	2098,8	0,9	-	634,0	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								
964,9	946,0	18,9	-	276,3	г. Аксай	30		
испытание								
395,1	387,4	7,7	-	113,1	г. Аксай	30		
всего								
1378,4	1351,4	27,0	-	394,7	г. Аксай	30		



Продолжение таблицы 2.2_1

RIG-249, RIG-258**При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:**

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

Диз.топливо на подготовительные работы: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (2) = 27,95 \text{ т}$ Диз.топливо на бурение и крепление: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (105) = 1467,27 \text{ т}$ Диз.топливо на испытание: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (43) = 600,88 \text{ т}$ Масло на подготовительные работы: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (2) = 0,01 \text{ т}$ Масло на бурение и крепление: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (105) = 0,62 \text{ т}$ Масло на испытание: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (43) = 0,25 \text{ т}$

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.

43 - 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: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (2) \times 199/365 = 4,4 \text{ т}$ Расход топлива на бурение и крепление: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (105) \times 199/365 = 233,6 \text{ т}$ Расход топлива на испытание: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (43) \times 199/365 = 95,7 \text{ т}$

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: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2) \times 199/365 = 4 \text{ т}$ Расход топлива на бурение и крепление: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (105) \times 199/365 = 210,2 \text{ т}$ Расход топлива на испытание: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (43) \times 199/365 = 86,1 \text{ т}$ Расход для обогрева на подготовительные работы: $4,4 + 4 = 8,4 \text{ т}$ Расход для обогрева на бурение и крепление: $233,6 + 210,2 = 443,8 \text{ т}$ Расход для обогрева на испытание: $95,7 + 86,1 = 181,8 \text{ т}$

где: 180 - расход топлива, л/час;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

105 - продолжительность бурения, сут;

43 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут

Сварочный агрегат с дизельным приводом Lincoln 300 амп. Расход топлива взят согласно спецификации.

Диз.топливо на бурение и крепление: $6 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (14,6) = 1,79 \text{ т}$ Масло на бурение и крепление: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (14,6) = 0,02 \text{ т}$

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.

14,6 - продолжительность работы сварочного агрегата, сут;



Продолжение таблицы 2.2 1

Цементировочный агрегат - TUCANO/FALCON, N-746 Квт при цементированииДиз.топливо: $0,306 \times 0,938 \times 2 = 0,6$ тМасло: $0,006 \times 0,938 \times 2 = 0,011$ т

где: 0,306 - расход топлива, т/сут;

0,006 - расход масла за сутки, т/сут;

2 - количество комплектов;

0,938 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВтДиз.топливо: $0,311 \times 0,938 = 0,292$ тМасло: $0,0062 \times 0,938 = 0,006$ т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;

0,0062 - расход масла за сутки, т/сут;

0,938 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.

RIG-216**При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:**

Расход топлива и масла для дизельного двигателей Caterpillar D-399 и D-3412 предоставлены буровым Подрядчиком.

Диз.топлива на подготовительные работы: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 18,02$ тДиз.топлива на бурение и крепление: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (105) = 945,96$ тДиз.топлива на испытание: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (43) = 387,39$ тРасход масла на подготовительные работы: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 0,4$ тРасход масла на бурение и крепление: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (105) = 18,9$ тРасход масла на испытание: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (43) = 7,7$ 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.

43 - 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: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) \times 199/365 = 5,3$ тРасход для обогрева на бурение и крепление: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (105) \times 199/365 = 276,3$ тРасход для обогрева на испытание: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (43) \times 199/365 = 113,1$ т

где: 5678 - общий расход топлива, л/сут;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

0,001 - перевод кг в тонну;

105 - продолжительность бурения, сут;

43 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут.

Цементировочный агрегат - TUCANO/FALCON, N-746 кВт при цементированииДиз.топливо: $0,306 \times 0,938 = 0,29$ тМасло: $0,006 \times 0,938 = 0,006$ т

где: 0,306 - расход топлива, т/сут;

0,006 - расход масла за сутки, т/сут;

0,938 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВтДиз.топливо: $0,311 \times 0,938 = 0,292$ тМасло: $0,0062 \times 0,938 = 0,006$ т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;

0,0062 - расход масла за сутки, т/сут;

0,938 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.



2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1_2 - Электроснабжение (облечённая конструкция)

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.							

Таблица 2.2_2 - Потребность в ГСМ (облечённая конструкция)

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 кВт;								
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								
1232,3	1231,8	0,54	-	372,0	г. Аксай	30		
испытание								
601,1	600,9	0,25	-	181,8	г. Аксай	30		
всего								
1861,4	1860,6	0,8	-	562,2	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								
808,7	792,8	15,9	-	231,6	г. Аксай	30		
испытание								
395,1	387,4	7,7	-	113,1	г. Аксай	30		
всего								
1222,2	1198,2	24,0	-	350,0	г. Аксай	30		



Продолжение таблицы 2.2_2

RIG-249, RIG-258

При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:

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

Диз.топливо на подготовительные работы: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (2) = 27,95 \text{ т}$

Диз.топливо на бурение и крепление: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (88) = 1229,71 \text{ т}$

Диз.топливо на испытание: $137 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (43) = 600,88 \text{ т}$

Масло на подготовительные работы: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (2) = 0,01 \text{ т}$

Масло на бурение и крепление: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (88) = 0,52 \text{ т}$

Масло на испытание: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 5 \times (43) = 0,25 \text{ т}$

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.

43 - 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: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (2) \times 199/365 = 4,4 \text{ т}$

Расход топлива на бурение и крепление: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (88) \times 199/365 = 195,8 \text{ т}$

Расход топлива на испытание: $100 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times 2 \times (43) \times 199/365 = 95,7 \text{ т}$

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: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (2) \times 199/365 = 4 \text{ т}$

Расход топлива на бурение и крепление: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (88) \times 199/365 = 176,2 \text{ т}$

Расход топлива на испытание: $180 \times 0,85 \times 0,001 \times 24 \times (43) \times 199/365 = 86,1 \text{ т}$

Расход для обогрева на подготовительные работы: $4,4 + 4 = 8,4 \text{ т}$

Расход для обогрева на бурение и крепление: $195,8 + 176,2 = 372 \text{ т}$

Расход для обогрева на испытание: $95,7 + 86,1 = 181,8 \text{ т}$

где: 180 - расход топлива, л/час;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

88 - продолжительность бурения, сут;

43 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут

Сварочный агрегат с дизельным приводом Lincoln 300 амп. Расход топлива взят согласно спецификации.

Диз.топливо на бурение и крепление: $6 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (12,2) = 1,49 \text{ т}$

Масло на бурение и крепление: $0,0578 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times (12,2) = 0,01 \text{ т}$

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.

12,2 - продолжительность работы сварочного агрегата, сут;



Продолжение таблицы 2.2_2

Цементировочный агрегат - TUCANO/FALCON, N-746 Квт при цементированииДиз.топливо: $0,306 \times 0,615 \times 2 = 0,4$ тМасло: $0,006 \times 0,615 \times 2 = 0,007$ т

где: 0,306 - расход топлива, т/сут;

0,006 - расход масла за сутки, т/сут;

2 - количество комплектов;

0,615 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВтДиз.топливо: $0,311 \times 0,615 = 0,191$ тМасло: $0,0062 \times 0,615 = 0,004$ т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;

0,0062 - расход масла за сутки, т/сут;

0,615 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.

RIG-216**При подготовительных работах, бурении и креплении, испытании объекта:**

Расход топлива и масла для дизельного двигателей Caterpillar D-399 и D-3412 предоставлены буровым Подрядчиком.

Диз.топлива на подготовительные работы: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 18,02$ тДиз.топлива на бурение и крепление: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (88) = 792,81$ тДиз.топлива на испытание: $10599 \times 0,85 \times 0,001 \times (43) = 387,39$ тРасход масла на подготовительные работы: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) = 0,4$ тРасход масла на бурение и крепление: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (88) = 15,9$ тРасход масла на испытание: $211,98 \times 0,85 \times 0,001 \times (43) = 7,7$ 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.

43 - 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: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (2) \times 199/365 = 5,3$ тРасход для обогрева на бурение и крепление: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (88) \times 199/365 = 231,6$ тРасход для обогрева на испытание: $5678 \times 0,85 \times 0,001 \times (43) \times 199/365 = 113,1$ т

где: 5678 - общий расход топлива, л/сут;

0,85 - плотность дизельного топлива, кг/л;

0,001 - перевод кг в тонну;

88 - продолжительность бурения, сут;

43 - продолжительность при испытании, сут;

2 - продолжительность подготовительных работ, сут;

199 - продолжительность отопительного периода по ВСН 39-86 таблица №4, сут.

Цементировочный агрегат - TUCANO/FALCON, N-746 кВт при цементированииДиз.топливо: $0,306 \times 0,615 = 0,19$ тМасло: $0,006 \times 0,615 = 0,004$ т

где: 0,306 - расход топлива, т/сут;

0,006 - расход масла за сутки, т/сут;

0,615 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВтДиз.топливо: $0,311 \times 0,615 = 0,191$ тМасло: $0,0062 \times 0,615 = 0,004$ т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;

0,0062 - расход масла за сутки, т/сут;

0,615 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.



ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ДОБЫВАЮЩЕЙ
СВАЗИНЫ 98109 (Z3_02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

352

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрута						
			общая протяжённость, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа)	наземные пути подвоза		
							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)
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									

ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ 98109 (Z3_02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

СКВАЖИНЫ 98109 (Z3_02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧУГАНАК

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера маршрутов	Характеристика маршрута						
			общая протяжённость, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, морской, речной, железнодорожный, авиа)	наземные пути подвоза		
							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)
наименование организации, промбазы, карьера и т.д.	пункт								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Маршруты транспортировки грузов и вахт определяет буровой подрядчик по контракту									

4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1_1 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании к (стандартная конструкция)

№ пп	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготови- тельные ра- боты к стро- ительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	зна- чение	в процес- се буре- ния	в эксплуата- ционной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	шт.	1	-	-	кондуктор 508 мм	1	-	-
2	Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
3	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
4	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
5	Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	шт.	1	-	-	промежуточная 339,7 мм	1	-	-
6	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
7	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
8	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
9	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапано	шт.	1	-	-		1	-	-
10	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	шт.	1	-	-		1	-	-
11	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	1	-	-		1	-	-
12	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
13	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	2	-	-		2	-	-
14	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	шт.	1	-	-		1	-	-
15	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
16	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
17	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
18	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
19	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)	шт.	1	-	-	экс. колонна 273,05 мм	1	-	-
20	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
21	Расширитель 311,1 x 342,9мм с обрат клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
22	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
23	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
24	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	шт.	2	-	-		2	-	-
25	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
26	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
27	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
28	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
29	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
30	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-



Продолжение таблицы 4.1 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
31	Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322)	шт.	1	-	-	экс. колонна (хвостовик) 177,8 мм	1	-	-
32	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
33	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
34	171,5 мм переводник ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
35	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
36	127 мм ТБТ (5" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
37	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
38	165,1 мм переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
39	Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)	шт.	1	-	-	экс. колонна 114,3 мм (4 1/2") (нижняя часть ПО)	1	-	-
40	Долото 152,4 мм (6" IADC 517)	шт.	2	-	-		2	-	-
41	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
42	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
43	Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
44	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
45	СБТ 139,7 (5,5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ: S-135	м	700	-	-	-	700	-	-
46	СБТ 127 (5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ: TSS-105	м	4577	-	-	-	4577	-	-
47	СБТ 88,9 (3,5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ: XD - 105	м	2080	-	-	-	2080	-	-
48	Обсадные трубы 762 мм	м	10	-	-	направление 762,0 мм	10	-	-
49	Обсадные трубы 508 мм	м	200	-	-	кондуктор 508,0 мм	200	-	-
50	Обсадные трубы 339,7 мм	м	1900	-	-	промежуточная 339,7 мм	1900	-	-
51	Обсадные трубы 273,05 мм	м	4725	-	-	экс. колонна 273,05 мм	4725	-	-
52	Обсадные трубы 177,8 мм	м	1677	-	-	экс. колонна (хвостовик) 177,8 мм	1677	-	-
53	Обсадные трубы 114,3 мм	м	1757	-	-	экс. колонна (ниж. комп. ПО) 114,3 мм	1757	-	-
54	НКТ 114,3 (4,5") мм	м	822	-	-	-	-	-	1900
55	НКТ 139,7 (5,5") мм	м	3000	-	-	-	-	-	3000
56	Цемент класса G (HSR)	т	493,6	-	-	-	493,6	-	-
57	Химреагенты вариант 1	т	2697,0	-	-	-	2695,2	-	1,81
	вариант 2	т	1146,3	-	-	-	1144,5	-	1,81
58	33% HCl	л м ³	14454,5 283,9	-	-	-	-	-	14454,5 283,9

Продолжение таблицы 4.1 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
59	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт.	11	-	-	кондуктор 508,0 мм	11	-	-
		кг	390	-	-		390	-	-
		шт.	57	-	-	промежуточная 339,7 мм	57	-	-
		кг	1112	-	-		1112	-	-
		шт.	88	-	-	экс. колонна 273,1 мм	88	-	-
		кг	1205	-	-		1205	-	-
		шт.	67	-	-	экс. колонна (хвостовик) 177,8 мм	67	-	-
		кг	706	-	-		706	-	-
		шт.	31	-	-	экс. колонна (хвостовик) надставка 177,8 мм	31	-	-
		кг	497	-	-		497	-	-
60	Горюче-смазочные материалы: RIG-249, RIG-258 RIG-216	шт.	26	-	-	экс. колонна (ниж. комп. ПО) 114,3 мм	26	-	-
		кг	2,135	-	-		2,135	-	-
60	Горюче-смазочные материалы: RIG-249, RIG-258 RIG-216	т	2733,7	36,36	-	-	1914,4	-	782,93
		т	1773,1	23,72	-	-	1241,2	-	508,19
61	Пресная и техническая вода	вариант 1	м ³	2370,1	8,4	38,64	-	1821,6	501,4
		вариант 2	м ³	3670,6	8,4	38,6	-	3122,1	501,4



4 ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ, ОБОРУДОВАНИИ И ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВАХ

Таблица 4.1_2 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании (облечённая конструкция)

№ пп	Наименование материалов, инструмента, оборудования	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготови- тельные ра- боты к стро- ительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
						название колонны	зна- чение	в процес- се бурения	в эксплуата- ционной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Долото 660,4 мм (26" IADC 111)	шт.	1	-	-	кондуктор 508 мм	1	-	-
2	Стабилизатор 660,4 мм (26" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
3	Наддолотный стабилизатор 660,4 мм (NBS)	шт.	1	-	-		1	-	-
4	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
5	Переходной переводник 241,3 x 209,6 мм	шт.	3	-	-		3	-	-
6	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
7	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
8	Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223)	шт.	1	-	-	промежуточная 339,7 мм	1	-	-
9	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
10	Короткий калибратор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
11	Стабилизатор 403,23 мм (15 7/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
12	Расширитель 406,4 x 444,5мм с обрат. клапано	шт.	1	-	-		1	-	-
13	Фильтр-переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	1	-	-		1	-	-
14	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
15	Переводник 241,3 мм (9 1/2")	шт.	2	-	-		2	-	-
16	241,3мм короткое УБТ (9 1/2" DC)	шт.	1	-	-		1	-	-
17	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
18	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
19	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
20	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
21	Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223)	шт.	1	-	-	экс. колонна 273,05 мм	1	-	-
22	Короткий калибратор 307,98 мм (12 1/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
23	Расширитель 311,1 x 342,9 мм с обрат клапано	шт.	1	-	-		1	-	-
24	Стабилизатор 308 мм (12 1/8" STB)	шт.	2	-	-		2	-	-
25	Переводник с обратным клапаном	шт.	1	-	-		1	-	-
26	Переводник 209,6 мм (8 1/4")	шт.	2	-	-		2	-	-
27	Фильтр-переводник 234,95 мм (9 1/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
28	209,6 мм ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
29	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-



Продолжение таблицы 4.1 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	209,6 мм УБТ (8 1/4" DC)	комп.	1	-	-	экс. колонна 273,05 мм	1	-	-
31	Переходной переводник 203,2 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
32	203,2 мм Ясс (8" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
33	Долото PDC 9 1/2" (IADC M 322)	шт.	1	-	-	экс. колонна (хвостовик) 177,8/193,7 мм	1	-	-
34	Н/маг стабилизатор 209,6 мм (8 1/4" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
35	Фильтр-переводник 171,5 мм (6 3/4")	шт.	1	-	-		1	-	-
36	171,5 мм переводник ШМУ	шт.	1	-	-		1	-	-
37	Циркуляционный переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
38	127 мм ТБТ (5" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
39	165,1 мм Ясс (6 1/2" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
40	165,1 мм переводник	шт.	1	-	-		1	-	-
41	Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233)	шт.	1	-	-	экс. колонна 114,3 мм (4 1/2") (нижняя часть ПО)	1	-	-
42	Долото 152,4 мм (6" IADC 517)	шт.	2	-	-		2	-	-
43	Стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
44	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
45	Переходной переводник 88,9 x 139,7 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
46	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
47	СБТ 139,7 (5,5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ: S-135	м	700	-	-	-	700	-	-
48	СБТ 127 (5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ: G-105	м	4025	-	-	-	4025	-	-
49	СБТ 88,9 (3,5" DP) трубы по стандарту 5 AX АНИ: XD - 105	м	2632	-	-	-	2632	-	-
50	Обсадные трубы 762 мм	м	10	-	-	направление 762,0 мм	10	-	-
51	Обсадные трубы 508 мм	м	100	-	-	кондуктор 508,0 мм	100	-	-
52	Обсадные трубы 339,7 мм	м	600	-	-	промежуточная 339,7 мм	600	-	-
53	Обсадные трубы 273,05 мм	м	2500	-	-	экс. колонна 273,05 мм	2500	-	-
54	Обсадные трубы 177,8 мм	м	1300	-	-	экс. колонна (хвостовик) 177,8 мм	1300	-	-
55	Обсадные трубы 193,7 мм	м	1125	-	-	экс. колонна (хвостовик) 193,7 мм	1125	-	-
56	Обсадные трубы 114,3 мм	м	2132	-	-	экс. колонна (ниж. комп. ПО) 114,3 мм	2132	-	-
57	НКТ 114,3 (4,5") мм	м	2525	-	-	-	-	-	2525
58	НКТ 139,7 (5,5") мм	м	2000	-	-	-	-	-	2000
59	Цемент класса G (HSR)	т	289,9	-	-	-	289,9	-	-



Продолжение таблицы 4.1 2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
60	Химреагенты	вариант 1	т	1542,4	-	-	-	1540,6	1,80
		вариант 2	т	631,9	-	-	-	630,1	1,80
61		л	20236,3	-	-	-	-	-	20236,3
	33% HCl	м ³	397,5	-	-	-	-	-	397,5
62	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт.	7	-	-	кондуктор 508,0 мм	7	-	-
	"	кг	294	-	-		294	-	-
	"	шт.	21	-	-	промежуточная 339,7 мм	21	-	-
	"	кг	500	-	-		500	-	-
	"	шт.	77	-	-	экс. колонна 273,05 мм	77	-	-
	"	кг	1062	-	-		1062	-	-
	"	шт.	213	-	-	экс. колонна (хвостовик)	213	-	-
	"	кг	1858	-	-	193,7/177,8 мм	1858	-	-
	"	шт.	25	-	-	экс. колонна (ниж.	25	-	-
	"	кг	2091	-	-	комп. ПО) 114,3 мм	2091	-	-
63	Горюче-смазочные материалы:								
	RIG-249, RIG-258	т	2423,6	36,36	-	-	1604,3	-	782,93
	RIG-216	т	1572,2	23,72	-	-	1040,3	-	508,19
64	Пресная и техническая вода	вариант 1	м ³	1785,0	8,4	38,64	-	1248,0	489,9
		вариант 2	м ³	2593,4	8,4	38,6	-	2056,4	489,9



Таблица 4.2_1 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах к (стандартная конструкция)

Наименование (шифр, марка) строительных машин и спец- агрегатов	Номер марш- рута	Количество вызовов по этапам строительства					
		подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значение	в процессе бурения	в эксплуатац- онной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту							

Таблица 4.3 1 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов (стандартная конструкция)

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_1 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт к (стандартная конструкция)

[illegible]

Таблица 4.2_2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах (облечённая конструкция)

[illegible]

Таблица 4.3_2 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов (облечённая конструкция)

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_2 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт (облечённая конструкция)

[illegible]

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 1_1 (стандартная конструкция)

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Приме- чание
			проект- ного	факти- ческого	
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина скважины По вертикали (TVD) По стволу (MD)	м "- "-	5126 6657		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	Тенге/\$ США "- "- "- "-	договорная "- "- "- "-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	сут "- "- "- "-	162 12 2 105 43		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Направление 762 мм Кондуктор 508 мм Промежуточная 339,7 мм Эксплуатационная колонна 273,05 мм Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177,8 мм Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	м "- "- "- "- "- "-	10 200 1900 0-4725 3600-4575 4900-6657		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Кондуктор 508 мм Промежуточная 339,7 мм Экс. колонна 273,05 мм Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177,8 мм Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	сут "- "- "- "- "-	2 11 39 17 23		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Кондуктор 508 мм Промежуточная 339,7 мм Экс. колонна 273,05 мм Эксплуатационная колонна (хвостовик) 177,8 мм Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	сут "- "- "- "- "-	2 3 4 2 2		
7	Расход долот по типоразмерам Долото 660,4 мм (26" IADC 111) Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223) Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223) Долото PDC 8 1/2" (IADC M 322) Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M233) Долото 152,4 мм (6" IADC 517)	шт. "- "- "- "- "- "-	1 1 1 1 1 2		
8	Отбор керна: метраж вынос	м %	- -		



ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ НА СТРОИТЕЛЬСТВО ДОБЫВАЮЩЕЙ
СКВАЖИНЫ 98109 (Z3 02) НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАРАЧАГАНАК

363

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Таблица 1_2 (облечённая конструкция)

№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Приме- чание
			проект- ного	факти- ческого	
1	2	3	4	5	6
1	Средняя глубина скважины По вертикали (TVD) По стволу (MD)	м "- "-	5126 6657		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	Тенге/\$ США "- "- "- "-	договорная "- "- "- "-		
3	Продолжительность строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные работы к бурению - бурение и крепление - испытание (освоение)	сут "- "- "- "-	145 12 2 88 43		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Направление 762 мм Кондуктор 508 мм Промежуточная 339,7 мм Эксплуатационная колонна 273,05 мм Эксплуатационная колонна (хвостовик) 193,7/177,8 мм Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	м "- "- "- "- "- "-	10 100 600 2500 2300-4725 4525-6657		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Кондуктор 508 мм Промежуточная 339,7 мм Эксплуатационная колонна 273,05 мм Эксплуатационная колонна (хвостовик) 193,7/177,8 мм Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	сут "- "- "- "- "-	1 4 10 31 29		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Кондуктор 508 мм Промежуточная 339,7 мм Эксплуатационная колонна 273,05 мм Эксплуатационная колонна (хвостовик) 193,7/177,8 мм Экспл. колонна (нижняя часть ПО) 114,3 мм	сут "- "- "- "- "-	2 3 3 3 2		
7	Расход долот по типоразмерам Долото 660,4 мм (26" IADC 111) Долото PDC 406,4 мм (16" IADC M223) Долото 311,1 мм PDC 12 1/4" (IADC M223) Долото PDC 9 1/2" (IADC M 322) Долото 152,4 мм (PDC 6", IADC M223) Долото 152,4 мм (6" IADC 517)	шт. "- "- "- "- "- "-	1 1 1 1 1 2		
8	Отбор керна: метраж вынос	м %	- -		



Продолжение таблицы 1_2

1	2	3	4	5	6
9	Материал для бурового раствора: - утяжелители - глинопорошок (по типам) - химреагенты:				
	Вариант 1				
	NaOH	т	0,090		
	Na ₂ CO ₃	-"	0,090		
	Bentonite	-"	2,500		
	PETRO PAC R	-"	0,388		
	PHPA	-"	0,271		
	PETRO PAC LV	-"	0,155		
	PETRO DD	-"	0,517		
	KCl	-"	7,752		
	SARALINE	-"	678,7		
	Avabentoil ECT	-"	9,02		
	CaCl ₂	-"	14,94		
	Lime (известь)	-"	44,33		
	NDFT 411	-"	60,968		
	Avoil WA LT	-"	4,852		
	Avoil FC	-"	13,52		
	Soltex E	-"	15,33		
	Optivis CF	-"	2,71		
	Aviol FR ND	-"	7,471		
	Emulam RM77	-"	3,11		
	Глюконат железа	-"	3,736		
	CaCO ₃	-"	75,1		
	Барит	-"	547,6		
	Вариант 2				
	NaOH	т	0,951		
	Na ₂ CO ₃	-"	3,313		
	Bentonite	-"	2,500		
	PETRO PAC R	-"	0,388		
	PHPA	-"	0,271		
	PETRO PAC LV	-"	0,155		
	PETRO DD	-"	0,517		
	KCl	-"	65,789		
	KOH	-"	1,630		
	NewPac PLV	-"	10,775		
	NewZan D	-"	2,843		
	Avacid 50	-"	1,524		
	Victosal HT	-"	18,290		
	Polivis PWD	-"	2,425		
	Soltex E	-"	15,327		
	NewPerm ER	-"	8,162		
	Avadeter	-"	4,081		
	NaCl	-"	254,654		
	EvoLube DPE	-"	1,245		
	Incorr 2275	-"	1,868		
	NewScav HS W	-"	3,736		
	CaCO ₃	-"	9,888		
	Барит	-"	172,343		



4 Рабочая документация

(ТЗ, ГТН, схемы БУ, ПВО, планы и др.)



«УТВЕРЖДАЮ»

Начальник отдела скважинных операций,
КПО б.в.

«APPROVED»

WEOP Manager, KPO b.v.



A. Bruzzone/A. D'Amore

А. Бруццоне/А. Д'Аморе

« 13 » _Февраля / February_ 2026

1 Техническое задание на разработку индивидуального технического проекта на строительство добывающей скважины 98109 (Z3_02) на месторождении Карачаганак

Technical assignment for drawing up the individual technical design for the construction of oil production Well 98109 (Z3_02) in the Karachaganak field

Основание для выполнения проекта

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 31.12.2026 г.

Геотехнический документ для скважины Z3_02 от 26 Января 2026 г.

Design basis

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 31.12.2026.

Geotechnical Document for Z3_02 issued on 26 of January 2026.

2 Основные проектные данные**Main design data**

- 2.1 Цель бурения: добыча нефти
2.2 Проектный горизонт: C1 (Объект 3),
2.3 Месторасположение: Карачаганакское месторождение
2.4 Проектная глубина (вертикальная глубина от уровня моря): 5026 м.
Измеренная глубина: 6657.00 м.

Purpose of drilling: oil production

Target horizon: C1 (Object 3)

Area: Karachaganak

Horizontal Well Section TVDSS: 5026 m.

Measured depth: 6657.00 m.

Профиль скважины согласно проекту КПО б.в./ Well Profile as per KPO b.v. Design:

Z3_02						
Комментарии/ Comments	Изм. глубина /MD	Угол наклона/ Incl	Азимут/ Azim True	БГ / TVD	БГ от уровня моря / TVDSS	Интенсивность набора кривизны / DLS
	м	(°)	(°)	м	м	°/30м
Позиция на поверхности скважины/ Tie-In	0.00	0.00	118.71	0.00	-100.00	0.00
Глубина зарезки наклонного ствола/ КОР	4787.00	0.00	118.71	4787.00	4687.00	0.00
	4830.00	7.81	118.71	4829.87	4729.87	5.45
	4860.00	13.26	118.71	4859.35	4759.35	5.45
	4890.00	18.71	118.71	4888.18	4788.18	5.45
	4920.00	24.16	118.71	4916.09	4816.09	5.45

	4950.00	29.61	118.71	4942.84	4842.84	5.45
	4980.00	35.06	118.71	4968.18	4868.18	5.45
	5010.00	40.50	118.71	4991.88	4891.88	5.45
	5040.00	45.95	118.71	5013.74	4913.74	5.45
	5070.00	51.40	118.71	5033.54	4933.54	5.45
	5100.00	56.85	118.71	5051.11	4951.11	5.45
	5130.00	62.30	118.71	5066.30	4966.30	5.45
	5160.00	67.75	118.71	5078.96	4978.96	5.45
	5190.00	73.20	118.71	5088.98	4988.98	5.45
	5220.00	78.65	118.71	5096.28	4996.28	5.45
	5250.00	84.10	118.71	5100.78	5000.78	5.45
Глубина конечного набора угла/ ЕОВ	5277.00	89.00	118.71	5102.40	5002.40	5.45
	5280.00	89.00	118.71	5102.45	5002.45	0.00
	5400.00	89.00	118.71	5104.55	5004.55	0.00
	5550.00	89.00	118.71	5107.17	5007.17	0.00
	5700.00	89.00	118.71	5109.78	5009.78	0.00
	5850.00	89.00	118.71	5112.40	5012.40	0.00
	6000.00	89.00	118.71	5115.02	5015.02	0.00
	6150.00	89.00	118.71	5117.64	5017.64	0.00
	6300.00	89.00	118.71	5120.25	5020.25	0.00
	6450.00	89.00	118.71	5122.87	5022.87	0.00
	6600.00	89.00	118.71	5125.49	5025.49	0.00
Проектная глубина/ Well TD	6657.00	89.00	118.71	5126.48	5026.48	0.00

- 2.5 Тип скважины: горизонтальная
Профиль скважины согласно программе КПО
Well type: horizontal 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).
- 2.9 Установка для достижения цели объектов: буровая установка, КГТ
Unit for targeting subsequent objects: drilling rig, coil-tubing
- 2.10 Пропускная способность трубной базы: 10000 м БТ
Pipe stock capacity: 10000 DP
- 2.11 Среднее число буровых станков: два
Average number of drilling rigs: two
- 2.12 Наличие цементирующего агрегата: да
Cementing department availability: yes
- 2.13 Продолжительность присутствия трактора на скважине, час/дней: по необходимости
Tractor shift duration, hr/days: as requested

3 Конструкция скважины

Well Design

Оптимизированная Стандартная Конструкция / Optimized Standard 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		
Направление / Conductor	-	762 (30") 157.7 ppf Grade X52	10	До устья/ Up to surface
Кондуктор / Surface Casing	660,4 (26")	508 (20") 94 ppf Grade K55	200	До устья/ Up to surface
Промежуточная колонна / Intermediate casing	406,4 - 444,5 (16 - 17 1/2")	339,7 (13 3/8") 61 ppf Grade TN95HS	1900	До устья/ Up to surface
Эксплуатационная колонна / Production casing	311,1 – 342,9 (12 1/4" – 13 1/2")	273,1 (10 3/4") 65,7 ppf Grade T95	0 - 3500	Не менее 100 м выше башмака предыдущей колонны/ At least 100 m overlap above the previous casing shoe
		273,1 (10 3/4") 96,79 ppf Grade T95	3500–4525	
		273,1 (10 3/4") 108,78 ppf Grade T95	4525–4725	
Эксплуатационная колонна (хвостовик) / Production casing (liner)	215,9 (8 1/2")	177,8 (7") 32 ppf Grade T95	4575 - 5277	До верха хвостовика/ Up to top of liner
Эксплуатационная колонна (опциональная) (изолирующая надставка) Production casing (Scab liner)	-	177,8 (7")	3600-4575	До 50 м ниже верха изолирующей надставки / Up to 50 m below the top of Scab-liner
Хвостовик / Liner	152,4 (6")	114,3 (4 1/2") Изолирующие пакеры для открытого ствола/ Open hole packers	~4900 - 6657	Не цементируется/ Uncemented

Облегченная конструкция / Slim 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		
Направление/ Conductor	-	762 (30") 157.70 ppf Grade X52	10	До устья/ Up to surface
Кондуктор/ Surface Casing	660,4 (26")	508 (20") 94 ppf Grade K55	0–100	До устья/ Up to surface
Промежуточная колонна/ Intermediate casing	406,4 - 444,5 (16 - 17 1/2")	339,7 (13 3/8") 61 ppf Grade TN95HS	0 - 600	До устья/ Up to surface
Эксплуатационная колонна. Production casing.	311,1 – 342.9 (12 1/4" – 13 1/2")	273,05 (10 3/4") 65.7 ppf Grade T95 or equivalent	0 - 2500	До устья/ Up to surface
Эксплуатационная колонна (хвостовик) / Production casing (liner)	241,3 (9 1/2") or 215.9 – 241.3 (8 1/2" – 9 1/2") or 215.9 – 250.8 (8 1/2" – 9 7/8")	177,8 (7") 32 ppf Grade T95	2300 - 3600	До верха хвостовика/ Up to top of liner
		193,7 (7 5/8") 55.3 ppf Grade T95	3600 - 4725	
Хвостовик / Liner	152,4 (6")	114,3 (4 1/2") Изолирующие пакеры для открытого ствола/ Open hole packers	~4525 - 6657	Не цементируется/ Uncemented

Примечание / Notes:

- Индивидуальный проект скважины должен допускать использование комбинированной эксплуатационной колонны 244,5 мм (9 5/8") 53.5 фунт/фут, маркой стали T95-1 x 250,8 мм (9 7/8") 62.8 фунт/фут, маркой стали T95-1 и 273,05 мм (10 3/4") в качестве возможного варианта спуска вместо эксплуатационной комбинированной колонны 273,05 мм (10 3/4"). Вариант спуска одного цельного хвостовика вместо спуска 7 дюймового хвостовика и 7 дюймового хвостовика-надставки (опционного) будет рассмотрен во время проведения операции на скважине, в случае присутствия интервалов

The individual well design should allow for the use of a 244.5 mm (9 5/8") 53.5 ppf, Grade T95-1 x 250.8 mm (9 7/8") 62.8 ppf, Grade T95-1 and 273.05mm (10-3/4") Grade T95-1 combined production casing as a possible option instead of 273.05 mm (10 3/4") combined production casing. In case of mobile salt intervals are identified (high risks of casing collapse) running of running one entire liner instead of 7" liner and 7" scab liner will be considered during execution stage.

мобильных соляных отложений и, как следствие, высоких рисков смятия ОК.

- Индивидуальный технический проект скважины должен содержать оба варианта конструкции (оптимизированная стандартная и облегченная), чтобы обеспечить возможность выбора наиболее подходящей перед началом бурения.

An individual well design must contain both design options (optimized standard and slim) to ensure that the most suitable one can be selected before drilling starts.
- Проектная конструкция скважины корректируется по уточненному проектному горно-геологическому разрезу, условиям бурения скважины и расчетам.

Well design will be adjusted according to the revised geological profile, drilling conditions and calculations.
- Глубина спуска обсадных колонн будет установлена исходя из фактических данных стратиграфии и данных, проведенных ГИС.

Casing setting depths will be adjusted according to actual Stratigraphic tops and the logging results.
- В хвостовике будет установлено до 13 изолирующих пакеров. Возможен спуск хвостовика либо без применения пакеров.

Up to 13 stages of Liner with open hole packers will be installed. The Liner may run without running isolating packers.
- Возможные варианты заканчивания: многоступенчатая, перфорированный хвостовик, либо открытый ствол. Интервал установки хвостовика, 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 Liner setting, the final packer setting depths (in case if used) and amount will be confirmed.
- После достижения кровли продуктивного горизонта может быть пересмотрена глубина зарезки наклонного ствола скважины.

The kick off point will be revised if necessary once top of reservoir is identified.
- Планируется установка оправки химической закачки.

It is planned to install Chemical injection mandrel.
- Индивидуальный проект скважины должен допускать возможность применения хвостовика диаметром 177,8 мм (7"), 32 фунта/фут, стали марки T95, в интервале Филипповского горизонта вместо хвостовика диаметром 193,7 мм (7 5/8") в облегченной конструкции скважины.

The individual well design shall allow for the possibility of using 177.8 mm (7"), 32 ppf, T95, within the interval of the Filippovian horizon, instead of a 193.7 mm (7 5/8") liner in a slim well design.

4 Цементирование обсадных колонн

Casing cementing

Стандартная Оптимизированная Конструкция / Standard Optimized Design				
Тип колонны/ Casing type	№ секции/ # of section	Интервал установки, м/ Setting depths, m		№ цементирования этапы (снизу вверх)/ # of cementing stages (upward)
		от (верх)/ from (top)	до (низ)/ to (bottom)	
Кондуктор/Surface casing	1	0	200	1
Промежуточная колонна/Intermediate casing	1	0	1900	1
Эксплуатационная колонна/ Production casing	1	Не менее 100 м выше башмака предыдущей колонны/ At least 100 m overlap above the previous casing shoe	4725	1 или 2* 1 or 2*
Эксплуатационная колонна (хвостовик)/ Production casing (liner)	1	До верха хвостовика/ Up to top of liner	Глубина башмака будет определяться в случае осложнений в ходе бурения / To be decided based on the contingent scenario	1
Опциональная Эксплуатационная колонна (изолирующ. надставка)/ Optional Production casing (scab liner)	1	До 50 м ниже верха изолирующей надставки / Up to 50 m below the top of Scab-liner	До верха хвостовика/ Up to top of liner	1

Облегченная конструкция / Slim Design				
Тип колонны/ Casing type	№ секции/ # of section	Интервал установки, м/ Setting depths, m		№ цементирования этапы (снизу вверх)/ # of cementing stages (upward)
		от (верх)/ from (top)	до (низ)/ to (bottom)	
Кондуктор/Surface casing	1	0	100	1
Промежуточная колонна/Intermediate casing	1	0	600	1

Эксплуатационная колонна/ Production casing	1	0	2500	1
Эксплуатационная колонна (хвостовик)/ Production casing (liner)	1	До верха хвостовика/ Up to top of liner	Глубина башмака будет определяться в случае осложнений в ходе бурения / To be decided based on the contingent scenario	1 или 2* 1 or 2*

*Возможно выполнить двухступенчатое цементирование хвостовика с использованием многоступенчатой цементирующей муфты / It is possible to perform a two-stage cement job of the liner using a multistage cement collar
Состав цементного раствора и буферной жидкости в соответствии с программой цементирования КПО б.в./ Cement slurry composition and spacer as per the KPO's cementing program.

5 Продолжительность строительства

Подготовительные работы: 2 дней
Строительство и монтаж буровой установки и секций: 12 дней
Время бурения и крепления стандартной и облегченной конструкций скважины: 105 и 88 дней соответственно (Примечание: количество дней на бурение скважины является предварительным и может быть изменено по результатам детального анализа)
Испытания объектов:
ГРП: 13 дней
Очистка скважины: 20 дней
3 режима испытания скважины: 10 дней
Примечание:
Испытание объектов проводится отдельно и количество дней является приблизительным.
Объемы 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: 12 days
Duration of drilling and casing Standard and Slim well design: 105 and 88 days respectively (Note: this well duration is tentative and may vary dependent on detailed analysis)
Testing of objects:
Frac activities: 13 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

- | | |
|---|---|
| <p>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</p> | <p>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</p> |
| <p>8 Размер земельного участка для буровой установки 3,5 га</p> | <p>Size of a land plot for drilling rig 3.5 hectares</p> |
| <p>9 Виды и объемы подготовительных работ
 Сооружение подъездных путей к БУ: по отдельному проекту
 Строительство буровой площадки: по отдельному проекту</p> | <p>Type and scope of preparatory jobs
 Access road construction: as per a separate project
 Construction of rig site: as per a separate project</p> |
| <p>10 Водо - и энергоснабжение, связь и использование местных стройматериалов</p> | <p>Water and power supply, communication and local building materials</p> |

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	3	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	3	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	10	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 Дренажное оборудование под буровым 11.2 оборудованием: да Система лотков по периметру буровой 11.3 площадки: в гидроизолированный отстойник Система сбора пластового флюида (нефть, газоконденсат) при испытании скважины: отжиг через факельные установки при испытании скважины. 11.4 Расчетный компонентный состав (%) направляемого на сжигание пластового газа в соответствии с фактическими данными лаборатории КПК по качественному составу пластового газа за 1-ое полугодие 2026 г. 11.5 Расчетный компонентный состав (%) возможного аварийного выброса согласно фактическим данным лаборатории КПК по качественному составу пластового газа за 1-ое полугодие 2026 г. 11.6 Содержание H₂S в добываемой продукции 5%, содержание CO₂ – 4,7%. 11.7 Рекультивация земельного участка: согласно проекту рекультивации почв	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 Design composition (%) of the formation gas directed to flaring in accordance with actual KPC Lab data on formation gas composition as of 1st half year, 2026. Design composition (%) of the possible blow out in accordance with actual KPC Lab data on formation gas composition as of 1st half year, 2026. H₂S content in extracted product, volume: 5 %, CO₂ content 4,7 %. Land reclamation: as per a reclamation project
12 Буровое оборудование 12.1 Тип и количество дизелей: Caterpillar 3512 (5 шт.) 12.2 Тип и количество вагон-домиков: согласно тендеру 12.3 Тип монтажа – повторный 12.4 Конструкция фундамента (трубный, сборный, блочный, бутобетонный) Тип фундаментных блоков: сборный Тип фундаментных плит: дорожные плиты 12.5 Пожарная емкость 70 м³, количество: 2 шт. 12.6 Проведение проектно-изыскательских работ на буровой площадке: да 12.7 Противовыбросовое и устьевое оборудование: ПВО согласно техническим характеристикам БУ 12.8 Колонная головка: Cameron Фонтанная арматура: Cameron	Drilling equipment Type and number of diesels: Caterpillar 3512 (5 pcs) Type and number of caravans: as per tender Type of installation – second Foundations design (pipe, prefabricated, modular, rubble concrete) Type of foundations blocks: prefabricated Type of foundations slabs: road slabs Fire tank 70 m³, quantity: 2 pcs. Design and survey activities to be conducted at the rig site: yes BOP and wellhead equipment: BOP as per Drilling Rig specification Casing head: Cameron Christmas tree: Cameron

13 Материалы для обработки бурового раствора:

Материалы и химреагенты для приготовления бурового раствора: согласно программе буровых растворов КПО б.в.

Объем бурового раствора для забуривания (м3): 50

Способ приготовления: индивидуальный или на заводе буровых растворов

Оборудование для очистки бурового раствора: минимум 3-ступенчатое

Materials to condition mud:

Materials and chemicals for mud mixing: as per KPO mud program.

Mud volume for spudding (m3): 50 m3

Method of mixing: individual and liquid mud plant

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:

Sadyko

V,

Yerzhan

Digitally signed by Sadykov, Yerzhan
Date: 2026.02.16 10:22:15 +05'00'

Е. Садыков / С. Змеевский

Ye. Sadykov / S. Zmeevskii

Ведущий инженер по планированию и оптимизации производства / Lead Planning & Performance Engineer



Д. Робертс / Яньян Юй

D. Roberts / Y. Yu

Начальник службы проектирования скважин

WEOP Well Engineering Manager



К. Абришев/ K. Abryshev

Начальник службы обеспечения соответствия нормативным требованиям Assurance and Compliance Manager

От АО «НИПИнефтегаз»/

On behalf of NIPIneftegaz:

В. Усков/ V. Uskov

Главный специалист департамента бурения

Chief Specialist, Drilling Department

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Месторождение: Карачаганак
Скважина: 98109 (Z3_02)
Вид скважины: горизонтальная добывающая
азимут бурения 118,71°, угол на забое 89,0°,
глубина зарезки наклонного ствола 4787 м,
горизонтальный отход 1689,74 м.

Цель бурения: Добыча нефти
Проектный горизонт: C₁ (объект 3)
Проектная глубина по вертикали: 5126 м
Проектная глубина по стволу: 6657 м

Продолжительность строительства - 162 сут.
Скорость бурения - 1902 м/ст.мес.

	RIG-258, RIG-249	RIG-216	ZJ-40
Вышка:	Parco 680 т	Parco 567 т	JJ225/38 - 225 т
Лебедка:	Garner Denver 3000 л.с.	OIME SL 2000 л.с.	JC28/11B - 450 кВт
Кронблок:	Derreck Services 680 т	Duo-Matic 567 т	TC225 - 225 т
Талевый блок:	Ideco 750 т	Ideco 525 521 т	YG225 - 225 т
Верхний привод:	Canrig 1165E 500 т	Varco TDS-3 648 т	Талевый блок YG225 - 225 т
Ротор:	Emsco B-37 1/2" 700 т	Oil Well-37 1/2 567 т	ZP275 - 450 т
Насосы:	Emsco FB-1600 3 шт	Emsco FB-1600 2 шт.	3NB1600 - 1000 кВт

Силовой привод: RIG 258; Caterpillar 3512 DITA с генераторами Kato SR4B (5 ком); RIG 216 Caterpillar D-399 JWAC; ZJ-40 CAT-18 N-470 кВт (2 ком)
Двигатели лебедки и ротора: RIG 258 эл. моторы EMD-79 (2 шт. N=1000 л.с.); RIG 216 эл. моторы EMD-79 (2 шт. N=1000 л.с.); ZJ-40 CAT3512B N-1310 кВт (1 ком.)
Привод насосов: RIG 258 эл. моторы EMD-79 (3 шт. N=800 л.с.); RIG 216 эл. моторы EMD-79 (2 шт. N=1000 л.с.); ZJ-40 V12 N-1000 кВт (2 компл)

Оборудование устья скважины:

КГ - Cameron 20"x13³/₈"x10³/₄"
ФА - Cameron на P=700 кгс/см²

Противовибросовое оборудование:

- Дивертер Hydriil MSP 2M - 21¹/₄"
- Кольцевой превентор: Hydriil GK - 13⁵/₈" 5M
- Плащечный двоенн: Cameron "U" - 13⁵/₈" 10M
- Плащечный одинарный: Cameron "U" - 13⁵/₈" 10M
- RCD: Shaffer - 13⁵/₈" 5M

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ											
Масштаб	Стратиграфия	Литологическая колонка	Проектная крепость пород	Угол падения пластов	Температура ос. градиент пластового давления, кгс/см ²	Интервалы возможных осложнений	Отбор керна	Геофизические исследования	Стандартная конструкция скважины, высота подъема цементного раствора	Способ бурения	Тип и размеры долот	Компоновка нгпа бурильной колонны	Осевое давление на долото, т	Частота вращения ротора (долота), об/мин	Производительность насоса, л/с	Оснастка талевой системы	Параметры промывочной жидкости	Содержание химреагентов в растворе, кг/м ³	Примечания		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14		15	16	17	18	19	20		
200	Q+K	180	Средние	-	15 0,103				Направление Ø 762 мм - 10 м Цементируется до устья	5. Интервал 5277-6657 м: РУС (AutoTrak).											
400	J	580	Средние						Кондуктор Ø 508 мм - 200 м Цементируется до устья	4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).											
600	T		Средние	4	18 0,103				1800 м высота подъема цемента за эксплуатационной колонной Ø 273,1 мм	3. Интервал 1900-4725 м: Долото 311,1 мм (IADC M223).											
800									Промежуточная колонна Ø 339,7 мм - 1900 м. Цементируется до устья.	4. Интервал 4725-5277 м: Долото 311,1 мм (IADC M223).											
1000											5. Интервал 5277-6657 м: РУС (AutoTrak).										
1200											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
1400											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
1600											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
1800											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
2000											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
2200											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
2400											4. Интервал 4725-5277 м: Долото 215,9 мм (IADC M322).										
2600	P ₂ t+ +P ₂ kz+ +P ₂ u	2480	Средние, твердые, крепкие	10	46 0,110					3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
2800										3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
3000										3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
3200										3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
3400										3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
3600		3650		10	64 0,112					3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
3800										3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
4000										3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
4200		P ₁ k (ir)			Средние, твердые, крепкие							3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).									
4400												3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).									
4600	P ₁ k (п) P ₁ as	4670	Средние, твердые, крепкие	23	79 0,126					3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
4725-4800		4765		4	0,093					3. Интервал 1900-4725 м: Долото 406,4 мм (IADC M223).											
4900	C ₁ s								Верх хвостовика Ø 177,8 мм - 4575 м	Эксплуатационная колонна, хвостовик Ø 177,8 мм 4575-5277 м Цементируется на всю длину.											
5126				3	84				Верх нижней части подземного оборудования 114,3 мм - 4900 м	Многопакерная система "хвостовик" Ø 114,3 мм в интервале 4900-6657м. Не цементируется.											

Условные обозначения:

	пески, супеси		алевролиты		доломиты
	глины, аргиллиты		ангидриты		известняки
	песчаники		соли		мергели

Выполнил:

В. Усков

Проверил:

Г. Белоножкин

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Месторождение: **Карачаганак**
Скважина: **98109 (Z3_02)**
Вид скважины: **горизонтальная добывающая**
азимут бурения 118,71°, угол на забое 89,0°,
глубина зарезки наклонного ствола 4787 м,
горизонтальный отход 1689,74 м.

Цель бурения: **Добыча нефти**
Проектный горизонт: **C₁ (объект 3)**
Проектная глубина по вертикали: **5126 м**
Проектная глубина по стволу: **6657 м**

Продолжительность строительства - **162 сут.**
Скорость бурения - **1902 м/ст.мес.**

	RIG-258, RIG-249	RIG-216	ZJ-40
Вышка:	Parco 680 т	Parco 567 т	JJ225/38 - 225 т
Лебедка:	Garner Denver 3000 л.с.	OIME SL 2000 л.с.	JC28/11B - 450 кВт
Кронблок:	Derreck Services 680 т	Duo-Matic 567 т	TC225 - 225 т
Талевый блок:	Ideco 750 т	Ideco 525 т	YG225 - 225 т
Верхний привод:	Canrig 1165E 500 т	Varco TDS-3 648 т	Талевый блок YG225 - 225 т
Ротор:	Emsco B-37 1/2" 700 т	Oil Well-37 1/2 567 т	ZP275 - 450 т
Насосы:	Emsco FB-1600 3 шт	Emsco FB-1600 2 шт.	3NB1600 - 1000 кВт

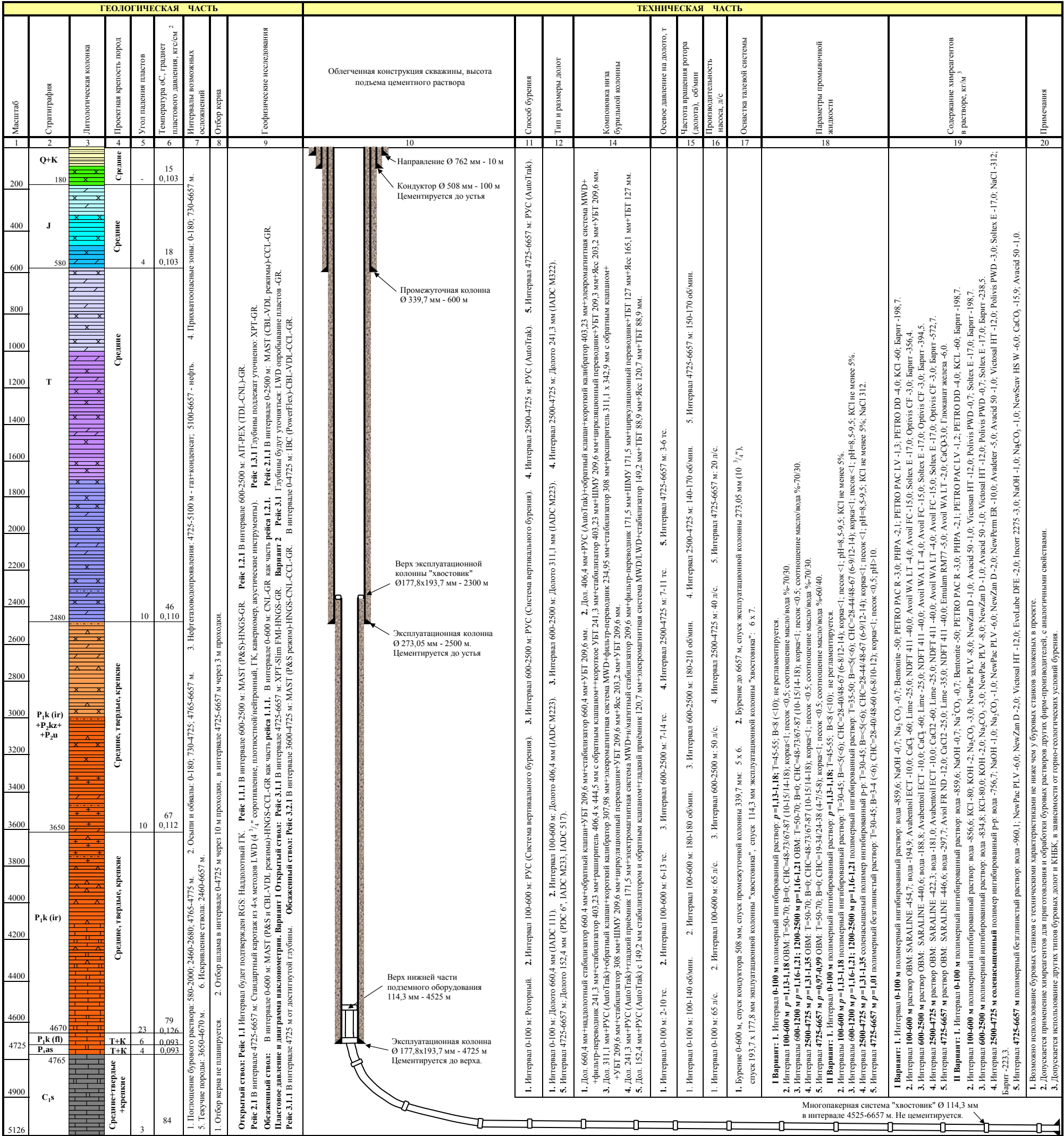
Силовой привод: **RIG 258; Caterpillar 3512 DITA** с генераторами Kato SR4B (5 ком); **RIG 216 Caterpillar D-399 JWAC**; **ZJ-40 CAT-18 N-470 кВт** (2 ком)
Двигатели лебедки и ротора: **RIG 258** эл. моторы **EMD-79** (2 шт. N=1000 л.с.); **RIG 216** эл. моторы **EMD-79** (2 шт. N=1000 л.с.); **ZJ-40 CAT3512B** N-1310 кВт (1 ком.)
Привод насосов: **RIG 258** эл. моторы **EMD-79** (3 шт. N=800 л.с.); **RIG 216** эл. моторы **EMD-79** (2 шт. N=1000 л.с.); **ZJ-40 V12** N-1000 кВт (2 компл)

Оборудование устья скважины:

КТ - **Cameron 20"x13³/₈"x10³/₄"**
ФА - **Cameron** на P=700 кгс/см²

Противовибросовое оборудование:

- Дивертер **Hydril MSP 2M - 21¹/₄"**
- Кольцевой превентор: **Hydril GK - 13⁵/₈" 5M**
- Плащечный сдвоенн: **Cameron "U" - 13⁵/₈" 10M**
- Плащечный одинарный: **Cameron "U" - 13⁵/₈" 10M**
- RCD: **Shaffer - 13⁵/₈" 5M**



Условные обозначения:

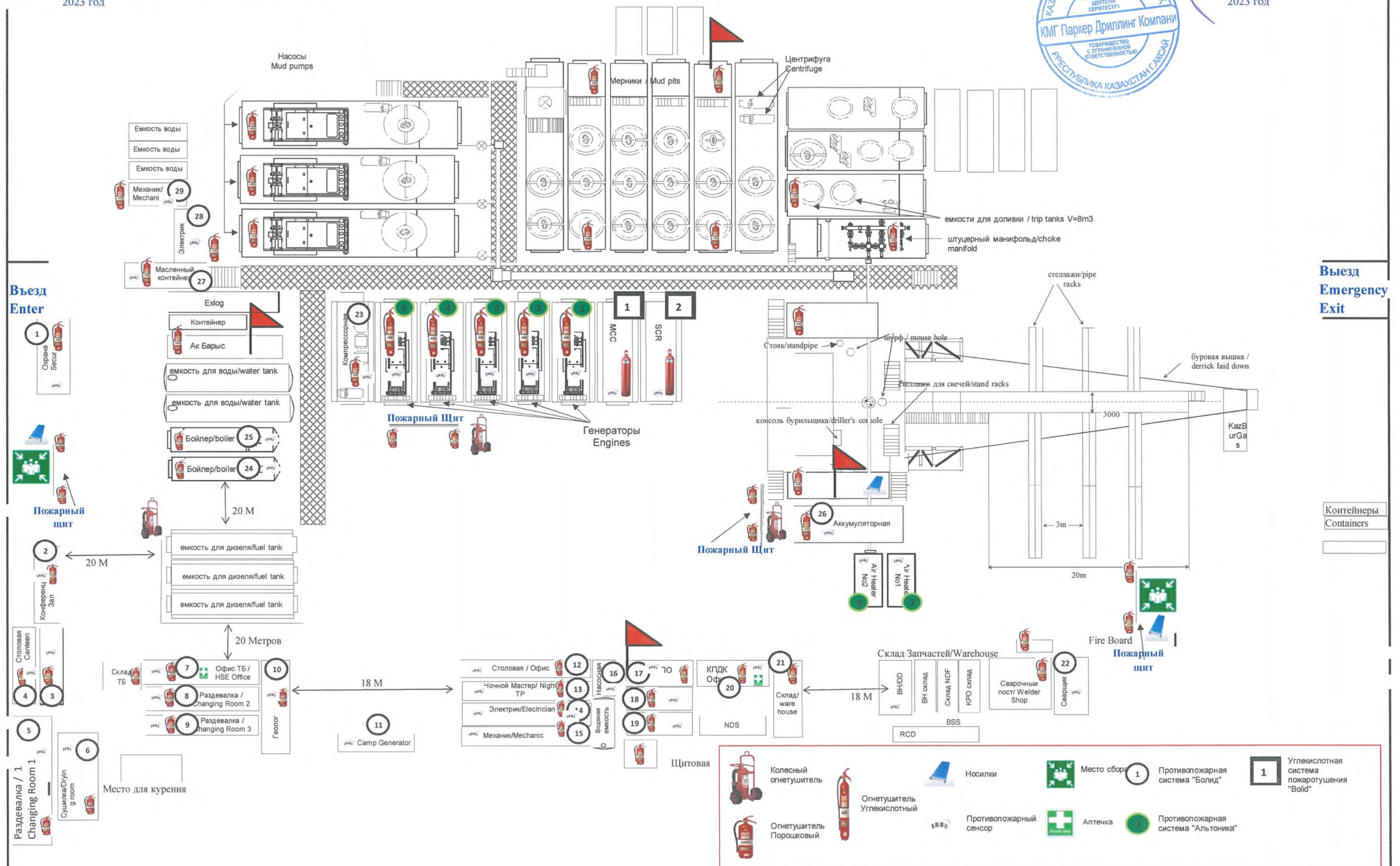
Выполнил:

В. Усков

Проверил:

Г. Белоножкин

Операционный Менеджер / Operations Manager
TOO KMG Parker Дрилинг Компани / LLP KMG Parker Drilling
Клинтон Кей/ Clinton Kay
2023 год



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

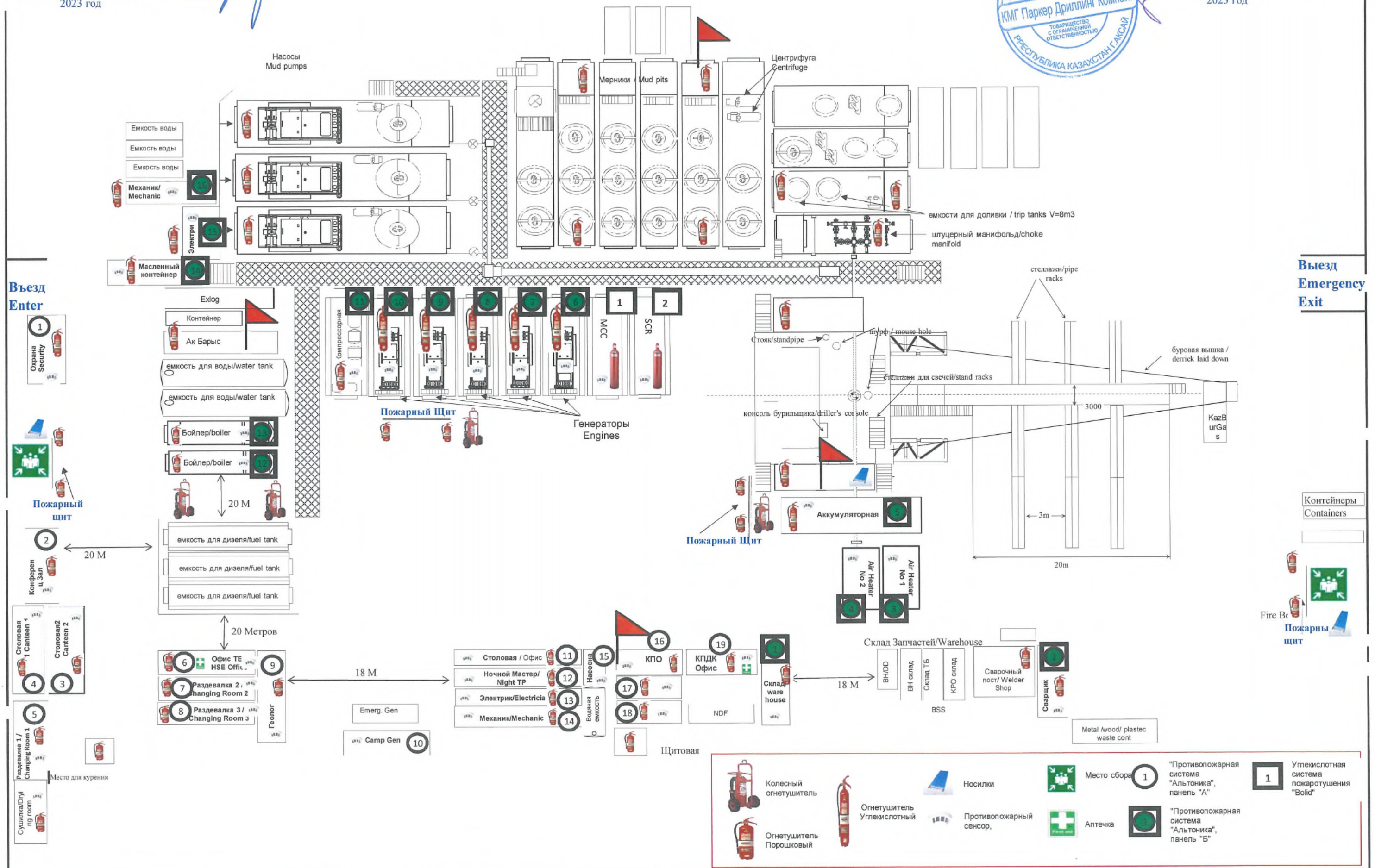
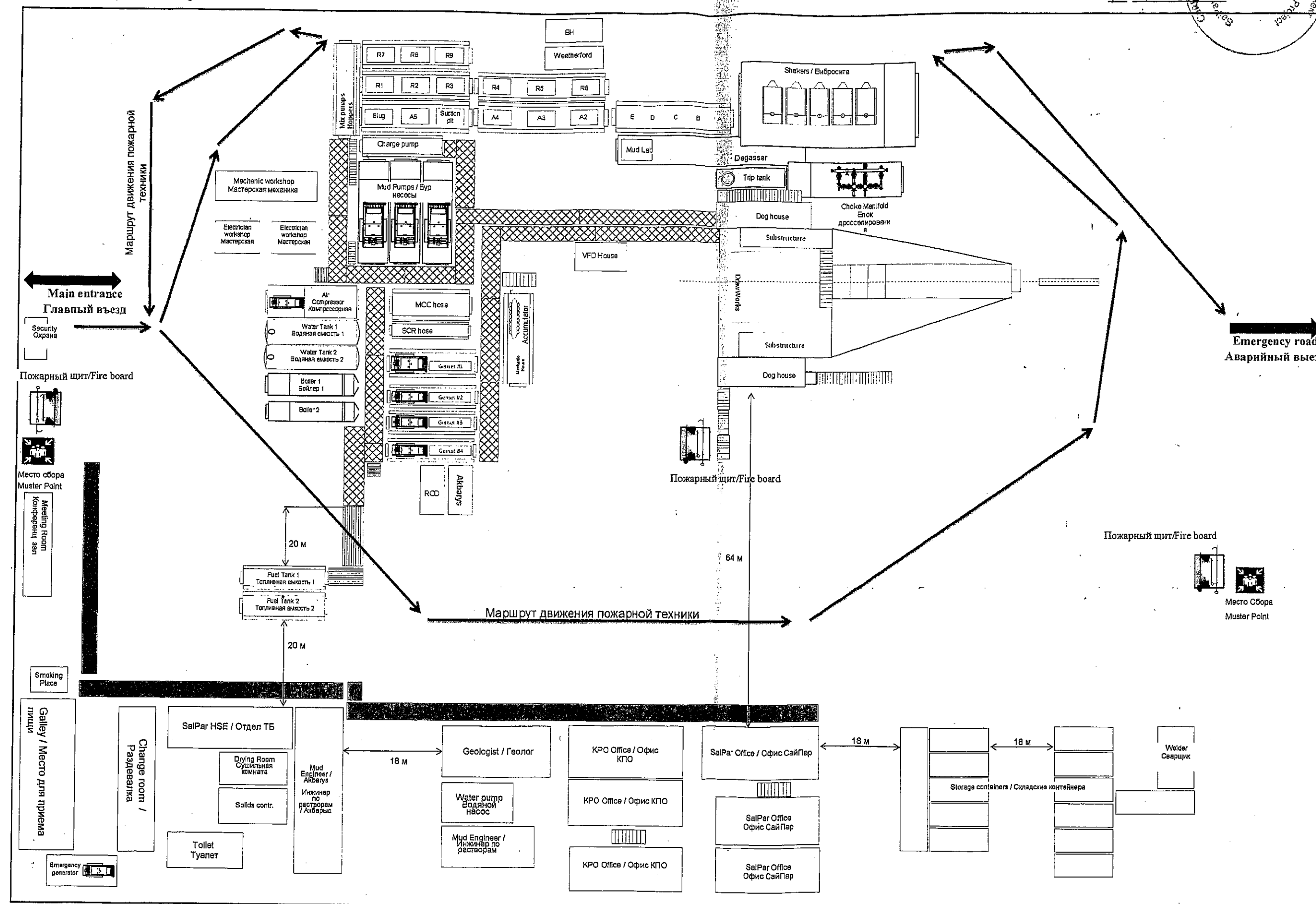
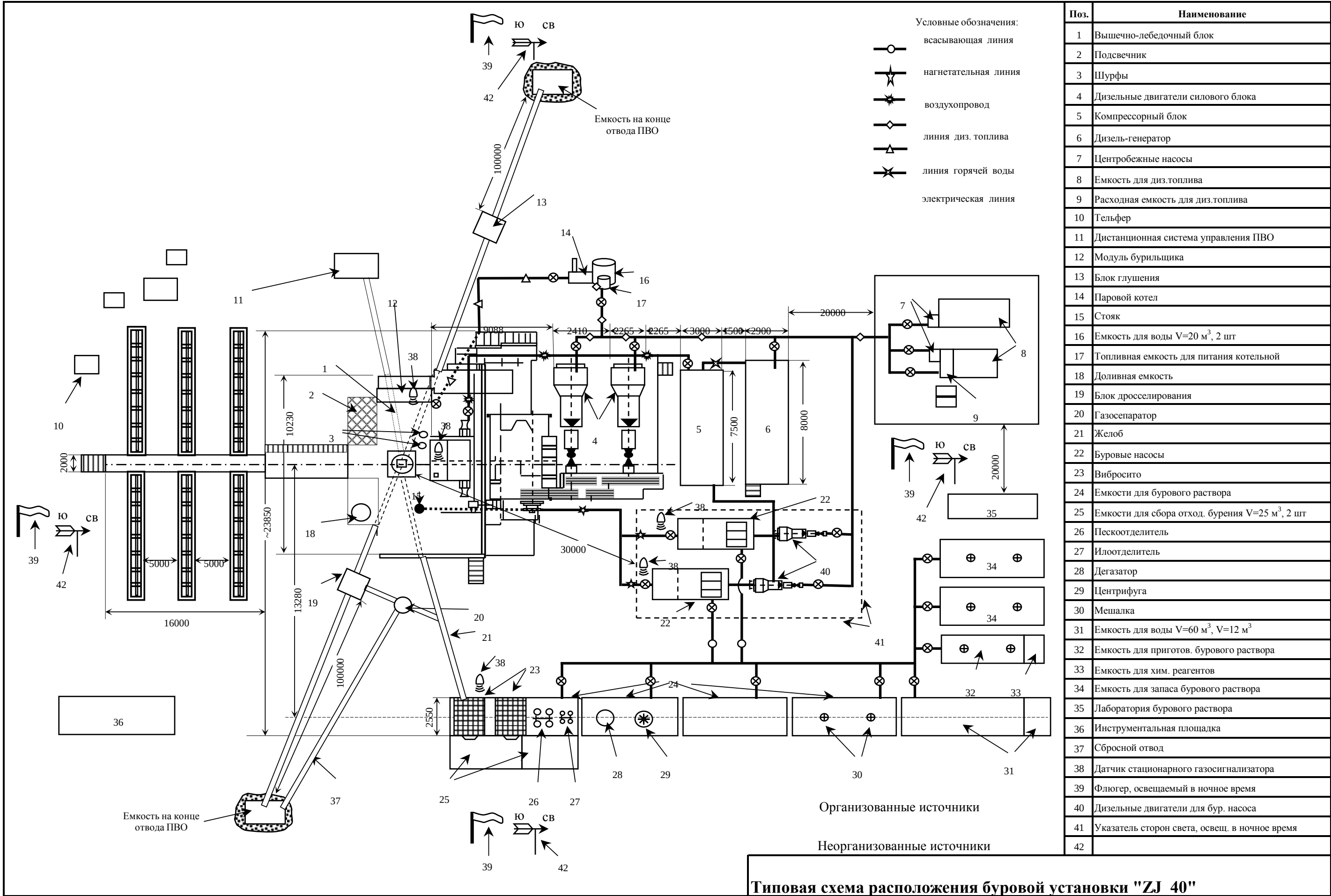


Схема расположения оборудования БУ 216 и Маршрут проезда пожарных автомашин Rig 216 Equipment Layout and route of fire-fighting vehicles





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	Стойка
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	

Согласовано
Начальник УГКЧСБ

12.12.06.

Утверждаю
Менеджер ОСО

ТИПОВАЯ СХЕМА

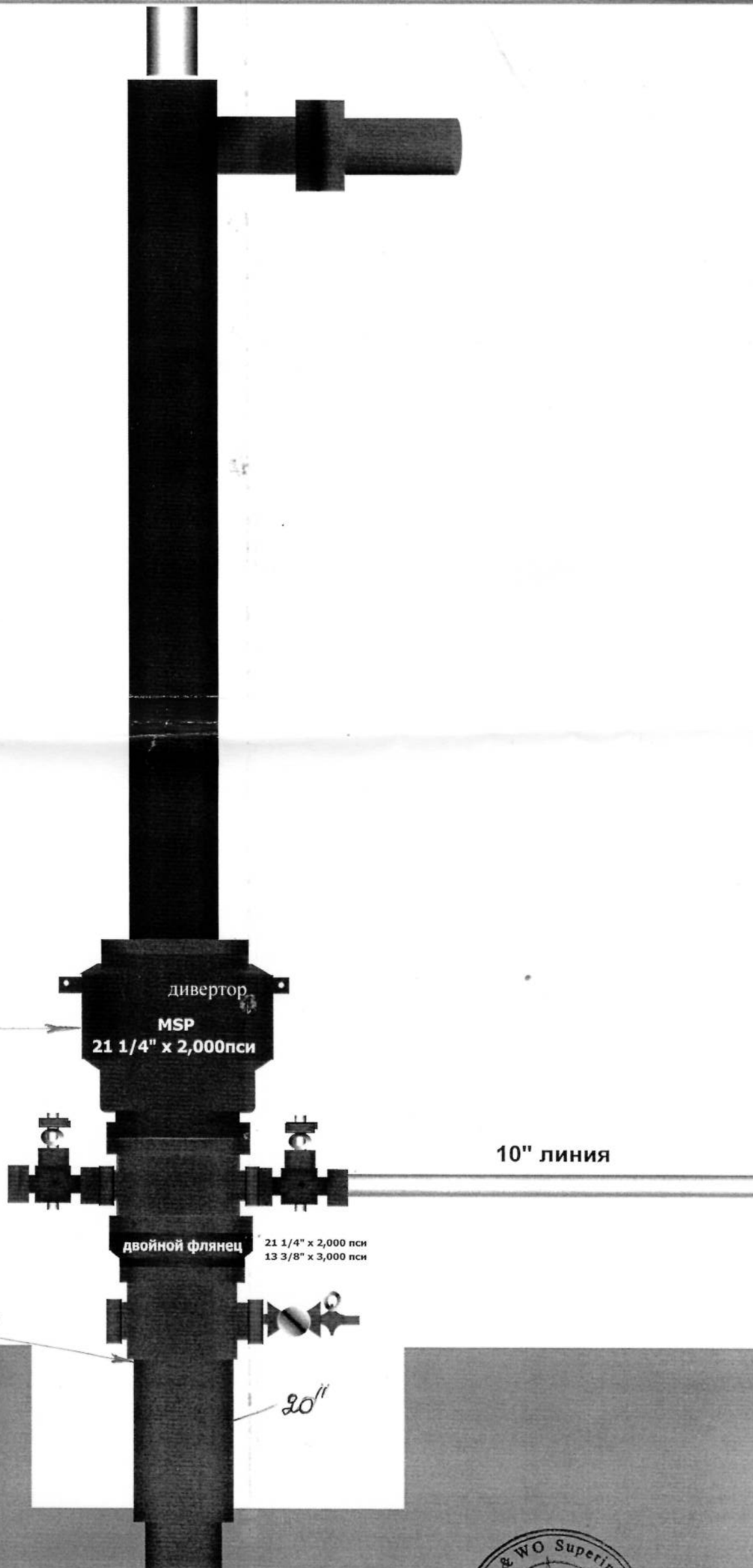
для месторождения Караганды
МОНТАЖА УСТЬЯ С ДИВЕРТОРОМ

Командир ЗКФ РГКП Ак-Берен

Зам. ком. ЗКФ РГКП, Ак-Берен 12.12.06.

Н.Н. Цвангенков

РОТОРНЫЙ СТОЛ



УРОВЕНЬ ЗЕМЛИ

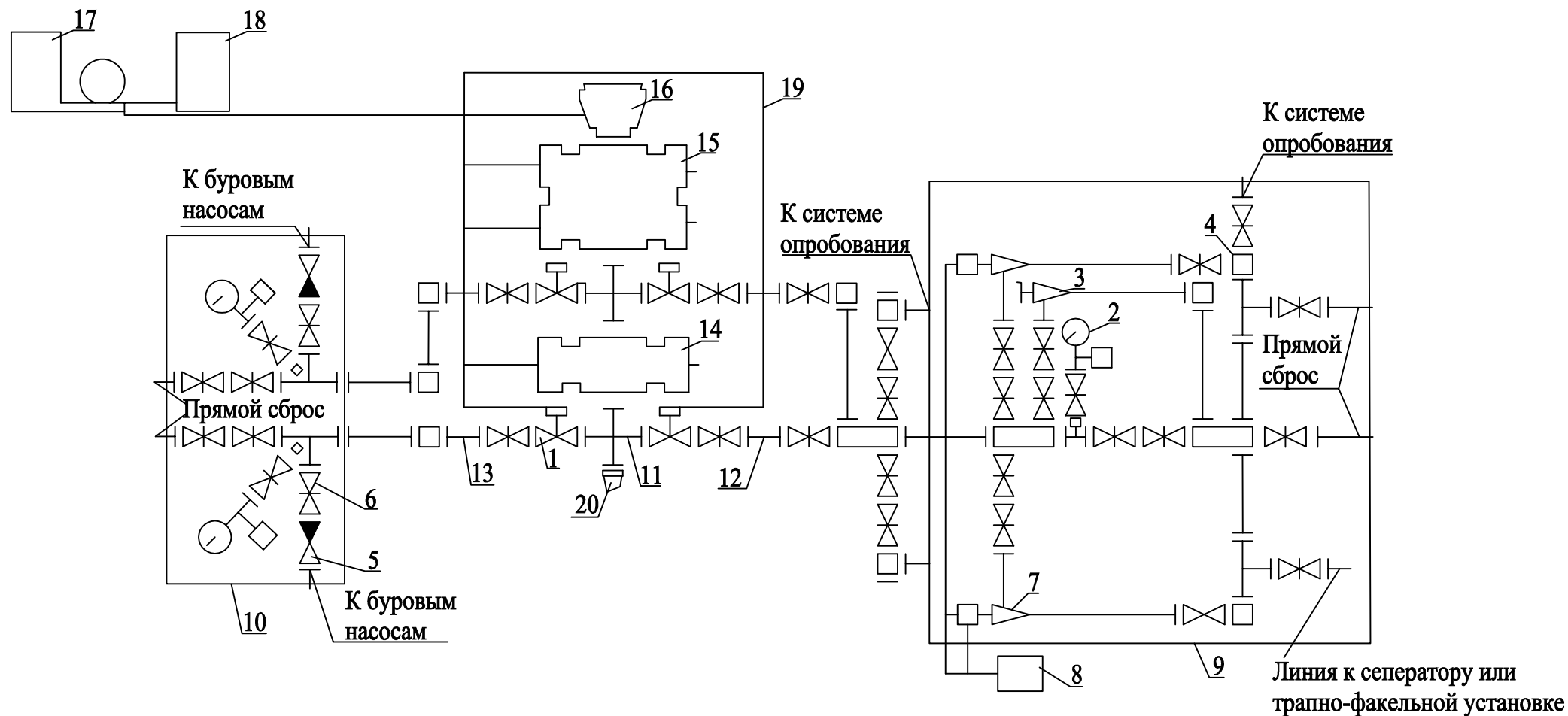
соединение Смп-Лок

После монтажа ПВО на
сварке иметь фракционную
сieve со всеми размерами.
12.12.2006, зам.ком. ЗКФ.
РГКП, Ак-Берен Н.Н. Цвангенков.

12.12.06



**Типовая схема № 67 обвязки устья скважины противобросовым
оборудованием при бурении скважин**



- 1-здвижка 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-здвижка 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-плащечный превентор;
 15-сдвоенный плщечный 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

23.10.09 2009 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Менеджер ООО КПО б.в.



Маммеев / Э. Сузйыл

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

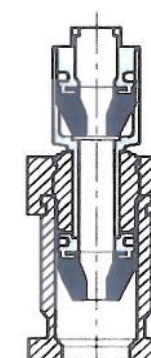
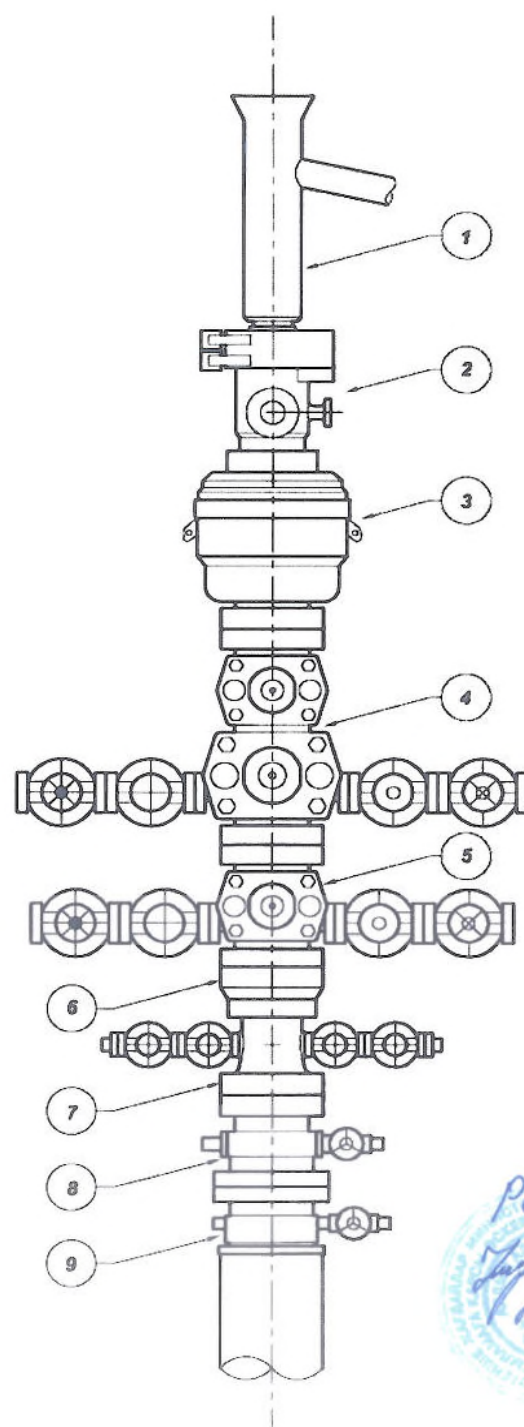


Fig 1

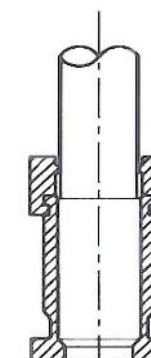


Fig 2

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

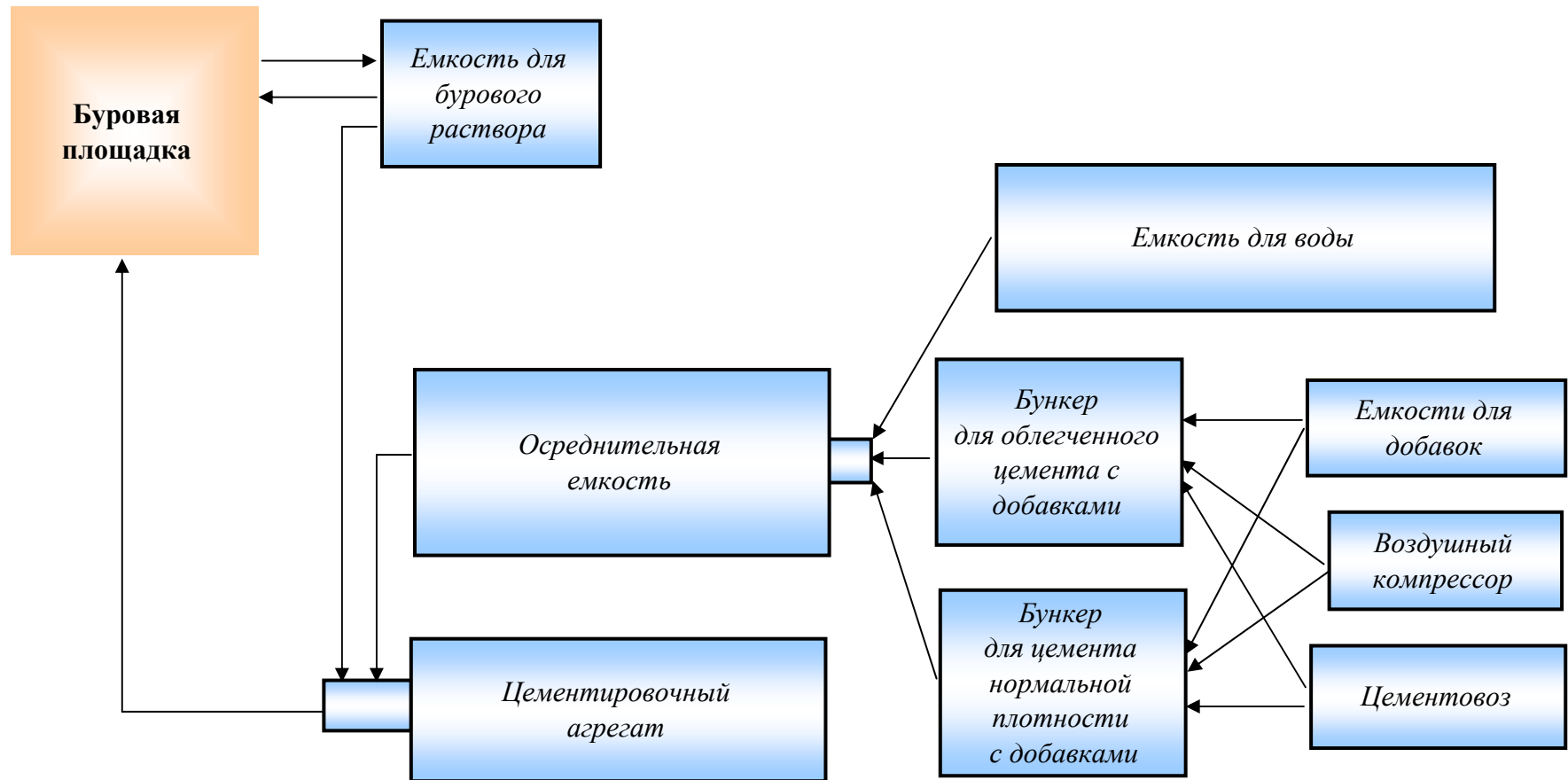
1	Направляющий жепоб
2	Вращающийся превентор Williams 7100
3	Универсальный превентор Hydril GK 13 5/8" x 5000 пси
4	Сдвоенный превентор верхний с трубными плашками, нижний со срезающими плашками CAMERON U 13 5/8"x10 000 пси
5	Одинарный превентор с трубными плашками CAMERON U 13 5/8"x10 000 пси
6	Адаптер 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 23.10.09
И.И. Иванченко



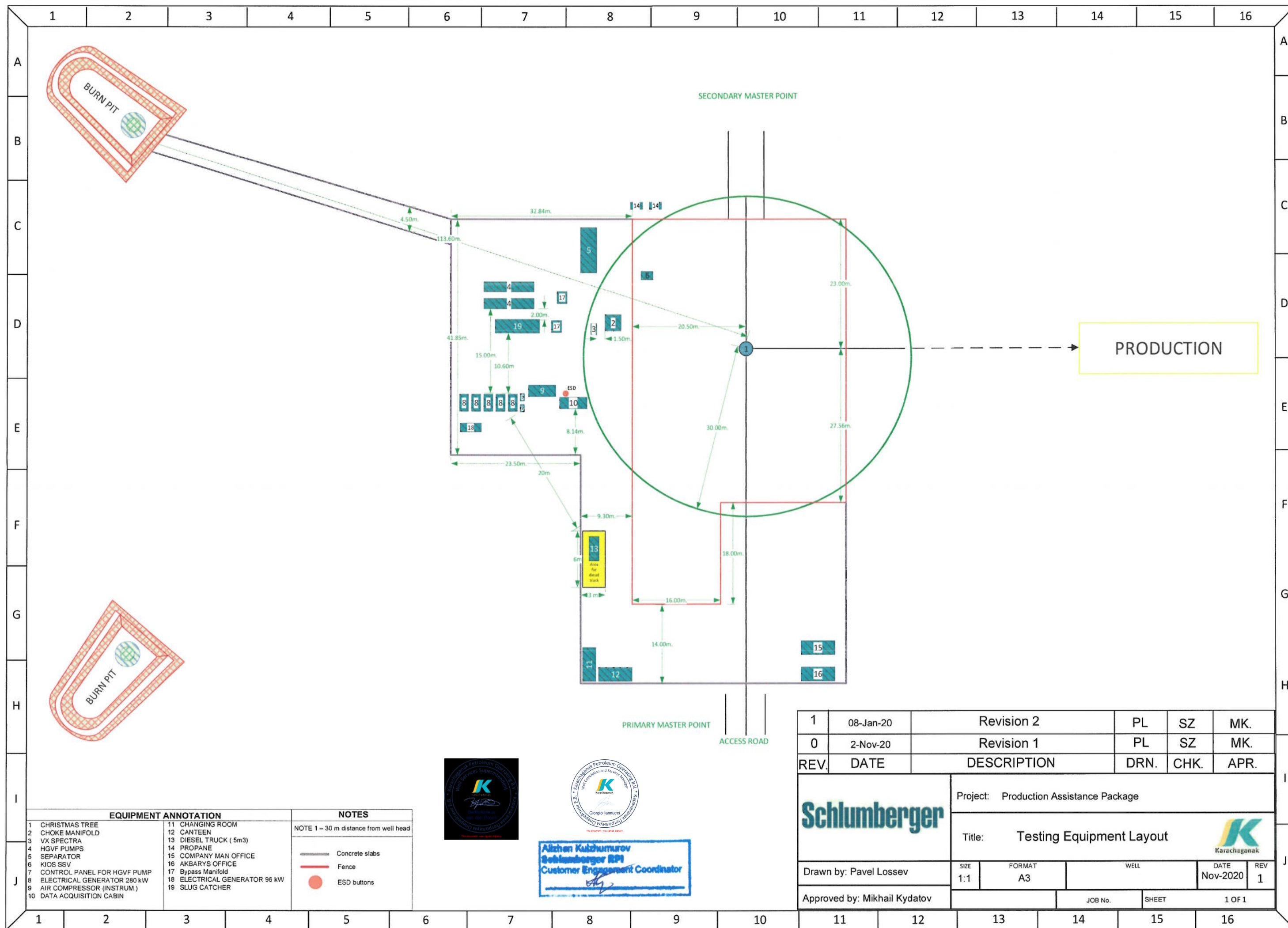
Типовая схема обвязки устья скважины с вращающимся превентором			
Месторождение Карачаганак			
Выполнил	Ф. Иллари	Francesco Illari	FRANCESCO ILLARI
Проверил	Е. Давлетов	E. Davletov	

4.5 Схема обвязки цементировочного оборудования



Оборудование:

1. Осреднительная емкость BJ Servies Bath Tank ($V = 16 \text{ м}^3$) - 1 шт.
2. Емкость для воды ($V = 40 \text{ м}^3$) - 1 шт.
3. Цементовоз BJ 600ST ($V = 17 \text{ м}^3$) - 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 ($V = 30 \text{ м}^3$) - 2 шт.
6. Воздушный компрессор BJ Servies модель 417 DAO, макс. раб. давл. 0,4 Мпа, произв-ть до $14 \text{ м}^3/\text{мин}$ - 1 шт.



Inquiry / Справка

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

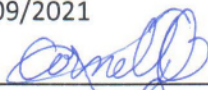
Дизельное топливо – 137 л/час

Моторное масло – 0,0578 л/час

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

Дата: 28/09/2021

Подпись: _____


Corneli Dancesa

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

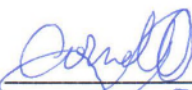
Diesel fuel – 137 liters per hour

Engine oil – 0.0578 per hour

This information was extracted from Oracle.

Date: 28-Sept-2021

Signature. _____


Corneli Dancesa

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 цементирующей техники (цементирующий 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 $1,85 \text{ г/см}^3$) или повышенной плотности, на основе цемента 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:

$$V_{\text{ц}} = 0,785 H D^2 + V_3 (0,02 + C_1 + C_2 + C_3),$$

$$V_{\text{п}} = V_3 - \frac{V_3}{l_3} H - V_3 (C_1 + C_3) - V_{\text{б2}},$$

где: H – проектная высота цементного моста, м;

$V_{\text{ц}}$ – объем тампонажного раствора, м³;

$V_{\text{п}}$ – объем продавочной жидкости, м³;

V_3 – объем заливочных труб, м³;

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);

$V_{\text{б2}}$ – объем буферной жидкости (вторая порция).

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