



**АО «НИПИнефтегаз»**



**ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ  
НА СТРОИТЕЛЬСТВО БОКОВОГО СТВОЛА Ch-204\_1 В  
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЕ Ch-204  
НА ТУРНЕЙСКИЙ ГОРИЗОНТ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЧИНАРЕВСКОЕ**

**Лицензия ГЛ № 0000121**

**УДК 622.24.002.2 (574)**

**Экз. \_\_\_\_\_**

**Инв. № chn-469**

**Ақтау 2025**

## Раздел 1

### Общая пояснительная записка



## ВВЕДЕНИЕ

Скважина 204 пробурена на Западном участке в 420 м на юг от скважины 33 с фактической глубиной по стволу 5715м со вскрытием бийского горизонта. Максимальный зенитный угол на гл.5694,35м – 71,59°, Азимут -306,51м.

Скважина в период с июня 2016 г. по май 2018 г. находилась в промышленной эксплуатации по IV бийско-афонинскому объекту.

С 01.09.2022г переведена с разработки бийско-афонинского объекта на турнейский нефтяной объект.

Интервалы испытания:

5183-5195 м, 5279-5283 м, 5266-5272 м, 5355-5366 м D2bs – получен приток;

4832,5-4836,5 м, 4901-4907 м, 4933-4939 м, 5003-5009 м D2ml+ad+vb+ch – приток не получен;

2725-2731 м, 2738-2744 м P1fl – слабое газопроявление;

4111-4302 м C1v1(al+tl)+T1 – пластовая вода с нефтью и газом;

4283-4300 м T1 – пластовая вода с нефтью;

4328-4331 м, 4368-4372 м T2+T3 – получен приток нефти с газом.

В настоящем проекте рассматривается строительство бокового ствола 204\_1 в эксплуатационной скважине 204 на турнейский горизонт. Основной задачей бокового ствола 204\_1 является увеличение добычи, выбор оптимальной компоновки и долгосрочная добыча по III нефтяному объекту Западного участка.

В Проекте отражен весь процесс строительства бокового ствола скважины. Конструкция определена согласно совмещенному графику давлений, приведенному на рисунке 5.1. На графике отражены данные, необходимые для определения зон несовместимых условий бурения по стволу скважины.



## 1 СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Таблица 1.1 - Основные проектные данные

№ п/п	Наименование	Значение
1	2	3
1	Номер района строительства скважины (или морской район)	19
2	Номера скважин, строящихся по данному проекту	204-1
3	Месторождение	Чинаревское
4	Расположение (суша, море)	суша
5	Глубина моря на точке бурения, м	-
6	Цель бурения и назначение скважин	эксплуатация турнейского горизонта, эксплуатационная
7	Проектный горизонт	Турнейский
8	Проектная глубина, м:	
	по вертикали	4387,24
	по стволу	4648
9	Число объектов испытания:	
	в колонне	1*
	в открытом стволе	-
10	Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	наклонно-направленная
11	Тип профиля	J-образная
12	Азимут бурения, град.	57,5
13	Максимальный зенитный угол, град.	40,0
14	Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30 м	0,6
15	Глубина по вертикали кровли продуктивного (базисного) пласта, м	4344
16	Отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта, м	554,64
17	Допустимое отклонение заданной точки входа в кровлю продуктивного (базисного) пласта от проектного положения (радиус круга допуска), м	50
18	Металлоёмкость конструкции, кг/м	10,2
19	Способ бурения	ротатор / забойный двигатель
20	Вид привода	ДВС, дизель-электрический
21	Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный, повторный
22	Тип буровой установки	ZJ-70 или аналоги
23	Тип вышки	PYRAMID; Телескопическая
24	Наличие механизмов АСП (да, нет)	нет
25	Номер основного комплекта бурового оборудования	б/н
26	Максимальная масса колонны, т:	
	обсадной	47,50
	буровой	106,6
	суммарная (при спуске секциями)	-
27	Тип установки для испытания	ZJ-70 или аналог
28	Продолжительность цикла строительства скважины, сут	100,1
	в том числе:	
	строительно-монтажные работы	15
	подготовительные работы к бурению	6
	бурение и крепление	52
	испытание, всего	27,1
	в том числе:	
	в колонне	27,1
	в открытом стволе	-
29	Проектная скорость бурения, м/ст.мес:	1154
Примечание. * - количество объектов испытания будет определено по результатам бурения.		







Таблица 1.2 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонн	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Шахтовое направление*	628,6	0	36,0	0	36,0
Кондуктор*	425,4	0	346,2	0	346,2
1 Промежуточная колонна*	323,8	0	1189,0	0	1189,0
2 Промежуточная колонна*	244,5	0	2632,2	0	2632,2
Эксплуатационная колонна*	177,8	0	5031,17	0	5031,17
Хвостовик	114,3	2534,0	4648,0	2534,0	4548,0

Примечания: 1 Глубина спуска хвостовика уточняется по ГИС.  
\* Спущена и цементирована ранее

Таблица 1.3 - Дополнительные сведения

Мощность тру- боремонтных баз или площа- док, 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 турбинном бурении						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	по тендеру	1	-	-	нет	12	сдельно-премиальная	1	-



Таблица 1.4 - Дополнительные сведения

Содержание полевой лаборатории по контролю промывочной жидкости в интервале, м				Дополнительные рабочие для приготовления утяжелителей и обработки бурового раствора				Дополнительные рабочие		Объём повторно используемого раствора, 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	сбросу
при бурении		при испытании		интервал глубины, м		количество	число смен работы	слесарей	электромонтёров							
от	до	от	до	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
У подрядчика по буровым растворам				Исходя из ожидаемых пластовых давлений и обеспечения устойчивости ствола скважины (у подрядчика по буровым растворам )				1	1	2	121,7*	Шлам	46,3	46,3	-	-
												Сточные воды	308,9	308,9	-	-
												Отработанный буровой раствор**	168,7	168,7	-	-
Примечание.																
* Вывозится на хранение в Емкостной парк блоков (ЕПБ-70.1400), размещённый в "Цеху подготовки буровых отходов к утилизации ТОО "Жаикмунай" или утилизацию.																
** Вывозится на утилизацию в составе шлама.																



Таблица 1.5 - Сведения об условиях эксплуатации скважин

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера, м	Жидкость за НКТ	
Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	период от начала эксплуатации, год					вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность, г/см <sup>3</sup>
	от	до		глубина, м	диаметр, мм					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Фонтанный	с начала эксплуатации		не планируется	4624	94,0*	Электрохимическая, коррозионное растрескивание	от слабого до повышенного	-	-	-
* для 114,3 мм хвостовика										

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 № А22-220-00 от 06.11.22 г. между ТОО «Жайыкмунай» и АО «НИПИнефтегаз»
2	Технологическая схема разработки месторождения Чинаревское.
3	Задание на разработку «Индивидуальный технический проект на строительство бокового ствола СЧ-204-1 в эксплуатационной скважине СЧ-204 на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения» утверждено Директором по производству ТОО «Жайыкмунай» Тинкхов Р. 20.03.2025 г.

## 3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Площадь (месторождение)	Чинаревское
Блок (номер и /или название)	-
Административное расположение	Казахстан
республика	Западно - Казахстанская область
область (край)	Зеленовский
район	
Год ввода площади в бурение	-
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	-
Температура воздуха, °С:	
- среднегодовая	4,8
- наибольшая летняя	+42
- наименьшая зимняя	-43
Среднегодовое количество осадков, мм	264
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1,5
Продолжительность отопительного периода в году, сут	196
Продолжительность зимнего периода в году, сут	146
Азимут преобладающего направления ветра, град	ЮВ/СЗ
Наибольшая скорость ветра, м/с	25
Сейсмичность района	6

Таблица 3.2 - Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название, величина)
1	2
Рельеф местности	Холмистая равнина
Состояние местности	Земледельческие поля, пастбища, лесопосадки
Толщина, см	
снежного покрова	50
почвенного слоя	50
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; энергоснабже- ние, связь, местные строймате- риалы и т.д.)	Источник за- данного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энерго- привода, связи и строймате- риалов
1	2	3	4
Техническая вода Вода для хозяйственных нужд	Водозаборная скважина	0,05	Водопровод диаметром 100-127 мм
Для питьевых нужд Бутилированная	г.Уральск	80	автотранспорт
Энергоснабжение	Дизель-генератор буровой установки	Буровая	Низковольтная ЛЭП 100 м на металлических или ж/б опорах
Связь	Радиотелефон, радиостанция		Связь с офисом
Местные стройматериалы:	Местный карьер	100	Автосамосвал

**Таблица 3.5 - Сведения о подъездных путях**

Протяжённость, 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				

**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
	-		нет		



**ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА**

**месторождения Чинаревское  
для разработки индивидуального Технического Проекта  
на строительство бокового ствола Ch-204\_1  
в эксплуатационной скважине Ch-204 на Турнейский горизонт**

№ скважины:	<b>Ch-204_1 (боковой ствол)</b>
Цель бурения:	<ul style="list-style-type: none"><li>• Бурение бокового ствола в существующей скважине 204 до подошвы турнейского горизонта <math>T_3</math></li><li>• Перевести скважину в добычу по III турнейскому нефтяному объекту (<math>T_1+T_2</math>)</li></ul>
Проектный горизонт:	<b>Турнейский горизонт</b>
Вид скважины:	<b>эксплуатационная</b>
Тип профиля скважины:	<b>Наклонно-направленная, (зарезка бокового ствола с 2634 м до проектной глубины)</b>
Проектная глубина по вертикали:	<b>4387,24 м*</b>
Проектная глубина по стволу:	<b>4648 м*</b>
Альтитуда земли:	<b>87,7 м</b>

\*Конечная глубина будет подтверждена во время бурения скважины.





#### 4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА

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

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности в интервале
от(верх)	до(низ)	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
2760	3569	Ниж. пермь, артинско-ассельский ярус	P <sub>1</sub> a-as	7-8	250-260	1,06
3569	3638	Ср.карбон, московский (вер.)	C <sub>2</sub> m(vr)	4-5	240-250	1,09
3638	3731	Ср.каменноуг., башкир., краснопол.	C <sub>2</sub> b (kp)	4-5	240-250	1,02
3731	3861	Н. каменноугольный, серпуховский	C <sub>1</sub> s	4-5	240-250	1,02
3861	4087	Н. каменноуг., в. визе.,михайл.-венев.	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> (mh+vn)	4-5	240-250	1,07
4087	4182	Н. каменноуг., в. визе., алексинский	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> (al)	4-5	210-220	1,11
4182	4218	Н. каменноуг., в. визе., тульский	C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> (tl)	4-5	210-220	1,18
4218	4245	Н. каменноуг., н. визе., бобриковский	C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> (bb)	4-5	210-220	1,20
4245	4387	Нижний каменноугольный, турнейский	C <sub>1</sub> t	1-2	10-20	1,10
4257	4299		T-I	1-2	340-350	1,10
4299	4339		T-II	1-2	350	1,10
4339	4387		T-III	1-2	350	1,10
<b>Примечания:</b> стратиграфия с P <sub>a</sub> по C <sub>1</sub> (bb) - фактическая по пробуренной скв. 204						





Таблица 4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфи- ческого 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
P <sub>1a-as</sub>	2760	3569	Известняки	80	Известняки доломитистые светло-серые, серые, кремнистые, участками глинистые, местами трещиноватые.
			Ангидриты	5	Ангидриты (редкие включения) серые, светло-серые.
			Доломиты	15	Доломиты светло-серые, серые, известковистые, скрытокристаллические
C <sub>2m(vr)</sub>	3569	3638	Известняки	65	Известняки темно-серые, заглинизированные и глинистые, массивные, плотные.
			Аргиллиты	35	Аргиллиты алевроитистые темно-серые, плотные, тонкослоистые.
C <sub>2b(kp)</sub>	3638	3731	Известняки	90	Известняки от мелко до грубозернистых.
			Доломиты	10	Доломиты известковистые, светло-бежевые.
C <sub>1s</sub>	3731	3861	Известняки	60	Известняки белые, меловидные, скрытокристаллические, от средней до слабой крепости.
			Доломиты	40	Доломиты светло-бежевые, сахаровидные, крепкие.
C <sub>1v(mh+vn)</sub>	3861	4087	Доломиты	50	Доломиты слабо известковистые, светло-серые, микротрещиноватые, плотные.
			Известняки	50	Известняки глинистые, участками трещиноватые.
C <sub>1v2(al)</sub>	4087	4182	Доломиты	25	Доломиты слабо известковистые, серые, буровато-серые, микротрещиноватые.
			Известняки	50	Известняки серые, участками трещиноватые.
			Аргиллиты	25	Аргиллиты темно-серые до черных, тонкослоистые, пластинчатые.
C <sub>1v2(tl)</sub>	4182	4218	Известняки	80	Известняки серые, буровато-серые, участками трещиноватые, частично заглинизированные.
			Аргиллиты	20	Аргиллиты алевроитистые, темно-серые, тонкослоистые, плотные, пластинчатые.
C <sub>1v1(bb)</sub>	4218	4245	Алевролиты	10	Алевролиты слабо-известковистые, мелкозернистые.
			Известняки	50	Известняки слабо доломитистые, буровато-серые, участками трещиноватые, заглинизированные.
			Песчаники	10	Песчаники светло-серые, мелкозернистые на глинистом цементе.
			Аргиллиты	30	Аргиллиты темно-серые до черных, тонкослоистые.
C <sub>1t</sub>	4245	4387	Известняки	80	Известняки светло-серые, серовато-белые, местами бежевые, микро- до скрытокристаллических, местами глинистые, средней крепости до крепких.
			Доломиты	20	Доломиты серовато-светло-коричневые, неравномерно пористые, кавернозные, слаботрещиноватые.



Таблица 4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, г/см <sup>3</sup>	Порис- тость, %	Прони- цае- мость, мД	Глини- стость, %	Карбо- нат- ность, %	Соле- ность, %	Сплош- ность	Твер- дость, *10 <sup>7</sup> Па	Рассло- енность породы	Абра- зив- ность	Категория породы по промысловой классифика- ции (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффи- циент Пуассона	Модуль Юнга, *10 <sup>7</sup> Па	Гидрата- ционное разуплот- нение (на- бухание) породы
	от	до															
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
P <sub>1a-as</sub>	2760	3569	Известняки	2,56	-	-	-	-	-	2,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Ангидриты	2,56	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,56	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16
C <sub>2m(vr)</sub>	3569	3638	Известняки	2,56	-	-	-	-	-	2,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Аргиллиты	2,60	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
C <sub>2b (kp)</sub>	3638	3731	Известняки	2,56	-	-	-	-	-	2,5	54-194	2	6	Средние,	0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,56	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16
C <sub>1s</sub>	3731	3861	Известняки	2,57	-	-	-	-	-	2,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,57	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16
C <sub>1v (mh+vn)</sub>	3861	4087	Доломиты	2,57	-	-	-	-	-	1,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Известняки	2,57	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
C <sub>1v<sub>2</sub> (al)</sub>	4087	4182	Доломиты	2,58	-	-	-	-	-	1,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Известняки	2,58	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Аргиллиты	2,70	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
C <sub>1v<sub>2</sub> (tl)</sub>	4182	4218	Известняки	2,58	-	-	-	-	-	2,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Аргиллиты	2,71	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
C <sub>1v<sub>1</sub> (bb)</sub>	4218	4245	Алевриты	2,83	-	-	-	-	-	1,5	80-240	2	6	Средние, твердые, крепкие	0,3	400	0,21
			Известняки	2,58	-	-	-	-	-	2,5		2	6		0,25	1200	0,16
			Песчаники	2,64	-	-	-	-	-	1,5		2	6,5		0,27	500	0,16
			Аргиллиты	2,71	-	-	-	-	-	3,5		1	3		0,5	200	0,75
C <sub>1t</sub>	4245	4387	Известняки	2,58	-	-	-	-	-	2,5	54-194	2	6	Средние, твердые	0,25	1200	0,16
			Доломиты	2,58	-	-	-	-	-	1,5		2	6		0,25	1200	0,16



Таблица 4.4 - Геокриологическая 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 <sup>3</sup>		Подвиж- ность, Д на сП	Содержа- ние серы, % по весу	Содер- жание па- рафина, % по весу	Свобод- ный де- бит, м <sup>3</sup> /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		в пласто- вых ус- ловиях	после дегаза- ции					газо- вый фактор, м <sup>3</sup> /т	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 <sup>5</sup> , Па
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
C <sub>1t</sub> (Т-I)	4257	4270	Пор-кав-тр	0,700	0,810	0,0229	0,46	6,67	282,4	265	0,83	1,55	0,955	0,941	242,1
C <sub>1t</sub> (Т-II)	4299	4301	Пор-кав-тр	0,700	0,810	0,0229	0,46	6,67	282,4	265	0,83	1,55	0,953	0,944	243,9
C <sub>1t</sub> (Т-III)	4339	4344	Пор-кав-тр	0,700	0,810	0,0229	0,46	6,67	282,4	265	0,83	1,55	0,953	0,948	246,3



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	Коэффици- ент сжима- емости газа в пластовых условиях	Свобод- ный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Плотность газоконден- сата, г/см <sup>3</sup>		Фазовая проницае- мость, мД	КГФ г/м <sup>3</sup>
	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	14
Газовые залежи отсутствуют													



Таблица 4.7 - Водоносность

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал,м		Тип коллек- тора	Плот- ность, г/см <sup>3</sup>	Сво- бод- ный дебит м <sup>3</sup> /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)-хлормagneзий(натриев) ХЛК-хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого во- доснабжения (ДА,НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							Cl <sup>-</sup>	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	Mg <sup>++</sup>	Ca <sup>++</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
P <sub>1a-as</sub>	2900	2930	Поров.- трещин.	1,18	-	-	3784.27	3.32	5.23	1555.01	320.03	1917.78		ХЛК	Нет
							134551.8	159.46	329.5	44900	3899.2	38476.8	222316.8		
C <sub>1s</sub>	3830	3850	Порово- каверново- трещинный	1,18	-	-	3784.27	3.32	5.23	1555.01	320.03	1917.78		ХЛК	Нет
							134552	159.46	329.5	44900	3899.2	38476.8	222316.8		
C <sub>1v(mh+vn)</sub>	3970	4000		1,18	-	-	3784.27	3.32	5.23	1555.01	320.03	1917.78		ХЛК	Нет
							134552	159.46	329.5	44900	3899.2	38476.8	222316.8		



**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 <sup>5</sup> , Па/м		источник  полу- чения	*10 <sup>5</sup> , Па/м		источник  полу- чения	*10 <sup>5</sup> , Па/м		источник  полу- чения	*10 <sup>5</sup> , Па/м		источник  полу- чения	°C	источник  полу- чения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P <sub>1a-as</sub>	2760	3569	0,112	0,112	РФЗ	0,112	0,112	ПГФ	0,204	0,211	ПГФ	0,225	0,232	РФЗ	75	РФЗ
C <sub>2m(vr)</sub>	3569	3638	0,112	0,114	РФЗ	0,112	0,114	ПГФ	0,211	0,212	ПГФ	0,232	0,233	РФЗ	78	РФЗ
C <sub>2b (kp)</sub>	3638	3731	0,114	0,114	РФЗ	0,114	0,114	ПГФ	0,212	0,212	ПГФ	0,233	0,233	РФЗ	80	РФЗ
C <sub>1s</sub>	3731	3861	0,114	0,111	РФЗ	0,114	0,111	ПГФ	0,212	0,214	ПГФ	0,233	0,234	РФЗ	86	РФЗ
C <sub>1v<sub>2</sub>(mh+vn)</sub>	3861	4087	0,111	0,114	РФЗ	0,111	0,114	ПГФ	0,214	0,215	ПГФ	0,234	0,235	РФЗ	88	РФЗ
C <sub>1v<sub>2</sub> (al)</sub>	4087	4182	0,114	0,114	РФЗ	0,114	0,114	ПГФ	0,215	0,211	ПГФ	0,235	0,236	РФЗ	89	РФЗ
C <sub>1v<sub>2</sub> (tl)</sub>	4182	4218	0,114	0,111	РФЗ	0,114	0,111	ПГФ	0,211	0,215	ПГФ	0,236	0,236	РФЗ	90	РФЗ
C <sub>1v<sub>1</sub> (bb)</sub>	4218	4245	0,111	0,047	РФЗ	0,111	0,100	ПГФ	0,215	0,216	ПГФ	0,236	0,236	РФЗ	91	РФЗ
C <sub>1t</sub>	4245	4387	0,047	0,081	РФЗ	0,100	0,100	ПГФ	0,216	0,216	ПГФ	0,236	0,237	РФЗ	93	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 <sup>3</sup> /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли поте- ря цир- куляции (ДА, НЕТ)	Градиент давления поглощения, *10 <sup>5</sup> , Па/м		Условия возникновения
	от	до				при вскрытии	после изо- ляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C <sub>1s</sub>	3840	3861	-	-	Нет	0,119	0,214	Несоблюдение параметров бурового раствора
C <sub>1t</sub>	4362	4387	-	-	Нет	0,119	0,216	Из-за АНПД в связи с разработкой





Таблица 4.10 - Осыпи и обвалы стенок скважин

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Интервал, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее				Время до начала осложне- ния,  сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раст- вора	плотность,  г/см <sup>3</sup>	дополнительные дан- ные, влияющие на устойчивость пород			
					условная вязкость, с	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> (bb)	4218	4245	Полимерный минерализованный ингибированный	1,17-1,18	42-65	4,6-5,9	При вскрытии	Промывка, проработка



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 <sup>3</sup>		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
C <sub>1</sub> t (Т-I)	4257	4270	Нефть	0,700	0,810	При вскрытии газонасыщенных пород	Разгазирование раствора
C <sub>1</sub> t (Т-II)	4299	4301	Нефть	0,700	0,810	При вскрытии нефтенасыщенных пород	Разгазирование раствора
C <sub>1</sub> t (Т-III)	4339	4344	Нефть	0,700	0,810	При вскрытии нефтенасыщенных пород	Разгазирование раствора



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 <sup>3</sup>	водоот- дача,  см <sup>3</sup> /30 мин	смазыва- ющие до- бавки (назва- ние)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
C <sub>2</sub> m(vr)	3569	3638	Затяжки, посадки, осыпи	Полимерный минерализованный ингибированный	1,17-1,18	4,6-5,9	-	Да	Прихваты из-за осыпей, обвалов стенки скважины
C <sub>1</sub> v <sub>2</sub> (al)	4087	4182	Затяжки, посадки, осыпи	Полимерный минерализованный ингибированный	1,17-1,18	4,6-5,9	-	Да	Прихваты из-за осыпей, обвалов стенки скважины
C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> (bb)	4218	4245	Затяжки, посадки, осыпи	Полимерный минерализованный ингибированный	1,17-1,18	4,6-5,9	-	Да	Прихваты из-за осыпей, обвалов стенки скважины



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 <sup>3</sup>	Условия возникновения
	от	до			
1	2	3	4	5	6
Текучих пород не ожидается					

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 (парамет- ры) осложнения и условия возникновения
	от	до		
1	2	3	4	5
C <sub>1</sub> v <sub>1</sub> (bb)	4218	4245	Искривление ствола	При вскрытии пород различной твердости возможно искривление ствола от заданного профиля





#### 4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 - Отбор керна, шлама, грунтов

Индекс стратигра- фического подраз- деления	Параметры отбора керна		Макси- мальная проходка за рейс, м	Параметры отбора шлама			Параметры отбора грунтов*			
	Интервал, м			Интервал, м		Частота отбора шлама через, м	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Кол-во образцов пород, шт	
	от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
P <sub>1a-as</sub>	Отбор керна не планируется				2760	3569	5	Отбор грунтов не планируется		
C <sub>2m(vr)</sub>					3569	3638	5			
C <sub>2b (kp)</sub>					3638	3731	5			
C <sub>1s</sub>					3731	3861	5			
C <sub>1v<sub>2</sub>(mh+vn)</sub>					3861	4087	5			
C <sub>1v<sub>2</sub> (al)</sub>					4087	4182	5			
C <sub>1v<sub>2</sub> (tl)</sub>					4182	4218	5			
C <sub>1v<sub>1</sub> (bb)</sub>					4218	4245	5			
C <sub>1t</sub>					4245	4387	5			
Примечание: в случае появления признаков УВ отбор шлама через 2 м.										



Таблица 4.16 - Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы проводятся			Скважинная аппаратура и приборы		Промыслово-геофизическая партия		Номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	название	дежурство на буровой, сут	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1. GR/Res (GR+Resistivity)	-	4648*	3290*	4648*	-	-	-	-	-
2. Гамма-каротаж ГК (GR), Акустический каротаж (DT), Гамма каротаж спектральный ГКс (SGR), Компенсированный нейтронный каротаж ННК (CNL), Акустический сканер (UBI), Многозондовый боковой электрический каротаж БК (HRLT), Микробоковой каротаж (MCFL), Лито-плотностной картоаж-каверномер ГГКп (DEN/PE-CAL), Каверномер - Профилимер ДС (4-CALI), Инклинометрия (Devi/Azim), Термометрия (Temp)	-	4648*	3290*	4648*	-	-	-	-	-
3. Сканирующий цементомер ((7"+4 1/2") (USIT-ce)	-	4648*	2600	4648*	-	-	-	-	-
<p>Примечания:</p> <p>Интервалы записи каротажа будут уточнены по ГК в процессе бурения</p> <p>* - глубина указана по стволу в MDRT</p>									

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

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Испытание (опробование) пласто- испытателем на трубах			Опробование пластоиспытателем на кабеле		
	Вид операции (ИСПЫТАНИЕ, ОПРОБОВАНИЕ)	Глубина ниж- ней границы 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 не планируется						

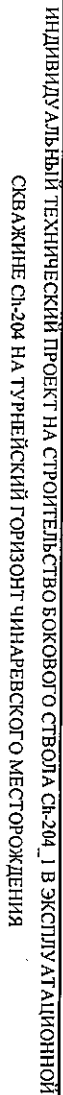




Таблица 4.18 - Прочие виды исследования

Название работы	Единица измерения	Объем работы
1	2	3
<b>Исследование шлама</b>		
Макроописание	образец	1627





ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Но- мер объ- екта  (сни- зу вве- рх)	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструи- рования 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- це- ров, 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 (АЭРАЦИЯ), 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 <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
C <sub>1t</sub> (Т-III)	1	4339	4344	-	-	Колонна	Передвижная	да	3	3, 5, 7	1. Смена раствора на воду. 2. Снижение уровня азризации 3. Очистка 4. Предварительное испытание скважины. 5. Кислотная обработка. 6. Полное испытание скважины.	2000	1
C <sub>1t</sub> (Т-II)		4299	4301										
C <sub>1t</sub> (Т-I)		4257	4270										

**Примечания:**

1 Интервалы испытания в колонне и количество объектов в каждой скважине уточняются по данным ГИС.

2 Последовательность и перечень операций может изменяться после вскрытия продуктивного пласта.



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

Номер объекта (см.табл. 4.19)	Перфорационная среда		Толщина перфора- ции, м	Вид перфорации: КУ- МУЛЯТИВНАЯ, ПУ- ЛЕВАЯ, СНАРЯДН- АЯ, ГИДРОПЕСКОС- КОСТРУЙНАЯ, ГИ- ДРОСТРУЙНАЯ	Типоразмер перфоратора	Коли- чест- во от- верс- тий на 1м, 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	Плотн. г/см <sup>3</sup>								диаметр, мм	количество, шт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Перфо- рационная жидкость	1,23	20	Кумулятивная	2 7/8" PowerJet Omega 2906 или 2 7/8" Predator XP60	16	320	1	Да	-	-
<b>Примечание:</b> 1. Типоразмеры перфоратора могут быть изменены (или уточнены). 2. Толщина перфорации и плотность перфорационной жидкости определяется Заказчиком по результатам ГИС.											



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

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: СОЛЯНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА, ОБРАБОТКА КЕРОСИНО-КИСЛОТНОЙ ЭМУЛЬСИЕЙ, УСТАНОВКА КИСЛОТНОЙ ВАННЫ, ДОБАВОЧНАЯ КУМУЛЯТИВНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ, ОБРАБОТКА ПАВ, МЕТОД ПЕРЕМЕННЫХ ДАВЛЕНИЙ, ЗАКАЧКА ИЗОТОПОВ и другие операции, выполняемые по местным нормам	Количество операций, установок, импульсов, спусков	Плотность жидкости в колонне, г/см <sup>3</sup>	Давление на устье, *10 <sup>5</sup> , Па	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера, м	Толщина 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	Солянокислотная обработка	1	1,12	-	20	-	-	-	-	-	-
<b>Примечание:</b> После освоения скважины, возможно проведение ГРП											



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	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 <sup>3</sup>		Пластовое давле- ние на период поздней эксплу- атации,  *10 <sup>5</sup> , Па	Максималь- ный динами- ческий уро- вень при эк- сплуатации,  м	Установившаяся при эксплу атации температура, °С		Данные по объекту, содер- жащему свободный газ		Заданный ко- эффициент за- паса прочно- сти на смятие в фильтровой зоне
	на период вво- да в эксплуа- тацию	на период поздней эк- сплуатации			в колонне на устье скважи- ны	в эксплуата- ционном объекте	длина столба газа по вер- тикали,  м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	-	-	112,9	-	50	93	-	1,33	1,1



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	Да	Нет	Две	Да	Нет	Нет	Нет



Таблица 4.25 - Данные по нагнетательной скважине

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





Таблица 4.26 - Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер сква- жины	Площадь	Интервал ослож- нения, м		Индекс страти- графического подразделения	Вид осложне- ния	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
4	Чинаревское	3019	3020	P <sub>1a-as</sub>	Поглощение	При бурении интервала 3019-3020 м было поглощение без выходы циркуляции, скважина поглотила 32 м <sup>3</sup> буровой раствор 1,35-1,37г/см <sup>3</sup>
33	Чинаревское	3585	4008	C <sub>2m(vr)</sub> +C <sub>1v(al)</sub>	Затяжки	При бурении интервала 3585-4008 м наблюдались затяжки плотность раствора 1,17-1,18 г/см <sup>3</sup> , T=43-47 с, B=4,3-5,2 см <sup>3</sup> /30 мин
7	Чинаревское	3865	3868	C <sub>1s</sub>	Поглощение	При забое 3865 во время бурения при резком увеличении механической скорости произошло поглощение с полной потерей циркуляции, при дальнейшем углублении в интервале 3865-3868 м вновь началось поглощение скважина поглотила 60 м <sup>3</sup> , 1,18-1,20 г/см <sup>3</sup> , T=45-55 с, B=9-10 см <sup>3</sup> /30 ми
7	Чинаревское	-	4218	C <sub>1v(tl)</sub>	Поглощение	При забое 4218 м произошло катастрофическое поглощение бурового раствора плотностью 1,14 г/см <sup>3</sup>

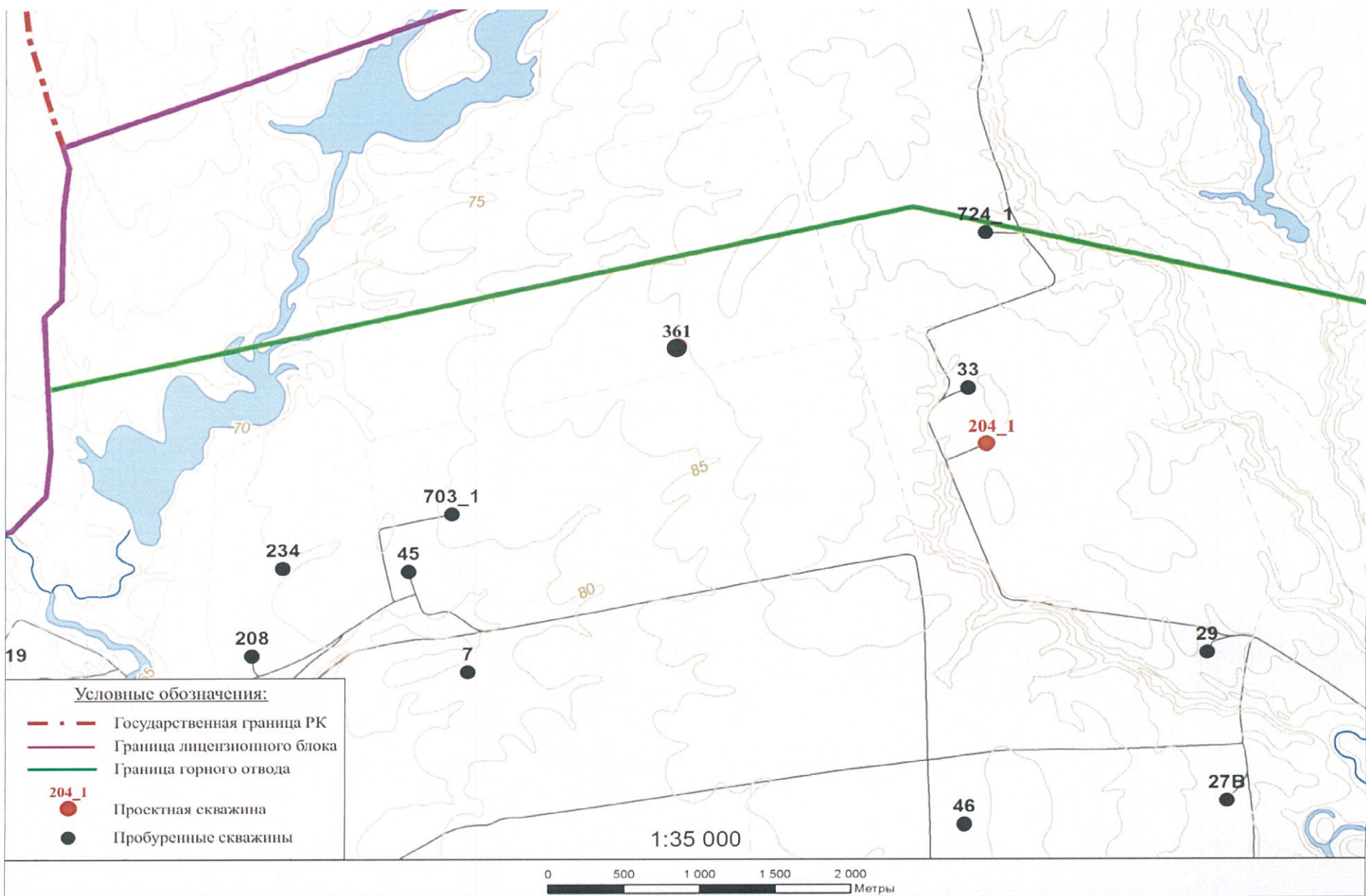


Рисунок 4.3 - Ситуационный план



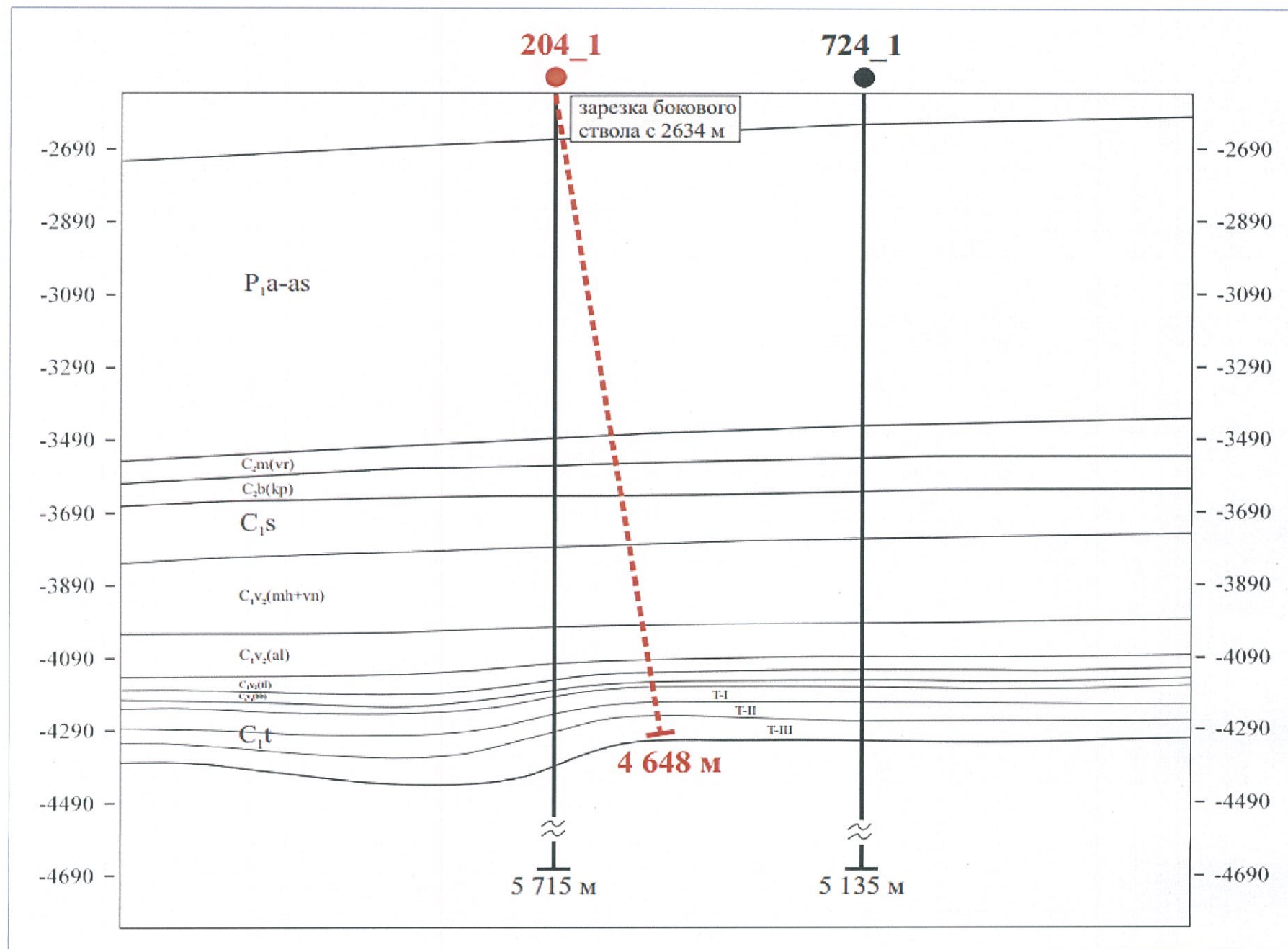
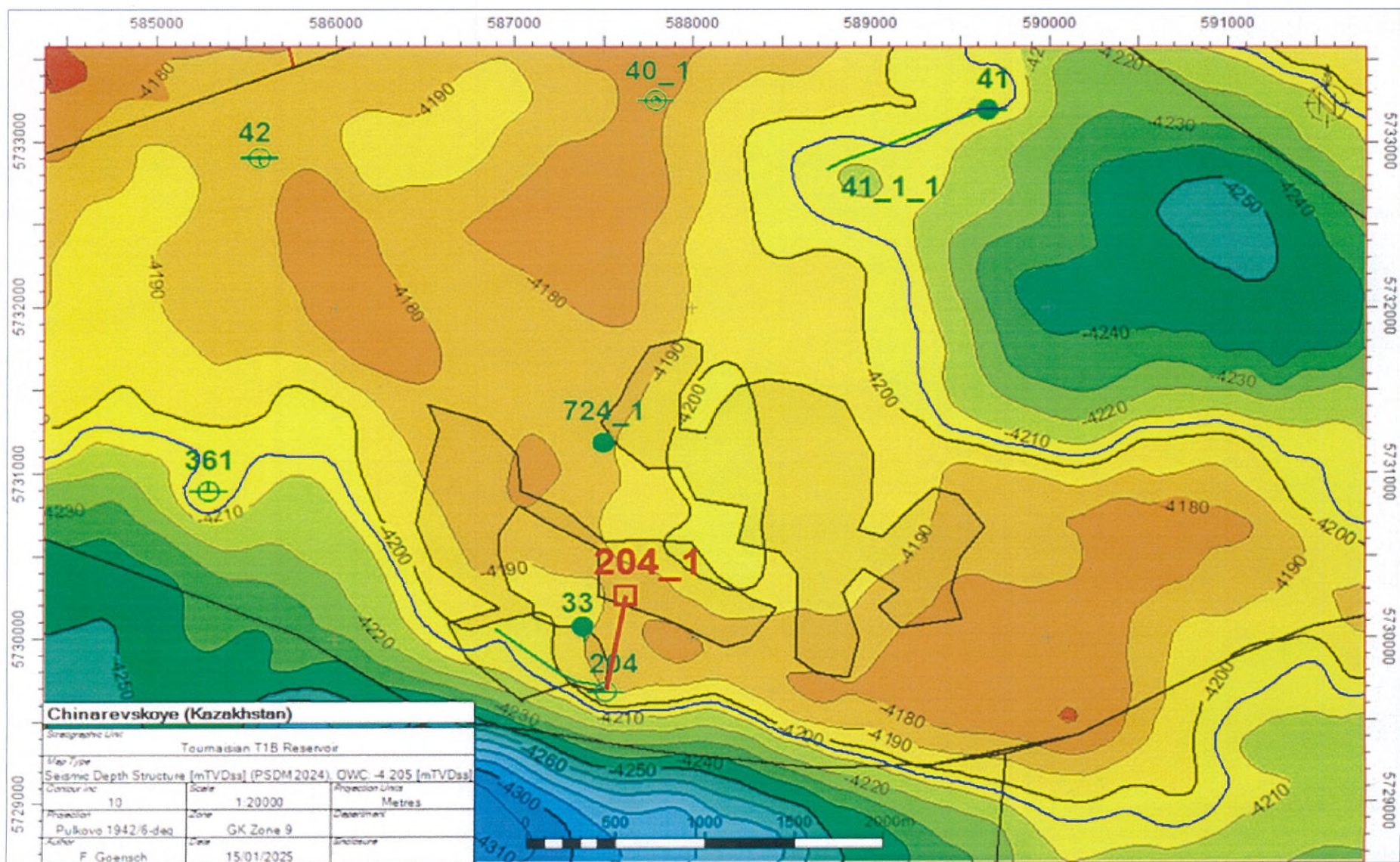


Рис. 4.1 - Геологический разрез



Рисунок 4.2 - Структурная карта по кровле Т<sub>1</sub>

## 5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

На начало работ по дальнейшему углублению, скважина № 204 закончена бурением.

Фактическая конструкция скважины

Шахтовое Направление – 628,6 мм x 36 м

Кондуктор – 425,4 мм x 346,2 м

I Промежуточная колонна 323,8 мм x 1189 м

II Промежуточная колонна 244,5 мм x 2632,2 м

Эксплуатационная колонна 177,8 мм x 5031,17 м

Хвостовик 114,3 мм x 4776,5 – 5716 м

Дальнейшее бурение скважины планируется выполнять боковым стволом через 177,8 мм колонну, с глубины 2634 м.

Совмещенный график давлений, приведен на рисунке 5.1.

Ожидаемые осложнения при бурении скважины:

- Поглощение бурового раствора в интервалах 3840 - 3861 м; 4362 - 4387 м с градиентом поглощения при вскрытии - 0,119 кгс/см<sup>2</sup>/м
- В интервалах 4257 – 4270; 4299 – 4301; 4339 – 4344 м ожидается вскрытие нефтяных объектов с максимальным газовым фактором 265 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>.

Расчет и обоснование конструкции скважины, для продолжения бурения, выполнено в соответствии с нормами и правилами, действующими в РК [7, 18].

Хвостовик Ø114,3 мм предусмотрен для испытания и эксплуатации продуктивных отложений турнейского горизонта Т3.

Принятая конструкция скважины приведена в таблице 5.2, указаны основные параметры и необходимость спуска обсадной колонны в виде хвостовика.

Параметры хвостовика приведены в таблице 5.3, с указанием максимального наружного диаметра.

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

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



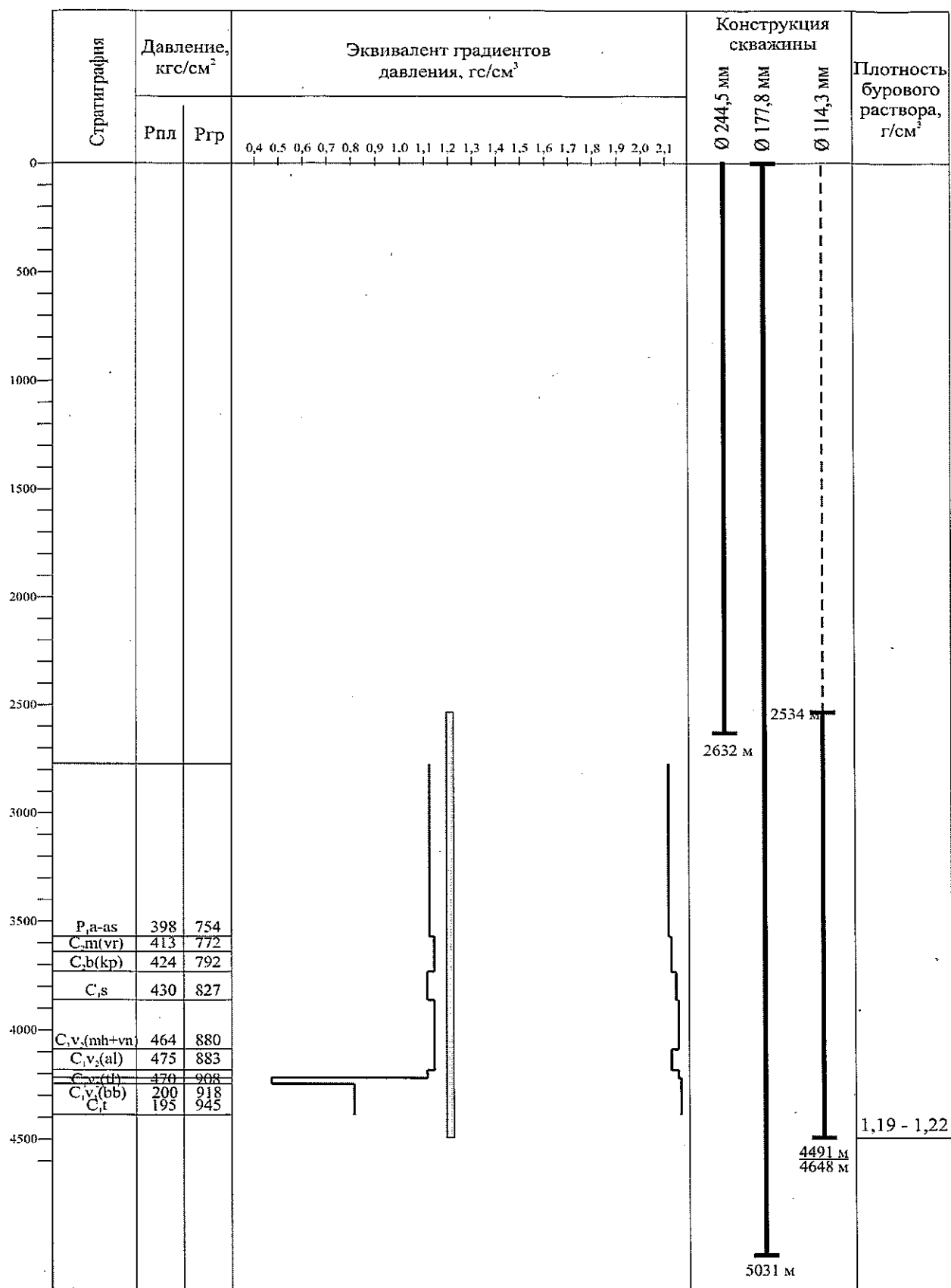
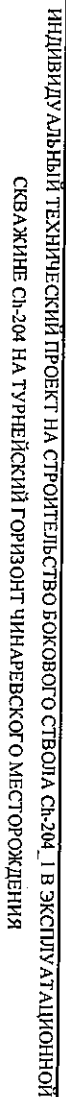


Рисунок 5.1 Совмещенный график давлений





**ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

[illegible]



Таблица 5.3 -Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн.

Номер колонны в порядке спуска (см. т.5.2 гр.1	Раздельно спускаемые части												
	Номер в порядке спуска (т.5.2 гр.8)	Количество диаметров, шт.	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м		Ограничение на толщину стенки не более, мм	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	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	1	1	1	114,3	2534	4648	8,56	1	1	ОТГГ*	127	2534	4648

\* – допускается использование других отечественных и импортных премиальных, газогерметичных типов соединений с узлом уплотнения «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 и сигнализации за уровнями бурового раствора в приемной и доливной емкостях.	Раннее обнаружение НГП
3	Емкости для бурового раствора должны обеспечивать 2 кратный объем скважины	Предупреждение откры-тых нефтегазовых фонта-нов
4	Ограничение притока пластового флюида в соответствии с РД 39-2-803-82. Допустимый объем притока при этом составит: - в процессе бурения 1.5 м <sup>3</sup> ; - при СПО - 1.0 м <sup>3</sup>	Раннее обнаружение НГП
5	В процессе СПО производить постоянный контроль долива раствора при подъеме бурильной колонны и объем вытесняемого раствора при её спуске.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП
6	При ликвидации НГП в процессе СПО спуск бурильной колонны без герметизации устья производить до максимально-возможной глубины.	Предупреждение разру-шения обсадных колонн при ликвидации НГП
7	Ликвидацию возникших НГП производить в строгом соответствии с "Методикой глушения при НГП", М., 1979 г.	Обеспечение безопас-ности успешности работ
8	На случай возможных поглощений на буровой необходимо постоянно иметь запас комплексных наполнителей. При бурении продуктивной толщи наполнители должны быть кислоторастворимыми.	Ликвидация поглощений
9	Использовать переводники для ведущих труб с протекторными кольцами.	Защита верхних обсад-ных труб от истирания
10	Через 40-50 рейсов бурильной колонны измерять износ обсадной колонны геофизическими методами с целью решения вопросов определения ее остаточного ресурса п.90 [20].	Предупреждение аварий с обсадными колоннами
11	Обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, электростабильностью раствора на углеводородной основе, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться 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
12	Проверять работоспособность ПВО не реже одного раза в неделю.	Предупреждение и борьба с НГП
13	При бурении в продуктивных горизонтах механическая скорость проходки должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.	Предупреждение НГП
14	Вести контроль газопоказаний (газокаротаж) бурового раствора на устье скважины.	Предупреждение, раннее обнаружение НГП





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 <sup>2</sup>		Допустимая гидродинамическая составля- ющая депрессии на границах интервала, кгс/см <sup>2</sup>	
верх	низ	верхней	нижней	верхней	нижней
1	2	3	4	5	6
По условию предупреждения поглощений				Депрессия в процессе бурения не предусматривается	
3840	3861	*	*		
4362	4387	*	*		
По условию предупреждения гидроразрыва				В процессе освоения	
3840	3861	338	340	200	
4362	4387	397	399		
Примечание					
1 На буровой иметь запас материалов для обработки промывочной жидкости, необходимый для ликвидации поглощения; при бурении продуктивных горизонтов - кислоторастворимых.					
* Бурение зон поглощения начинать при минимальной подаче насосов, _____ для снижения гидродинамического давления, с вводом в раствор коагулирующих материалов.					

## 6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Проектируемая скважина - наклонно-направленная.

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 бокового ствола может быть увеличена на 250 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		3,0	27	40

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	2634,00	2634,00	0,00	0,00	0,00	0,00	2634,00	2634,00	57,50	0,00
2634,00	2640,00	6,00	0,00	0,12	0,01	0,01	6,00	2640,00	57,50	0,59
2640,00	2664,00	24,00	0,12	0,59	0,14	0,15	24,00	2664,00	57,50	0,59
2664,00	2670,00	6,00	0,59	0,71	0,07	0,22	6,00	2670,00	57,50	0,59
2670,00	2694,00	24,00	0,71	1,18	0,40	0,62	24,00	2694,00	57,50	0,59
2694,00	2699,99	5,99	1,18	1,30	0,13	0,75	6,00	2700,00	57,50	0,59
2699,99	2729,98	29,99	1,30	1,89	0,83	1,58	30,00	2730,00	57,50	0,59
2729,98	2759,96	29,98	1,89	2,48	1,14	2,72	30,00	2760,00	57,50	0,59
2759,96	2783,93	23,97	2,48	2,95	1,14	3,86	24,00	2784,00	57,50	0,59
2783,93	2789,93	6,00	2,95	3,07	0,32	4,18	6,00	2790,00	57,50	0,59
2789,93	2819,87	29,94	3,07	3,66	1,76	5,94	30,00	2820,00	57,50	0,59
2819,87	2849,80	29,93	3,66	4,25	2,06	8,00	30,00	2850,00	57,50	0,59
2849,80	2873,73	23,93	4,25	4,72	1,88	9,88	24,00	2874,00	57,50	0,59
2873,73	2879,71	5,98	4,72	4,84	0,50	10,38	6,00	2880,00	57,50	0,59
2879,71	2909,59	29,88	4,84	5,43	2,68	13,06	30,00	2910,00	57,50	0,59
2909,59	2939,44	29,85	5,43	6,02	3,00	16,06	30,00	2940,00	57,50	0,59
2939,44	2969,26	29,82	6,02	6,61	3,29	19,35	30,00	2970,00	57,50	0,59
2969,26	2993,08	23,82	6,61	7,08	2,86	22,21	24,00	2994,00	57,50	0,59
2993,08	2999,04	5,96	7,08	7,20	0,75	22,96	6,00	3000,00	57,50	0,59
2999,04	3028,78	29,74	7,20	7,79	3,91	26,87	30,00	3030,00	57,50	0,59
3028,78	3058,48	29,70	7,79	8,38	4,22	31,09	30,00	3060,00	57,50	0,59
3058,48	3082,21	23,73	8,38	8,85	3,59	34,68	24,00	3084,00	57,50	0,59
3082,21	3088,14	5,93	8,85	8,97	0,93	35,61	6,00	3090,00	57,50	0,59
3088,14	3117,75	29,61	8,97	9,56	4,83	40,44	30,00	3120,00	57,50	0,59
3117,75	3147,31	29,56	9,56	10,15	5,14	45,58	30,00	3150,00	57,50	0,59
3147,31	3176,81	29,50	10,15	10,74	5,43	51,01	30,00	3180,00	57,50	0,59
3176,81	3200,37	23,56	10,74	11,21	4,57	55,58	24,00	3204,00	57,50	0,59
3200,37	3206,25	5,88	11,21	11,33	1,18	56,76	6,00	3210,00	57,50	0,59
3206,25	3235,64	29,39	11,33	11,92	6,04	62,80	30,00	3240,00	57,50	0,59
3235,64	3264,96	29,32	11,92	12,51	6,35	69,15	30,00	3270,00	57,50	0,59
3264,96	3288,37	23,41	12,51	12,98	5,29	74,44	24,00	3294,00	57,50	0,59
3288,37	3294,21	5,84	12,98	13,10	1,35	75,79	6,00	3300,00	57,50	0,59
3294,21	3323,40	29,19	13,10	13,69	6,95	82,74	30,00	3330,00	57,50	0,59
3323,40	3352,51	29,11	13,69	14,28	7,25	89,99	30,00	3360,00	57,50	0,59
3352,51	3381,54	29,03	14,28	14,87	7,55	97,54	30,00	3390,00	57,50	0,59
3381,54	3404,71	23,17	14,87	15,34	6,25	103,79	24,00	3414,00	57,50	0,59
3404,71	3410,50	5,79	15,34	15,46	1,60	105,39	6,00	3420,00	57,50	0,59
3410,50	3439,37	28,87	15,46	16,05	8,14	113,53	30,00	3450,00	57,50	0,59
3439,37	3468,16	28,79	16,05	16,64	8,44	121,97	30,00	3480,00	57,50	0,59
3468,16	3496,86	28,70	16,64	17,23	8,74	130,71	30,00	3510,00	57,50	0,59
3496,86	3519,75	22,89	17,23	17,70	7,20	137,91	24,00	3534,00	57,50	0,59
3519,75	3525,47	5,72	17,70	17,82	1,83	139,74	6,00	3540,00	57,50	0,59
3525,47	3553,98	28,51	17,82	18,41	9,33	149,07	30,00	3570,00	57,50	0,59
3553,98	3582,40	28,42	18,41	19,00	9,62	158,69	30,00	3600,00	57,50	0,59
3582,40	3610,71	28,31	19,00	19,59	9,91	168,60	30,00	3630,00	57,50	0,59
3610,71	3633,29	22,58	19,59	20,06	8,14	176,74	24,00	3654,00	57,50	0,59
3633,29	3638,92	5,63	20,06	20,18	2,06	178,80	6,00	3660,00	57,50	0,59
3638,92	3667,03	28,11	20,18	20,77	10,50	189,30	30,00	3690,00	57,50	0,59
3667,03	3695,02	27,99	20,77	21,36	10,78	200,08	30,00	3720,00	57,50	0,59
3695,02	3722,91	27,89	21,36	21,95	11,07	211,15	30,00	3750,00	57,50	0,59
3722,91	3750,67	27,76	21,95	22,54	11,36	222,51	30,00	3780,00	57,50	0,59
3750,67	3772,80	22,13	22,54	23,01	9,29	231,80	24,00	3804,00	57,50	0,59
3772,80	3778,32	5,52	23,01	23,13	2,35	234,15	6,00	3810,00	57,50	0,59
3778,32	3805,85	27,53	23,13	23,72	11,92	246,07	30,00	3840,00	57,50	0,59
3805,85	3833,25	27,40	23,72	24,31	12,21	258,28	30,00	3870,00	57,50	0,59
3833,25	3860,53	27,28	24,31	24,90	12,49	270,77	30,00	3900,00	57,50	0,59



продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3860,53	3887,68	27,15	24,90	25,49	12,77	283,54	30,00	3930,00	57,50	0,59
3887,68	3909,30	21,62	25,49	25,96	10,42	293,96	24,00	3954,00	57,50	0,59
3909,30	3914,69	5,39	25,96	26,08	2,63	296,59	6,00	3960,00	57,50	0,59
3914,69	3941,57	26,88	26,08	26,67	13,33	309,92	30,00	3990,00	57,50	0,59
3941,57	3968,31	26,74	26,67	27,26	13,60	323,52	30,00	4020,00	57,50	0,59
3968,31	3994,90	26,59	27,26	27,85	13,87	337,39	30,00	4050,00	57,50	0,59
3994,90	4016,08	21,18	27,85	28,32	11,30	348,69	24,00	4074,00	57,50	0,59
4016,08	4021,36	5,28	28,32	28,44	2,85	351,54	6,00	4080,00	57,50	0,59
4021,36	4047,66	26,30	28,44	29,03	14,43	365,97	30,00	4110,00	57,50	0,59
4047,66	4073,82	26,16	29,03	29,62	14,69	380,66	30,00	4140,00	57,50	0,59
4073,82	4099,82	26,00	29,62	30,21	14,96	395,62	30,00	4170,00	57,50	0,59
4099,82	4125,67	25,85	30,21	30,80	15,23	410,85	30,00	4200,00	57,50	0,59
4125,67	4146,23	20,56	30,80	31,27	12,37	423,22	24,00	4224,00	57,50	0,59
4146,23	4151,36	5,13	31,27	31,39	3,12	426,34	6,00	4230,00	57,50	0,59
4151,36	4176,89	25,53	31,39	31,98	15,76	442,10	30,00	4260,00	57,50	0,59
4176,89	4202,25	25,36	31,98	32,57	16,01	458,11	30,00	4290,00	57,50	0,59
4202,25	4227,45	25,20	32,57	33,16	16,28	474,39	30,00	4320,00	57,50	0,59
4227,45	4252,48	25,03	33,16	33,75	16,54	490,93	30,00	4350,00	57,50	0,59
4252,48	4272,38	19,90	33,75	34,22	13,42	504,35	24,00	4374,00	57,50	0,59
4272,38	4277,34	4,96	34,22	34,34	3,37	507,72	6,00	4380,00	57,50	0,59
4277,34	4302,03	24,69	34,34	34,93	17,05	524,77	30,00	4410,00	57,50	0,59
4302,03	4326,53	24,50	34,93	35,52	17,31	542,08	30,00	4440,00	57,50	0,59
4326,53	4350,86	24,33	35,52	36,11	17,55	559,63	30,00	4470,00	57,50	0,59
4350,86	4370,19	19,33	36,11	36,58	14,22	573,85	24,00	4494,00	57,50	0,59
4370,19	4375,01	4,82	36,58	36,70	3,59	577,44	6,00	4500,00	57,50	0,59
4375,01	4398,97	23,96	36,70	37,29	18,05	595,49	30,00	4530,00	57,50	0,59
4398,97	4422,74	23,77	37,29	37,88	18,29	613,78	30,00	4560,00	57,50	0,59
4422,74	4446,33	23,59	37,88	38,47	18,54	632,32	30,00	4590,00	57,50	0,59
4446,33	4465,06	18,73	38,47	38,94	15,01	647,33	24,00	4614,00	57,50	0,59
4465,06	4469,72	4,66	38,94	39,13	3,78	651,11	6,00	4620,00	57,50	0,94
4469,72	4491,30	21,58	39,13	40,00	17,83	668,94	28,00	4648,00	57,50	0,94

Примечание - Радиус искривления скважины 2913,56 м при интенсивности искривления 0,59 град/30 м.



## 7 ВЫБОР ТИПА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БУРЕНИЯ (БУРОВОГО РАСТВОРА).

### 7.1 Буровые растворы

Программа по буровым растворам разработана с учетом всех осложнений, которые могут возникнуть при строительстве бокового ствола Ch-204\_1 в эксплуатационной скважине Ch-204 на Турнейский горизонт месторождения Чинаревское.

#### 7.1.1 Основные проблемы при бурении скважины

Основными проблемами при бурении скважины являются:

- нефтегазопроявления с присутствием в газе  $H_2S$  до 0,83 % и  $CO_2$  до 1,55 %;
- поглощения;
- осыпи
- прихватоопасные зоны;

Решения:

- для недопущения нефтегазопроявлений требуется точное и непрерывное слежение за технологическими показателями (параметрами) бурового раствора и уровнем его в приемных емкостях с использованием приборов высокой точности;
- так как отмечается наличие  $H_2S$  и  $CO_2$ , то необходимо использование стационарных или переносных газоанализаторов и наличие индивидуальных средств защиты (противогазы, автономные дыхательные аппараты и т.д.);
- при вскрытии продуктивных пластов в буровой раствор регулярно должны вводиться реагенты поглотители или нейтрализаторы  $H_2S$  и  $CO_2$ ;
- 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 его, закрытие люков отстойников крышками, проведение работающим специального инструктажа.

Бурение интервала 2634-4648 м (вскрытие продуктивных пластов) производить с использованием минерализованного биополимерного ингибированного бурового раствора, утяжеленного кислоторастворимым карбонатом кальция.

При возникновении осыпей увеличить плотность бурового раствора, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений в раствор вводить в качестве наполнителя карбонат кальция (мрамор) типа  $CaCO_3$  F/M/C, при увеличении интенсивности поглощения вводить пакки LCM.



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

### **7.1.2 Обоснование плотности бурового раствора**

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

$$\rho_{б.р.} = 10 \times k_{н.д.} \times k_{пр.ср.},$$

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.

#### **Интервал 2634-4648 м**

$$\rho_{б.р.} = 10 \times 0,114 \times (1,04 \div 1,07) = 1,19 \div 1,22 \text{ г/см}^3$$

При бурении наклонно-направленного ствола скважины (интервал вскрытия продуктивных пластов) допускается применение бурового раствора плотностью 1,19-1,22 г/см<sup>3</sup>. Для расчетов принимаем плотность бурового раствора 1,22 г/см<sup>3</sup>.

В случае возникновения осыпей и/или возникновения признаков нефтегазопроявлений, рассмотреть вопрос о ступенчатом увеличении плотности бурового раствора до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.

В случае возникновения поглощений использовать в необходимом количестве кислоторастворимые наполнители (мрамор), типа  $\text{CaCO}_3$  F/M/C.

### **7.1.3 Выбор типа бурового раствора**

До начала бурения наклонно-направленного ствола скважины приготовить биополимерный ингибированный минерализованный буровой раствор утяжеленный карбонатом кальция плотностью 1,19 г/см<sup>3</sup>, обработанный реагентами согласно таблице 7.2 и заменить им весь объем бурового раствора, находящегося в скважине. При необходимости (осыпи, затяжки, посадки и/или нефтегазопроявления) плотность бурового раствора увеличить до 1,22 г/см<sup>3</sup>. В случае продолжения осложнений рассмотреть вопрос об увеличении плотности бурового раствора, до прекращения осложнений, не вызывая при этом поглощений.





Величина pH должна быть не менее 10 из-за присутствия сероводорода, для чего используется каустическая сода (NaOH);

- Для снижения содержания ионов  $\text{Ca}^{2+}$  вводить  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ;
- В качестве ингибирующей добавки использовать сульфированные асфальтены;
- В качестве реагента понизителя фильтрации использовать модифицированный крахмал;
- В качестве реагента структурообразователя используется ксантановый биополимер;
- Из-за присутствия кислых компонентов необходимо вводить ингибитор коррозии;
- В качестве поглотителя  $\text{H}_2\text{S}$  использовать Оксид цинка, либо аналогичный поглотитель;
- Необходимо использовать смазывающую добавку;
- Для контроля биологического разложения использовать биоцид;
- Для предотвращения вспенивания использовать противовспениватель;
- В качестве утяжелителя использовать NaCl (утяжелитель без твердой фазы) и мраморную крошку  $\text{CaCO}_3$  F/M для создания фильтрационной корки на стенках скважины и доутяжеления раствора до требуемой плотности;
- В случае возникновения поглощений вводить кислоторастворимый наполнитель  $\text{CaCO}_3$  F/M/C, количество наполнителя вводится в зависимости от интенсивности поглощения;

Требуемый объем бурового раствора, концентрация химических реагентов, входящих в состав бурового раствора, и их расходы приведены в таблицах 7.2, 7.3 и 7.6.

Примечания:

- 1 На буровой должны вестись журналы регистрации параметров бурового раствора, время их замера и расход химических реагентов;
- 2 Во время бурения скважины рецептуру обработки бурового раствора можно скорректировать;
- 3 Нормы расхода химических реагентов взяты в зависимости от геолого-технических условий бурения и подтверждены лабораторными работами 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 12 октября 2020 года;
- 4 Все химические реагенты должны проходить токсикологическую экспертизу;
- 5 Буровой раствор, оставшийся после бурения скважины, вывозится на хранение в Емкостной парк блоков (ЕПБ-70.1400), размещенный в "Цеху подготовки буровых отходов к утилизации ТОО "Жаикмунай" либо на утилизацию.



#### **7.1.4 Контроль качества и подготовка бурового раствора**

Бурение интервала 2634-4648 м (вскрытие продуктивных пластов) производить с использованием приготовленного минерализованного биополимерного ингибированного бурового раствора, утяжеленного карбонатом кальция. Замену бурового раствора произвести в 177,8 мм колонне.

При приготовлении бурового раствора и в процессе бурения вводить поглотители или нейтрализаторы сероводорода и ингибиторы коррозии.

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

В случае возникновения поглощений в буровой раствор необходимо вводить кислоторастворимый наполнитель карбонат кальция (мрамор), типа  $\text{CaCO}_3$  F/M/C. При увеличении интенсивности поглощения необходимо вводить смесь комплексных наполнителей.

В процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску хвостовика вводить смазывающую добавку.

Рабочие емкости должны быть оснащены специальными устройствами по контролю над уровнем промывочной жидкости в них с целью раннего обнаружения осложнений, связанных с поглощениями бурового раствора или нефтегазопроявлениями.

Учитывая возможные проблемы в процессе бурения скважины и методы их устранения, изложенные в разделе 7.1.1, необходимо обеспечить жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры (таблица 7.1) должны измеряться каждые 4 часа, кроме, плотность через 10-15 минут (при нефтегазопроявлениях плотность раствора измеряется через 5 минут) и условная вязкость (по СПВ-5, стандарт РК или по воронке Марша, стандарт АНИ) через 10-15 минут. При отсутствии на буровой газокаротажной станции 2 раза в смену производится контроль бурового раствора на насыщенность его газом (п. 85-5 Правил). Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то принимать меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.).

Результаты анализа бурового раствора должны сообщаться в буровое управление Компании.

Особые требования предъявляются к системе контроля над содержанием твердой фазы в буровом растворе и ее регулированию. Для чего циркуляционная система буровой установки должна быть оснащена самым современным оборудованием для очистки и



регулирования содержания твердой фазы (вибрационные сита, оснащенные сетками с ячейками для грубой очистки 40-80 меш и для тонкой очистки 200-230 меш, гидроциклонные пескоотделитель и илоотделитель, центрифуга – при необходимости). Илоотделитель должен работать при содержании коллоидной фазы выше значений, предусмотренных проектом (таблица 7.1). Эффективное использование системы очистки позволит обеспечить поддержание запроектированных параметров бурового раствора, сократить затраты на его обработку (избежать максимального разбавления) и обеспечить сохранение коллекторских характеристик продуктивных пластов.

За 50-100 м до вскрытия продуктивных пластов начать ввод поглотителей или нейтрализаторов сероводорода и углекислого газа.

Контроль над содержанием сероводорода/сульфидов в буровом растворе осуществляется экспресс-методом с использованием прибора Гарретта по СТ РК ISO 10414-2-2012 «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 7 к таблице 7.3.

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

- концентрация газов, наличие сульфидов и плотность промывочной жидкости;

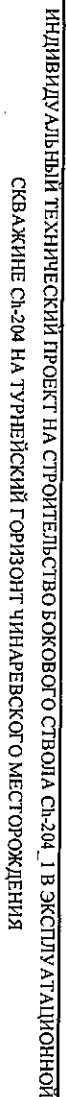


- уровень промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции;
- уровень промывочной жидкости в приемных емкостях.

Периодически, в процессе бурения и при подготовке ствола скважины к спуску обсадной колонны, прокачивать специально приготовленную вязкую пачку раствора той же плотности (в количестве 5-7 м<sup>3</sup>) с целью дополнительной очистки ствола скважины, особенно в кавернозной части его.

Перечень оборудования по очистке бурового раствора представлен в таблице 7.7.





## ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

66



Таблица 7.2 - Компонентный состав бурового раствора и характеристика компонентов

Номер интервала с одинако- вым доле- вым соста- вом буро- вого рас- твора	Интервал, м		Название (тип) · бурового раствора	Плот- ность раствора, г/см <sup>3</sup>	Смена раствора для буре- ния ин- терва- ла (да, нет)	Название ком- понента	Плот- ность, г/см <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Хвостовик	2634	4648	Биополимерный минерализованный ингибированный буровой раствор	1,22	да	Вода	1,00	92			799,0	
						Ингибитор коррозии	1,41				в/с	1,0
						Ксантановый биополимер	1,50				в/с	3,0
						Модифицированный крахмал	1,50				в/с	15,0
						Смазывающая добавка	1,04				в/с	5,0
						NaOH	2,13				в/с	1,00
						NaCl	2,16				в/с	167,0
						Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	2,54				в/с	1,0
						Сульфированный асфальтен	1,01				в/с	18,0
						Биоцид	1,00				в/с	1,0
						Противовспениватель	0,95				в/с	1,0
						Оксид цинка	5,61				в/с	6,0
						CaCO <sub>3</sub> F/M	2,71				98	в/с
Примечания												
1 В случае возникновения поглощений необходимо в раствор вводить кислоторастворимые наполнители, такие как CaCO <sub>3</sub> F/M/C;												
2 Рецептura бурового раствора может быть изменена;												
3 Компоненты буровых растворов должны в обязательном порядке проходить токсикологическую экспертизу.												



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

Интервал, м		Коэффициент запаса раствора на поверхности	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м <sup>3</sup> /м и его компонентов, кг/м <sup>3</sup> в интервале			Потребность бурового раствора, м <sup>3</sup> 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			
Хвостовик			Биополимерный минерализованный ингибированный буровой раствор				184,4		110,6	295,1			
2634	4648			Вода	799,0	нет					147349,2	88409,5	235758,7
				Ингибитор коррозии	1,0	нет					184,4	110,6	295,1
				Ксантановый биополимер	3,0	нет					553,2	331,9	885,2
				Модифицированный крахмал	15,0	нет					2766,2	1659,7	4425,9
				Смазывающая добавка	5,0	нет					922,1	553,2	1475,3
				NaOH	1,0	нет					184,4	110,6	295,1
				NaCl	167,0	нет					30797,2	18478,3	49275,5
				Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	1,0	нет					184,4	110,6	295,1
				Сульфированный асфальтен	18,0	нет					3319,5	1991,7	5311,1
				Биоцид	1,0	нет					184,4	110,6	295,1
				Противовспениватель	1,0	нет					184,4	110,6	295,1
				Оксид цинка	6,0	нет					1106,5	663,9	1770,4
				CaCO <sub>3</sub> F/M	202,0	нет					37249,4	22349,6	59599,0
Общая потребность бурового раствора на скважину													
2634	4648						184,4		110,6	295,1			
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"													
2 К кав.(коэффициент кавернозности) =1,08 интервале 2634-4648 м;													
3 Потери раствора - 20 %;													



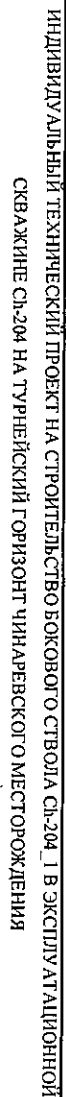
**Продолжение таблицы 7.3**

4 Нормы расхода химреагентов взяты в зависимости от геолого-технических условий бурения и подтверждены лабораторными работами, проведенными в НИЛЦ АО "НИПИнефтегаз" аккредитованном в системе аккредитации Республики Казахстан на соответствие требований ГОСТ ISO/IEC 17025-2019, для идентичной скважины м. Чинаревское. Аттестат аккредитации № KZ.T.13.1064 от 12 октября 2020 года;

5 Согласно Правилам 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 Оксиды цинка - 1106,5 кг;

6 Буровой раствор, оставшийся после бурения скважины вывозится на хранение в Емкостной парк блоков (ЕПБ-70.1400), размещенный в "Цеху подготовки буровых отходов к утилизации ТОО "Жаикмунай"", либо на утилизацию.





**ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА**

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 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
					плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4		6	7	8	9	10	11
*	Эксплуатационная 177,8 мм			NaHCO₃	2,53		>90	в/с	0,7	35,8
ИТОГО										35,8

\* - спушена ранее.

1

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Характеристика компонента				Норма расхода на обработку 1 м³ раствора, кг/м³	Количество, кг
			плотность, г/см³	влажность, %	содержание вещества в товарном продукте (жидкости), %	сорт		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
не требуется								



Таблица 7.6 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

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, м	на бурение в интервале, м		
		2634 4648	2634 4648	на буре- ние	всего с запасом
1	2	3	4	5	6
Вода		147,3	88,41	88,41	235,8
Ингибитор коррозии	Ст.АНИ	0,184	0,111	0,111	0,295
Ксантановый биополимер	Ст.АНИ	0,553	0,332	0,332	0,885
Модифицированный крахмал	Ст.АНИ	2,766	1,660	1,660	4,426
Смазывающая добавка	Ст.АНИ	0,922	0,553	0,553	1,475
NaOH	ГОСТ 2263-79	0,184	0,111	0,111	0,295
NaCl	ГОСТ 4233-77	30,80	18,48	18,48	49,28
Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub>	ГОСТ 5100-85	0,184	0,111	0,111	0,295
Сульфированный асфальтен	Ст.АНИ	3,319	1,992	1,992	5,311
Биоцид	Ст.АНИ	0,184	0,111	0,111	0,295
Противопениватель	Ст.АНИ	0,184	0,111	0,111	0,295
Оксид цинка	Ст.АНИ	1,106	0,664	0,664	1,770
CaCO <sub>3</sub> F/M	Ст.АНИ	37,25	22,35	22,35	59,60
NaHCO <sub>3</sub>	ГОСТ 2156-76	0,0	0,036	0,036	0,036
Примечание - Допускается применение хим.реагентов, производимых по другим стандартам отечественных и зарубежных производителей.					



Таблица 7.7 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	типоразмер или шифр	Количество, шт	ГОСТ, ОСТ и т.д на 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) 6	до (низ) 7
<b>Буровая установка ZJ 70</b>						
Вибросита	DERRICK	3	Ст. АНИ	3 - 2+илоотделитель	2634	4648
Пескоотделитель	DERRICK	1	Ст. АНИ			
Илоотделитель	DERRICK	1	Ст. АНИ			
Центрифуга	DE-1000FHD	1	Ст. АНИ			
Блок приготовления раствора: гидроворонка для пригот.раст.		2	Ст. АНИ			
гидромешалка		1	Ст. АНИ			
гидросмеситель		1	Ст. АНИ			
механ. перемешиватели		18	Ст. АНИ			
гидроперемешиватели		28	Ст. АНИ			
Примечание: возможно использование оборудования другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.						



## 8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. таб. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				Осевая нагрузка, тс	Скорость вращения, об/мин, тип забойного двигателя	Расход бурового раствора, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2234	2634	Зачистка в 7" колонне, разбуривание цемента, проработка	Роторный	1	1-3	80	18	20
2629	2634	Вырезание окна в колонне	Роторный	2	2-5	100-115	18	1
2634	4648	Бурение под 114,3 мм хвостовик	Комбинированная система: РУС (Power D) +ВЗД	3	2-7	150-170	18	3
2534	4648	Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике	Роторный	4	2-3	250	7	27,3



Таблица 8.2 - Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Услов- ный но- мер КНБК	Элементы КНБК (до бурильных труб)								
	Типоразмер, шифр	Рассто- яние от забоя до места установ- ки, м	Техническая характеристика				Сум- марная длина КНБК, м	Сум- марная масса КНБК, т	Приме- чание
			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	Цементная фреза 6"	0	152,4	0,58	25	-			
	7" колонный скрепер	0,58	152,4	1,01	70,3				
	Наддолотный переводник 4 3/4"	1,59	120,7	0,73	50,8				
	Короткое 4 3/4" УБТ (DC)	2,32	120,7	3,01	209,5				
	Колонный стабилизатор	5,33	152,4	1,78	160				
	4 3/4" инструмент MWD	7,11	120,7	7,67	533,8				
	4 3/4" УБТ (DC)	14,78	120,7	47,20	3285,1				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	61,98	88,9	84,96	2999,1		146,9	7,3	
2	Фреза 5 3/4" для прорезания окна	0	146,1	0,31	20				
	Нижняя шаровая фреза 5 7/8"	0,3	149,2	1,68	160				
	Шарнирное соединение	2,0	120,7	2,00	139,5				
	Верхняя шаровая фреза 6"	4,0	152,4	1,78	160				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	5,8	88,9	9,44	333				
	SLIM-1 (MWD)	15,2	120,7	1,80	125				
	120,65 мм Ясс (4 3/4" JAR)	17,0	120,7	9,45	650				
	4 3/4" УБТ (DC)	26,4	120,7	56,64	3942				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	83,1	88,9	84,96	2999		168,0	8,5	
3	Долото 152,4 мм PDC (6" IADC M223)*	0	152,4	0,19	16				
	РУС (PowerD 475) с 149,2 мм стаб и обр клап	0,19	120,7	4,56	342				
	Винтовой забойный двигатель M1X	4,75	120,7	6,62	280				
	Н/маг стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	11,37	149,2	1,47	160				
	Электромагнитная система MWD	12,84	120,7	10,70	745				
	Н/маг 120,7 мм УБТ (4 3/4" NMDC)	23,54	120,7	6,50	449				
	120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	30,04	120,7	56,64	3942				
	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	86,68	120,7	7,90	650				
	120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	94,58	120,7	28,32	1971				
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	122,90	88,9	84,96	3016		207,9	11,57	



продолжении таблицы 8.2

1	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	Фреза 3 3/4"	0	95,3	0,3	5				
	Переводник с обратным клапаном	0,3	73	0,5	14				
	Перепускной переводник	0,8	73	0,5	12				
	Переходный переводник	1,3	79,4	0,4	13				
	79.4 мм Ясс (3 1/8" JAR)	1,7	79,4	4,6	200				
	Переходный переводник	6,3	73	0,4	12				
	73 мм (2 7/8") НКТ	6,7	73	2114	19512				
	Переходный переводник	2120,7	88,9	0,5	20				
	Циркуляционный переводник	2121,2	88,9	1,4	97		2122,6	19,89	
<p>Примечание</p> <p>1 Допускается корректировка КНБК и способа бурения по фактическим геологическим условиям проводки скважины, а также рекомендациям бурового подрядчика и сервисной компании по направленному бурению, при согласовании с представителями Заказчика.</p> <p>* Возможно использование долот других типов.</p>									



Таблица 8.3 - Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки		Потребное количество на интервал, шт, (для УБТ и НКТ комплектов)
		от (верх)	до (низ)	величина, м	источник норм	
1	2	3	4	5	6	7
Цементная фреза 6"	Зачистка в 7" колонне, проработка	2234	2634	1200	Местные нормы	1
Наддолотный переводник 4 3/4"	Зачистка в 7" колонне, проработка	2234	2634			1
Колонный стабилизатор 152,4 мм	Зачистка в 7" колонне, проработка	2234	2634	1500		1
4 3/4" УБТ (DC)	Зачистка в 7" колонне, проработка	2234	2634			1 комплект
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Зачистка в 7" колонне, проработка	2234	2634			1 комплект
7" колонный скрепер	Зачистка в 7" колонне, проработка	2234	2634			1
Фреза 5 3/4" для прорезания окна	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1
Нижняя шаровая фреза 5 7/8"	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1
Верхняя шаровая фреза 6"	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1
Шарнирное соединение	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1 комплект
4 3/4" УБТ (DC)	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1 комплект
120,65 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Вырезание окна в 177,8мм колонне	2629	2634			1
Долото 152,4 мм (6" IADC 517)*	Подбуривание и бурение	2634	4648	155	Местные нормы	1
Долото 152,4 мм PDC (6" IADC M223)*	Бурение, проработка	2634	4648	550		3
РУС (PowerD 475) с 149,2 мм стаб и обр клап	Бурение, проработка	2634	4648			1
Винтовой забойный двигатель MIX	Бурение, проработка	2634	4648			1
Н/маг стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Бурение, проработка	2634	4648	1250		1
Электромагнитная система MWD	Бурение, проработка	2634	4648			1
Н/маг 120,7 мм УБТ (4 3/4" NMDC)	Бурение, проработка	2634	4648			1 комплект
120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	Бурение, проработка	2634	4648			1 комплект
120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Бурение, проработка	2634	4648			1
88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Бурение, проработка	2634	4648			1 комплект
Фреза 3 3/4"	Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике	2534	4648	2500	Местные нормы	1
Переводник с обратным клапаном 73 мм		2534	4648			1
Перепускной переводник 73 мм		2534	4648			1
Переходный переводник 79,4 мм		2534	4648			1
Переходный переводник 73 мм		2534	4648			1
79,4 мм Ясс (3 1/8" JAR)		2534	4648			1
Переходный переводник 88,9 мм		2534	4648			1
Циркуляционный переводник 88,9 мм		2534	4648			1

продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7
73 мм (2 7/8") НКТ		2534	4648			1 комплект
* Возможно использование долот других типов.						







Таблица 8.4 - Суммарное количество и масса элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Суммарная величина			
			Количество элементов КНБК, шт (м)			Масса по типоразмеру или шифру, кг
1	2	3	для проработки ствола	для бурения расширки и отбора керна	по типоразмеру или шифру	7
Эксплуатационная 177,8 мм	Цементная фреза 6"	Ст. АНИ	0,08	0,33	1	25
	Наддолотный переводник 4 3/4"	Ст. АНИ			1	50,8
	Колонный стабилизатор 152,4 мм 4 3/4" УБТ (DC)	Ст. АНИ	0,07	0,3	1	160
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Ст. АНИ			50,21	3495
	7" колонный скрепер	Ст. АНИ			84,96	2999
		Ст. АНИ			1	70,3
Хвостовик 114,3 мм	Фреза 5 3/4" для прорезания окна	Ст. АНИ			1	20
	Нижняя шаровая фреза 5 7/8"	Ст. АНИ			1	160
	Верхняя шаровая фреза 6"	Ст. АНИ			1	160
	Шарнирное соединение	Ст. АНИ			1	139,5
	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	Ст. АНИ			84,96	3016,1
	4 3/4" УБТ (DC)	Ст. АНИ			84,96	5913,22
	120,65 мм Ясс (4 3/4" JAR)	Ст. АНИ			1	650
	Долото 152,4 мм (6" IADC 517)*	Ст. АНИ	2,60	12,99	1	12
	Долото 152,4 мм (PDC 6", M223)*	Ст. АНИ	0,73	3,66	1	16
	Н/м стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	Ст. АНИ	0,32	1,61	1	160
	Роторная управляемая система (РУС)	Ст. АНИ			1	425
Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике	Фреза 3 3/4"	Ст. АНИ		0,8	1	5
	Переводник с обратным клапаном 73 мм	Ст. АНИ		1	1	14
	Перепускной переводник 73 мм	Ст. АНИ		1	1	12
	Переходный переводник 79,4 мм	Ст. АНИ		1	1	13
	Переходный переводник 73 мм	Ст. АНИ		1	1	12
	79,4 мм Ясс (3 1/8" JAR)	Ст. АНИ		1	1	200
	73 мм (2 7/8") НКТ	Ст. АНИ			2114	19512
	Циркуляционный переводник 88,9 мм	Ст. АНИ		1	1	97
	Переходный переводник 88,9 мм	Ст. АНИ		1	1	20

\* Возможно использование долот других типов.



Таблица 8.5 - Рекомендуемые бурильные трубы

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 88,9 мм (3 1/2" DP) трубы по ст. АНИ 5АХ	88,9	9,35	G-105	NC-38	4440	есть
НКТ с обычной муфтой*	73,0	5,51	C-95	VAM	2114	есть
* Допускается использование альтернативных НКТ или СБТ диаметра 73 мм с замковым соединением типа NC-26, обеспечивающих проходимость труб через хвостовик диаметром 114,3 мм.						



Таблица 8.6 - Конструкция буровых колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции буровой колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика буровой трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			Тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	Тип замкового соединения		секции	нарастающая с учётом КНБК	статическую прочность	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение под 114,3 мм хвостовик	2634	4648	4648	1	СБТ (DP)	88,9	G-105	9,35	NC-38	4440	95,0	106,6	1,61	>>1,5
Спуск 114,3 мм хвостовика	2534	4648	-	- 1	- СБТ (DP)	- 88,9	- G-105	- 9,35	- NC-38	2114 2534	41,4 54,2	- 95,6	- 1,80	- -
Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике	0 2534	2534 4648	2534	2 1	СБТ (DP) НКТ	88,9 73,0	G-105 C-95	9,35 5,51	NC-38 VAM	2534 2114	55,8 19,5	75,4 19,5	2,28 4,00	- -



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

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Хвостовик 114,3 мм	2634	4648	120,7 УБТ (4 3/4" DC)	120,7	AISI 4145 H	31,8	NC-38	84,96	5,91	6,15	-
			ТБТ 88,9 (3 1/2" HWDP)	88,9	AISI 4145 H	18,3	NC-38	84,96	3,02	3,14	-
			СБТ 88,9 (3 1/2" DP)	88,9	G-105	9,35	NC-38	4440	95,0	98,82	-
			НКТ	73,0	C-95	5,51	VAM	2114	19,5	20,3	-



Таблица 8.8 - Оснастка талевой системы

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	4648	Бурение, спуск 114,3 мм (4 1/2") хвостовика	5	6



Таблица 8.9 - Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, промывка и т.д.)	Тип буровых насосов	Количество насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэффициент использования гидравлической мощности	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэффициент наполнения	число ходов в мин	производительность, л/с	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2634	4648	Бурение, проработка, промывка	F-1600	1	0,33	139,7 (5,5")	37,55	0,9	69	15	15
2534	4648	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	F-1600	1	0,14	139,7 (5,5")	37,55	0,9	32	7	7
2534	4648	Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике	F-1600	1	0,12	139,7 (5,5")	37,55	0,9	32	7	7



Таблица 8.10 - Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции (см табл. 8.9)	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давлений (МПа) для конца интервала в				
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
2634	4648	Бурение, проработка, промывка	29,30	0,50	4,63	16,29	7,88	0,10
2534	4648	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	17,68	0,60	-	5,41	11,59	0,08



Таблица 8.11 - Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции (см. табл. 8.9)	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см <sup>2</sup>	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
2634	4648	Бурение, проработка, промывка	1,10	0,086	Периферийная		4	11,1	24	10
2534	4648	Шаблонирование в 114,3 мм хвостовике	0,51	0,098	Центральная	18			27	6



**НОРМЫ**  
на механическое бурение скважины Ch-204\_1 на месторождении Чинаревское

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
Нижняя пермь (артинско-ассельский ярус)+средний карбон (московский) P <sub>1</sub> (a-as)+ + C <sub>2</sub> m(vr) Средний карбон (башкирский) - C <sub>2</sub> b(kp)	Средние, твёрдые	2634	4648	152,4 PDC	550	3



## 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 [25] по максимальным значениям избыточных наружных и внутренних давлений, а также осевых нагрузок. Прочностные характеристики обсадных труб приняты по инструкции [25], стандартам API и техническим условиям фирм поставщиков.

### 9.2 Выбор обсадных труб

При вскрытии нефтяных пластов в интервале 4257 – 4344 м (газовый фактор  $265 \text{ м}^3/\text{т}$ ), содержание  $\text{H}_2\text{S}$  – 0,83 % объемных, максимальное пластовое давление –  $355 \text{ кгс/см}^2$ , парциальное давление  $\text{H}_2\text{S}$  равно  $3 \text{ кгс/см}^2$ . В соответствии с рекомендациями NACE MR-01-75 (таблица 12.1), при парциальном давлении  $\text{H}_2\text{S}$  более  $0,703 \text{ кгс/см}^2$ , возможно СКРН.

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

В соответствии с вышеизложенным, для 114,3 мм хвостовика приняты трубы марки L80 по спецификации 5СТ АНИ, с газогерметичными соединениями.

Допустимо применение обсадных труб и их соединений по стандарту 5СТ АНИ или фирменных с аналогичной характеристикой, а также обсадных труб из сталей других групп прочности и толщин стенок, при условии обеспечения ими нормативных коэффициентов запаса прочности.



## Исходные данные

№ № пп	Исходные данные для расчета	Обоз- наче- ние	Колонна
			Хвостовик
1	Диаметр колонны, мм	Dk	114,3
2	Диаметр ствола скважины, мм	Dc	152,4
3	Интервал установки колонны, м: -верх	lo	2534
	-низ	L	4491/4648 *
4	Башмак предыдущей колонны (окно)	Lo	2634
5	Удельный вес, гс/см <sup>3</sup> :		
	-цементного раствора	Уц	1,90
	-бурового раствора	Убр	1,22
	-опрессовочной жидкости	Уж	1,00
	-жидкости в колонне при расчете	Ув	
	Рни		0,780 **
	Рви		0,698 **
6	Расстояние от устья до уровня, м:		
	-цемента	h	2534
	-жидкости в колонне при освоении	H	2000
		Глубина, м	Давление, кгс/см <sup>2</sup>
7	Пластовые давления	2534	253
		4182	477
		4245	200
		4387	355
8	Пласт, которому соответствует максимальное давление на устье	4433	532
* Глубина по вертикали/стволу скважины. ** Плотность пластовой нефти.			



Хвостовик 114,3 мм

Наружное давление, кгс/см<sup>2</sup>

Глубина	Пластовое	Гидростатическое	Горное	Расчетное
2534	253	271	-	271
4182	477	447	-	477
4245	200	454	-	454
4387	355	469	-	469

Минимальные внутренние давления (эксплуатация)

2534	$P_z = 0,1 \times Y_r \times Z$	198
4182		326
4245		331
4387		342

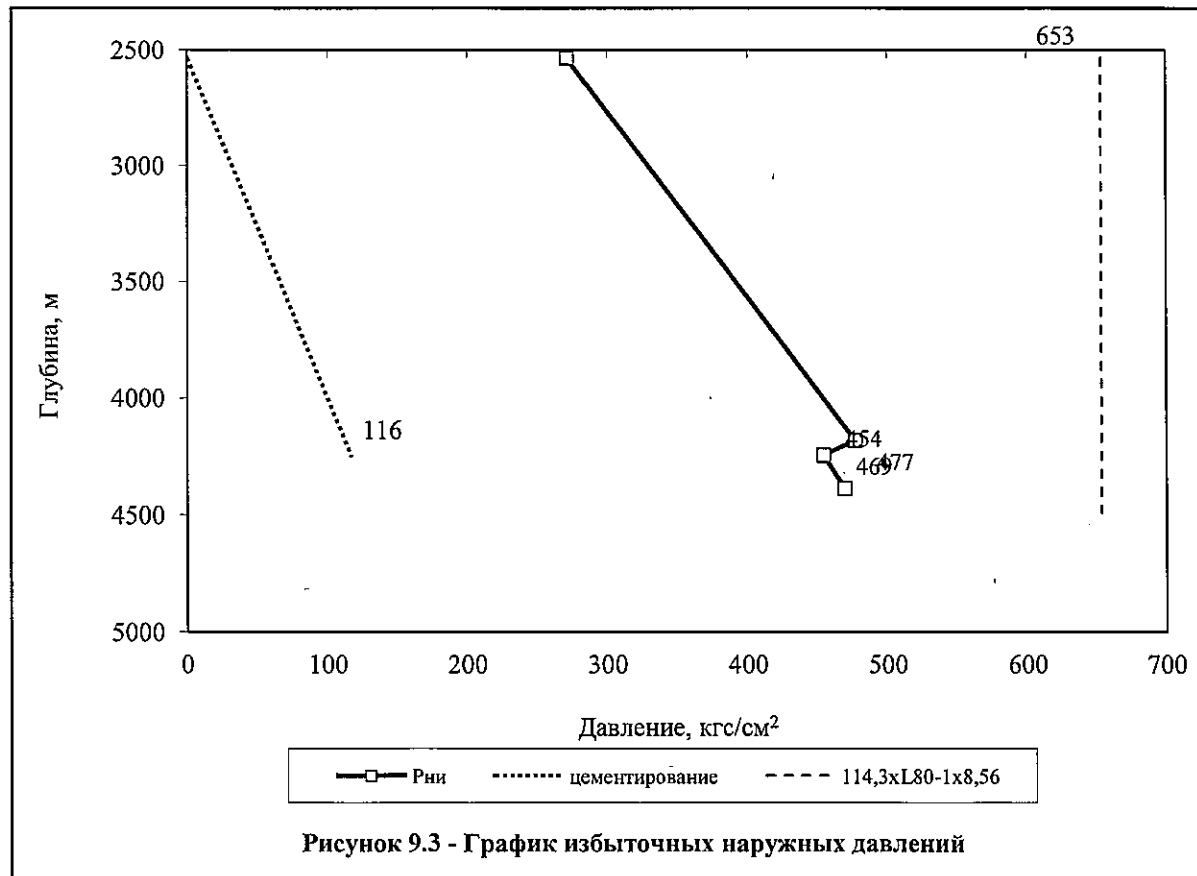
Наружные избыточные давления при цементировании

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см <sup>2</sup>
2534	$P_{ни} = 0,1 \times (Y_c - Y_{бр}) \times (Z - h)$	0
4182		112
4245		116
4387		126

Максимальные наружные избыточные давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см <sup>2</sup>
2534	$P_{ни} = P_{Hz} - P_{вz}$	271
4182		477
4245		454
4387		469

Максимальные наружные избыточные давления рассчитаны из условия полного опорожнения скважины



## Внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула		Давление, кгс/см <sup>2</sup>	
	опрессовка	закрытая скважина	опрессовка	
Устье	$P_{у.оп} = P_{ву} + 0,1 \times (1,1 \times Y_{в} - Y_{ж}) \times h$	$P_{ву} = P_{пл} / e^s$	281	

## Избыточные внутренние давления

Глубина, м	Расчетная формула	Давление, кгс/см <sup>2</sup>	
		опрессовка	
0	$P_{у.оп} = P_{ву} + 0,1 \times (1,1 \times Y_{в} - Y_{ж}) \times h$	281	
2534	$P_{ви} = P_{у.оп} + 0,1 \times Y_{ж} \times Z - P_{н}$	281	
4182		222	
4245		506	
4387		364	

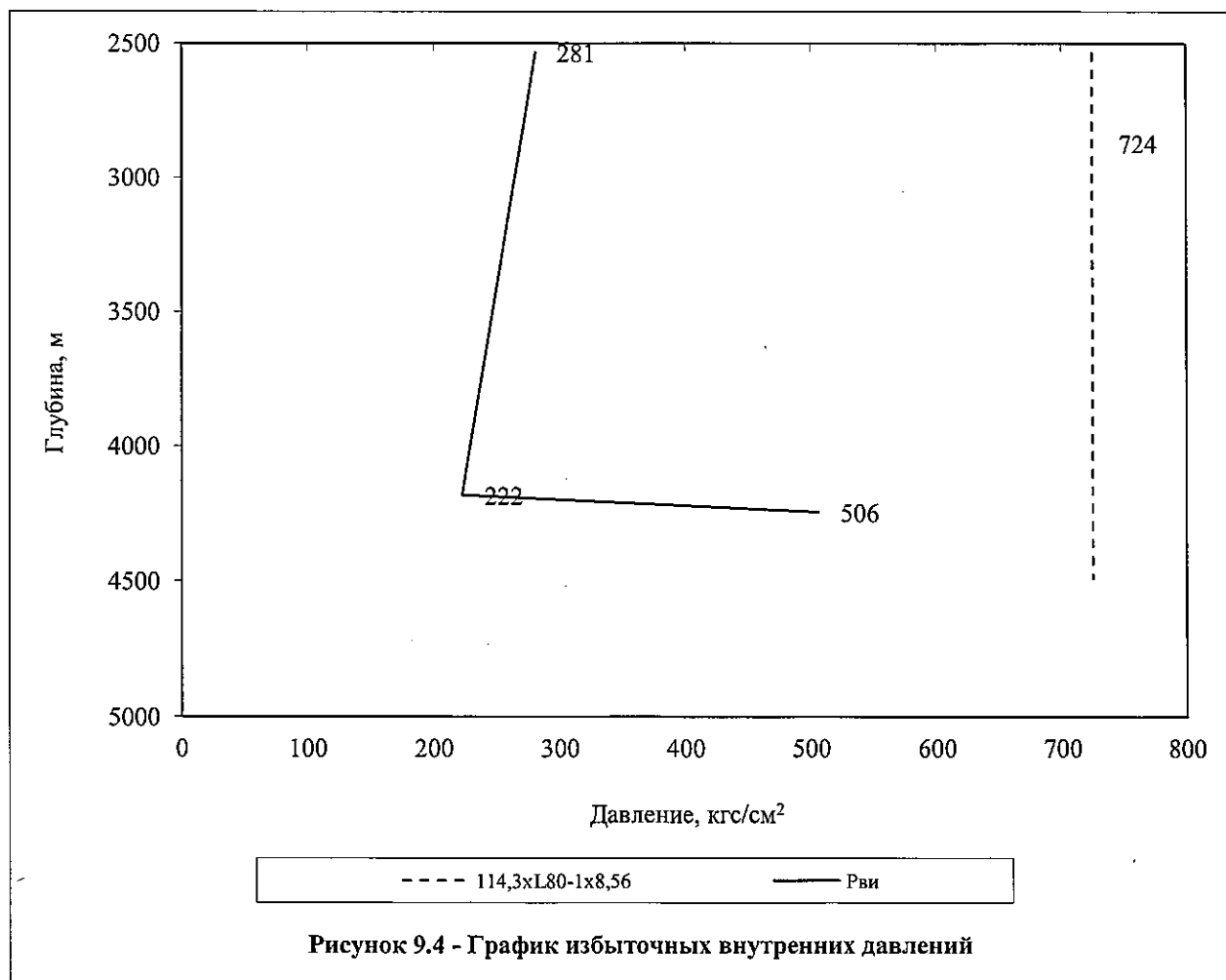




Таблица 9.1 - Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: ДА, НЕТ			Опрессовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки (сверху вниз), м
		допустима ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по:		краткое название, тип	плотность, г/см <sup>3</sup> , для газа - относительная по воздуху	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	1	НЕТ	ДА	НЕТ	вода	1,0	-

Таблица 9.2 - Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.3, гр. 5)	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны (см. табл. 5.2, гр. 8)	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см <sup>2</sup>		внутреннее, кгс/см <sup>2</sup>	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Хвостовик 114,3 мм	1	2534	4491/4648*	271	454	281	506

\* Глубина скважины по вертикали/стволу.



Таблица 9.3 - Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр, мм	производство: отечественное, импортное	Тип соединения	марка (группа прочно- сти) труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
114,3	импортное	ОТТГ*	L80	8,56	да

\* – допускается использование других отечественных и импортных премиальных, газогерметичных типов соединений с узлом уплотнения «металл-металл»

Таблица 9.4 - Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска (см. табл. 5.2, гр. 1)	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска (см.табл. 5.2, гр. 8)	Номер равнопрочной секции труб в раздельно спускаемой части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки равнопрочной секции, м		Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициент запаса прочности при		
			от (верх)	до (низ)				Номинальный наружный диаметр, мм	Тип соединения	марка (группа прочности) материала труб	толщина стенки, мм	избыточном давлении		растяжении
												наружном	внутреннем	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	1	1	2534	4648	2114	47,50	47,50	114,3	ОТТГ*	L80	8,56	1,37	1,4	4,53

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 Интервал спуска хвостовика может быть скорректирован в связи с горно-геологическими условиями бурения и данными ГИС.

3 Эксплуатационная обсадная колонна 177,8 мм спущена и зацементирована ранее.

Таблица 9.5 - Суммарная масса обсадных труб

Характеристика труб		Масса труб с заданной характеристикой, т		
Тип соединения	Условное обозначение трубы	теоретическая	с плюсовым допуском	с нормативным запасом
1	2	3	4	5
ОТТГ*	114,3x8,56xL80	47,50	49,88	52,37

\* – допускается использование других отечественных и импортных премиальных, газогерметичных типов соединений с узлом уплотнения «металл-металл»



Таблица 9.6 - Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны						Суммарное на колонну	
			наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	интервал установки, м (по стволу)		количество элементов на интервал, шт.	количество, шт.	масса, кг
						от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Хвостовик	1	114,3 мм (4 1/2") колонный башмак с обратным клапаном	Стандарт API 10F	14	-	4648	1	1	14
			114,3 мм (4 1/2") муфта с обратным клапаном	Стандарт API 10F	8	-	4636	1	1	8
			114,3 мм (4 1/2") посадочная муфта	-	6	-	4624	1	1	6
			114,3 мм (4 1/2") центраторы	Стандарт API 10D	5,5	4200 2534	4636 4200	37 47	84	462
			Устройство для подвески хвостовика 114,3мм x 177,8 мм (4 1/2"x7")	-	80	-	2534	1	1	80
			Пробки продавочные	-	2	-	-	2	2	4
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 Подвеска 114,3 мм хвостовика подбирается с учетом внутреннего диаметра 177,8 мм обсадной колонны.										





Таблица 9.7 - Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска (элеватор, спайдер, спайдер-элеватор)	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях, м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	название колонны	номер части колонны в порядке спуска		шифр или название	ГОСТ, ТУ на изготовление						глубина, м	продолжительность, мин	расход л/с
						от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1	Хвостовик 114,3 мм	1	Элеватор, спайдер-элеватор	Р-402	ТУ 38-101-786	0	1500	0,7-0,5	4648	п.1	1000	1 цикл	15
						1500	2000	0,5-0,3			2000	1 цикл	15
						2000	2634	0,3-0,25			2634	1 цикл	15
						2634	4648	0,25-0,2			3000	1 цикл	15
Далее через 100 м													
Примечания													
1 При необходимости долива колонн при спуске хвостовика максимально допустимая высота незаполненной части при четырехкратном запасе прочности составит: 1338 м													
2 Скорость спуска обсадных колонн принята в соответствии с рекомендациями СТ РК 1746-2008.													
3 Частоту и продолжительность промывок следует уточнять по фактическому состоянию ствола скважины.													



Таблица 9.8 - Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см <sup>3</sup>		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см <sup>2</sup>			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера кгс/см <sup>2</sup>	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу-вверх) (см. табл 9.4)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, кгс/см <sup>2</sup>
				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
*	Эксплуатационная 177,8мм	-	-	1,0	-	281	-	-	-	-	-	-
1	Хвостовик 114,3 мм	1		1,0	-		-		-	-	1	-

**Примечания**

- Обсадные трубы с высокогерметичными соединениями допускается не опрессовывать на поверхности, если они прошли 100 % гидроиспытание на заводе изготовителе и зафиксированы в сертификатах [26, пункт 1.10].
- Цементирование хвостовика производится до высоты подвески.
- Опрессовка приустьевой части 177,8 мм эксплуатационной колонны и устьевого оборудования газом может производиться:
  - Компрессором соответствующего давления.
  - С использованием системы газонагнетательных трубопроводов.
  - 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 100 м, создать давление в затрубном  $P_y=80$  кгс/см<sup>2</sup>;
    - закачкой цементировочным агрегатом воды в трубное создать в затрубном давление на устье согласно таблице 9.8.

\* Спущена и зацементирована ранее.



## 9.2 Цементирование обсадных колонн

Таблица 9.9 - Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл.5.2, гр. 2)	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны				Данные о каждой ступени цементирования				
			номер в порядке спуска (см. таб. 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	Хвостовик	прямой	1	2534	4648	-	-	24	Тампонажный	2534	4648

Таблица 9.10 - Характеристика жидкостей для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)								
				тип или название	объем порции, м <sup>3</sup>	плотность, гс/см <sup>3</sup>	водоотделение, %	водоотдача, см <sup>3</sup> /30мин (по АНИ)*	пластическая вязкость, сП	динамическое напряжение сдвига, фунт/100фт <sup>2</sup>	Время загустевания, мин	время ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Хвостовик	1	1	Буферная	8,0	1,35	-	-	-	-	-	-
				Тампонажный	14,8	1,90	0	<30	80-100	25	240	24
				Продавочная	28,6	1,22	-	<4	миним.	15-20	-	-

### Примечания

- 1 Объем тампонажного раствора рассчитан с учетом коэффициента кавернозности (табл. 4.1), уточняется по фактическим данным ГИС;
  - 2 Продавочная жидкость - буровой раствор;
  - 3 Герметизировать устье скважины превентором на период ОЗЦ после цементирования 114,3 мм хвостовика [52].
- \* Стандарт Американского Нефтяного Института (АНИ).



Таблица 9.11 - Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны (см. табл. 5.2, гр. 2)	Номер части колонны в порядке спуска (см. табл.5.2, гр. 8)	Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Влажность, %	Сорт	Норма расхода компонента, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Хвостовик	1	1	Буферная	Вода	1,00	-	-	794,1
					Реагент для предотвращения поглощений (Seal Bond или аналог)	-	-	-	34,3
					Утяжелитель (CaCO <sub>3</sub> )	2,70	-	-	555,4
					Дисперсант (US-40 или аналог)	1,10	-	-	32,0
					Поверх-активное в-во (MCS-G или аналог)	1,02	-	-	29,6
				Тампонажный	Цемент G (HSR)	3,15	-	-	1318,6
					Понижитель водоотдачи (FL-62 или аналог)	1,28	-	-	18,5
					Понижитель вязкости ( CD-32 или аналог)	1,25	-	-	6,6
					Реагент, улуч. сцепление (BA-10 или аналог)	2,20	-	-	105,5
					Замедлитель схватывания (R-21 или аналог)	1,36	-	-	4,0
					Пеногаситель ( FP-21L или аналог)	0,88	-	-	1,8
					Вода	1,00	-	-	581,4
				Продавочная	Буровой раствор	1,22	-	-	-
Примечание: Рецептура тампонажного раствора корректируется в соответствии с геологическими условиями скважины по результатам лабораторных анализов, проведенных с использованием химических реагентов и цемента с буровой.									



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

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны в порядке спуска (снизу-вверх)	Номер ступени цементированной 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 цилиндрических втулок, мм	скорость агрегатов или число двойных ходов насоса	суммарная производительность агрегатов, л/с	давление, кг/см <sup>2</sup>		объем порции на данном режиме, м <sup>3</sup>		
											допустимое для агрегатов (буровых насосов)	на устье скважины в конце операции		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 хвостовика	Буферная	35-8-5/PSM	закачка	1	114,3		21,2			8,0	6	6
				Тампонажный		затворен.	1	114,3		13,3		14,8	19	19	
				Тампонажный		закачка	1	114,3		13,3		14,8	5	24	
				Сброс пробки							5	29			
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		13,3		26,6	33	62	
				Бур.раствор		продавка	1	114,3		5,3		142	2,0	7	69

Примечания

- 1 Регламентом процесса цементирования предусматривается контроль и регистрация следующих технологических параметров: плотность цементного раствора, производительность цементируемого 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 цементируемым агрегатом;
- 2 Допускается применение цементируемых агрегатов других фирм-производителей, обеспечивающих требуемые режимы цементирования.



Таблица 9.13 - Схема обвязки и потребность в цементирующих агрегатах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Номер схемы обвязки цементирования	Потребное количество ЦА											Примечание
						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	2534	4648	-	35-8-5/PSM	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-

Таблица 9.14 - Потребность в смесительных машинах, цементовозах и автоцистернах

Номер колонны в порядке спуска	Номер части колонны	Номер ступени цементирования	Интервал, м (по стволу)		Потребное количество												
					смесительных машин				цементовозов				автоцистерн				
					тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для		тип	всего	в том числе для доставки жидкости		
			от (верх)	до (низ)			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	16	17	18
1	1	1	2534	4648	отсутствуют				600ST	1	-	-	АЦН-20	1	-	-	-



Таблица 9.15 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементирующей техники

№№ п/п	Название или шифр	Потребное количество	
		номера колонн (см. табл. 5.2, гр. 1)	Суммарное на скважину
		1	
1	2	3	4
1	Цементирующая установка 35-8-5/PSM	1	1
2	Цементовоз 600 ST	1	1
3	Осреднительная ёмкость	1	1
4	Автоцистерна	1	1
Примечание - Допускается использование цементирующей техники других фирм-производителей при условии обеспечения требований проекта.			



Таблица 9.16 - Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

№№ п/п	Наименование или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Единица измере- ния	Потребное количество на скважину	
				номер колонны (см. табл. 5.2, гр. 1)	суммарное на скважину
				1	
1	2	3	4	5	6
1	Цемент класса G(HSR)	API 10A	т	20,5	20,5
2	Понизитель водоотдачи (FL-62 либо аналог)	ТУ фирмы-изготовителя	кг	281,9	281,9
3	Понизитель вязкости (CD-32 либо аналог)	-"-	кг	100,7	100,7
4	Замедлитель схватывания (R-21 либо аналог)	-"-	кг	60,4	60,4
5	Пеногаситель (FP-21L либо аналог)	-"-	кг	27,5	27,5
6	Реагент, улуч. сцепление (BA-10 или аналог)	-"-	кг	1610,9	1610,9
7	Поверх-активное в-во (MCS-G или аналог)	-"-	кг	242,6	242,6
8	Реагент для предотвр.пог-й (Seal Bond либо аналог)	-"-	кг	280,6	280,6
9	Дисперсант (US-40 либо аналог)	-"-	кг	261,8	261,8
10	Утяжелитель (CaCO <sub>3</sub> )	-"-	т	4,5	4,5
11	Вода техническая для затворения	-	м <sup>3</sup>	9,5	9,5
12	Вода техническая для буфера	-	м <sup>3</sup>	6,9	6,9
13	Всего воды	-	м <sup>3</sup>	16,4	16,4
<b>Примечания</b> 1 Допускается использование цемента марки ПЦТ I-G-CC-1 или марки "G" других фирм-производителей при условии их соответствия требованиям ГОСТ 1581-96 и стандарта API 10A; 2 Допускается использование 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 [52].					





### 9.3 Оборудование устья скважины

Таблица 9.17 - Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна номер в по- рядке спуска	название	Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудова- ния и ПВО, кгс/см <sup>2</sup>		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 <sup>2</sup>	Масса, тс	
			после уста- новки	перед вскрыти- ем напорного горизонта					еди- ницы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Спущена ранее	Эксплуата- ционная колонна 177,8 мм	67(54)*	281	281	Противовыбросовое оборудование на 700 кгс/см <sup>2</sup> , условия К11 (аналог ОП 67-350/80-700 ТТ2 ГОСТ 13862-2003) в том числе: превентор универсальный FH35-35/70 + превентор сдвоенный плащечный 2FZ35-70 + превентор одинарный плащечный - 10М**.  Колонная головка ОККЗ-70-178 х 245 х 324 х 426, условия К11; ОККЗ-70-9" х 11" х 13 5/8" х 16 3/4", условия К11.	API 6A API 6A API 6A  API 6A	1 к-т   1 к-т	700 700 700  700	18 10 5  2,85	33
1	Хвостовик 114,3 мм	-	281	281	Фонтанная арматура АФК6-80/65 х 70, условия К11 с боковым вводом системы управления клапаном отсекателем.	ГОСТ 13846-84	1 к-т	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;  
3 ПВО монтируется согласно монтажных схем, разработанных буровым подрядчиком на основании типовых проектных схем (раздел 4 "Рабочая документация") и конкретного оборудования, входящего в комплект буровой установки. Разработанные монтажные схемы должны быть согласованы с АСС и департаментом ИРиПБ.  
\* Возможное применение типовой схемы № 54.  
\*\* Второй снизу плащечный превентор со срезающими плашками.

## 10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

### 10.1 Испытание пластов в процессе бурения

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

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

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

Номер объекта испытания (см.табл. 10.1)	Количество одно- временно испытываемых объектов	Характеристика КИИ				Количество отби- раемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Длина зум- пфа, м	Диаметр долота для бу- рения под зумпф, мм	Хвостовик		
		тип испы- тателя плас- тов	количество, шт. испы- тателей плас- тов		Шифр паке- ра		Тип про- боот- бор- ника	осевая нагруз- ка, тс	началь- ный пе- репад давления, кгс/см <sup>2</sup>	депрес- сия, пе- редава- емая на пласт, кгс/см <sup>2</sup>	коли- чество циклов иссле- дова- ния			время ожидания прито- ка, ч	диа- метр, мм	дли- на, 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 - Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле**

Номер объекта	Интервал залегания объекта		Тип опробователя	Испытание объекта			Источник норм времени
				количество от- бираемых проб, шт	продолжитель- ность работы, сут	количество вы- ездов отряда, шт	
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
Опробование пластов в процессе бурения не предусматривается							



## 10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне

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

Номер 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		
				номиналь- ный нару- жный ди- аметр, мм	тип	марка (группа прочнос- ти) стали	толщина стенки, мм	теорети- ческая масса 1 м, кг		теорети- ческая	с учётом				
		от (верх)	до (низ)								плюсо- вого до- пуска	запаса при спуске при наличии в скважине се- роводорода	на растя- жение	на избыточное давление	наруж- ное
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	1	2000	4300	73,0	VAM	T95.1	5,51	9,67	2300	22,2	-	-	2,96	1,77	4,74
		0	2000	88,9	VAM	T95.1	6,45	13,84	2000	27,7	-	-	2,24	4,11	6,62
Примечания															
1 Допускается применение аналогичных труб, изготовленных по стандарту АНИ 5СТ;															
2 Глубина установки башмака НКТ принимается на 10 м выше верхней границы интервала перфорации;															
3 Коэффициент запаса прочности на внутреннее избыточное давление рассчитан на случай производства СКО при Pтр=100 атм.															



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

Номер объек- та испыта- ния	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости										
	от (верх)	до (низ)	название или тип	объём порции, м <sup>3</sup>	плот- ность, г/см <sup>3</sup>	водоотдача, см <sup>3</sup> /30 мин по АНИ	пластичес- кая вяз- кость, сП	динамическое напряжение сдвига, мгс/см <sup>2</sup> (фунт/100фт <sup>2</sup> )	Составляющие компоненты				
									название компонента	плот- ность, г/см <sup>3</sup>	влаж- ность, %	сорт	норма расхода компонента, кг/м <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Таблица информации не несет													

Таблица 10.6 - Потребное количество цементирующей техники для установки цементных мостов

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

Таблица 10.7 - Потребное количество материалов для установки цементных мостов

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



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

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	ПЗР перед испытанием	ССНВ табл. 22, графа 4	2,7	
	Шаблонировка эксплуатационной колонны	ССНВ табл. 22, графа 14	1,5	
	Перфорация обсадной колонны	ССНВ табл. 22, графа 8	3,9	
	Вызов притока	ССНВ табл. 22, графа 6	3,6	
	Солянокислотная обработка	ССНВ табл. 24, графа 2	3,8	
	Освоение, очистка и гидродинамические исследования на 3 режимах	ССНВ табл. 27, графа 4, табл. А, графа 12	11,6	
Суммарная продолжительность испытания по объекту				27,1
Примечания: 1 Солянокислотная обработка объекта проводится по программе Заказчика.				



Таблица 10.9 - Продолжительность работы агрегатов при испытании (освоении) 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	Опрессовка НКТ	АН-700	1	ЕНВИ §§ 7, 8	28,96
	Смена бурового раствора на техническую воду	ЗЦА-400	1	ЕНВИ §§ 29 (а), 30	10,96
	Опрессовка колонны, колонной головки и ФА	ЗЦА-400	1	ЕНВИ § 17	1,74
	Снижение уровня жидкости в скважине	ЗЦА-400, АГУ-8К	1/1	ЕНВИ §§ 35, 36, 37	3,80
	Солянокислотная обработка	ЗЦА-400	1	ЕНВИ §§ 91 (а), 92, 93, 94(а), 95, 97, 98, 100	13,97
	Снижение уровня жидкости в скважине	ЗЦА-400, АГУ-8К	1/1	ЕНВИ §§ 32, 33, 34	10,21
Суммарная по скважине=					69,64
Примечания					
1 Допускается применение аналогичных цементируемых агрегатов и азотных компрессоров;					
2 Солянокислотная обработка проводится по программе заказчика с применением гибких НКТ.					



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

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МРТУ, МУ и т.д. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4	5
1	Перфорационная жидкость - техническая вода	Местный	м <sup>3</sup>	64,9
	Соляная кислота 15%	ГОСТ 857-78 (Ст. АНИ)	м <sup>3</sup>	45,0
	Вода	Местный	м <sup>3</sup>	129,7
Примечания 1 Перед освоением скважины обеспечить запас бурового раствора соответствующей плотности в количестве двух объемов скважины, согласно пункту 514 Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности; 2 Воду для смены бурового раствора и промывки скважины от продуктов реакции брать в двукратном объеме скважины.				



Таблица 10.11 - Отработка газовых (газоконденсатных) объектов на факел

Номер объекта	Состояние скважины	Диаметр штуцера, мм	Продолжительность, ч	Расход газа, тыс. м <sup>3</sup>	Расход нефти, т
1	2	3	4	5	6
1	После кислотной обработки	4,5	40	43,7	164,8
		5,5	30	65,2	246,1
		6,5	30	91,1	343,8
	Суммарная продолжительность и объёмы=		100	200,0	754,7
Примечания					
1 Нефть собирать в металлические емкости для последующего вывоза;					
2 Исследования планируются через тестовый сепаратор;					
3 Продолжительность и объёмы сжигания газа приняты согласно технического задания.					





## 11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Таблица 11.1 - 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
Хвостовик	4648	30	120,7 мм УБТ (4 3/4" DC), 88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	36	Нипель и муфта	2,4	0,81



Таблица 11.2 - Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для выполнения операции техника		Максимальное давление создаваемое агрегатами при опрессовке, кгс/см <sup>2</sup>	Источник норм времени	Продолжитель- ность проведения операции, ч
			тип (шифр)	количес- тво, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная	ПВО с колонной головкой	2534	ЦА-400	1	281	ЕНВБ §109	1,35
Хвостовик	Хвостовик с колонной головкой	4648		1	281	ЕНВБ §109	1,35
114,3 мм	Фонтанная арматура			1	281	ЕНВИ §17	1,74
Примечания							
1 Допустимо применение опрессовочных агрегатов других типов с соответствующими рабочими давлениями;							
2 Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки - на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны Величина пробного давления равна 1,5 Р <sub>р</sub> (согласно п. 3.3, таблицы 3, ГОСТ 13846-2003 Арматура фонтанная и нагнетательная).							

## 12 СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ

### Выбор буровой установки

Основными критериями выбора комплекта буровой установки являются:

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

Исходя из этого, для строительства бокового ствола Ch-204-1 в эксплуатационной скважине Ch-204, глубиной 4648 м, при максимальном весе: бурильной колонны - 106,6 т, обсадной колонны - 47,5 т, а так же исходя из наличия буровых установок у Буровых Подрядчиков, выбрана буровая установка ZJ-70DBS с максимальной грузоподъемностью 450 т, также допускается применение аналогичных буровых установок.

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.

Буровое оборудование должно иметь технические паспорта и формуляры установленного образца фирмы изготовителя. Паспорта должны храниться в службах главного механика и главного энергетика, которые вносят в них сведения об эксплуатации, ремонте, дефектоскопии оборудования и периодичности контрольных испытаний.

Монтаж и эксплуатация бурового оборудования допускается только при наличии сертификатов на безопасность.

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

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

Допускается использование других буровых установок с аналогичной грузоподъемностью и техническими характеристиками не ниже заложённых в проекте по усмотрению Заказчика характеристиками.

Таблица 12.1 - Подготовительные работы к строительству скважины

№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Единицы измерения	Номер варианта подготовительных работ	Номера скважин по варианту подготовительных работ	Количество
1	2	3	4	5	6
1	Снятие с буровой площадки плодородного слоя почвы	м <sup>2</sup>	1; 2	204_1	22900
2	Складирование снятого плодородного слоя почвы в насыпи по периметру буровой площадки	м <sup>3</sup>	-"	-"	6870
3	Планировка буровой площадки механическим способом с досыпкой грунта	м <sup>2</sup>	-"	-"	22900
4	Вертикальная планировка буровой площадки с досыпкой грунта	м <sup>3</sup>	-"	-"	1600
5	Рытьё траншей экскаватором под подводящий водопровод глубиной 2 м	м <sup>3</sup>	-"	-"	50
6	Рытьё ям под фундамент основания БУ 6 x 28 x 0.86м экскаватором	м <sup>3</sup>	-"	-"	144
7	Отсыпка и утрамбовка ПГС под фундамент основания БУ	м <sup>3</sup>	-"	-"	1002
8	Укладка фундаментных железобетонных плит типа "ПДН" (размер плиты-2х6х0,14, м)	шт.	-"	-"	825
9	Рытьё траншей экскаватором под ливневые стоки по периметру буровой площадки	м <sup>3</sup>	-"	-"	153
10	Рытьё приямков экскаватором под ливневые стоки	м <sup>3</sup>	-"	-"	4
11	Рытьё траншей экскаватором под сточные желоба	м <sup>3</sup>	-"	-"	12,5
12	Бетонирование сточных желобов в шахту 0,05х1,5х50 м и шахты толщиной 0,2м	м <sup>3</sup>	-"	-"	14
13	Укатка грунта на глубину 0,2м, для устройства гидроизоляции	м <sup>2</sup>	-"	-"	22900
14	Гидроизоляция площадки под выщелный блок, насосы и склад ГСМ синтетической пленкой по ГОСТ 10354-82	м <sup>2</sup>	-"	-"	8976
15	Разравнивание ПГС буровой и ГСМ площадок	м <sup>3</sup>	-"	-"	550
16	Укатка ПГС	м <sup>3</sup>	-"	-"	550
17	Укладка фундаментных железобетонных плит типа "ПДН" (размер плиты-2х6х0,14, м)	шт.	-"	-"	25
18	Обваловка площадки ГСМ	м <sup>3</sup>	-"	-"	65
19	То же буровой площадки, Высота обваловки 0,5м	-"	-"	-"	600
20	Гидроизоляция ливневых стоков и приямков синтетической пленкой по ГОСТ 10354-82	м <sup>2</sup>	-"	-"	1245
21	Водопровод из труб d - 100-127 мм	100 м	-"	-"	0,5
22	Задвижки стальные d 70-100мм на водопровод в ящиках (колодцах)	-"	-"	-"	2
23	Топливопровод, из труб d-25-50 мм в траншее (подача к агрегатам)	-"	-"	-"	0,2
24	Задвижки (вентили) d-25-50 мм на топливопровод в ящиках (колодцах)	шт.	-"	-"	2



Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4	5	6
25	Изоляция противокоррозионная трубопроводов (спускные линии, подающие линии топлива, бур. раствор, пар, горячий воздух)	100 м	1; 2	204_1	1,6
26	Рытьё ям для шламовых емкостей 3х13х2м 3шт.	м <sup>3</sup>	-"-	-"-	234
27	Теплоизоляция трубопроводов войлоком или аналогичными материалами	-"-	-"-	-"-	1,6
28	Пожарные стояки (гидранты)	шт.	-"-	-"-	2
29	Ящики деревянные (колодцы) для задвижек и гидрантов	-"-	-"-	-"-	4
30*	Низковольтная осветительная линия:				
31	установка металлических опор	100 м	-"-	-"-	0,5
32	Рытьё ям экскаватором	-"-	-"-	-"-	5
33	Устройство факельных приямков 10х18м и 8х16м h=3м	м <sup>3</sup>	-"-	-"-	924
* Допускается установка опор из другого материала.					

Используемая техника для подготовительных работ к строительству скважины

п/п №	Наименование	количество	ед. измерения	расход топлива	ед. измерения
1	Бульдозер ДЗ-35С, 132кВт	108	час	1304	л
2	Каток ДУ-31А, 66 кВт	24	час	248	л
3	Экскаватор ЭО-2621А, 44 кВт	17	час	70	л
4	Кран КамАЗ-53213	234	час	1964	л
5	Самосвал КамАЗ-5410 (дв. ЯМЗ-238)	164	км	5530	л
6	Экскаватор ЭО-4321, 59кВт	13	час	115	л
7	КамАЗ-5410 (дв. ЯМЗ-238) полуприцеп	18	км	607	л

## Примечания

- 1 Нормы времени приняты согласно "Е РК 8.04-01-2011 Сборник Е2. Земляные работы Выпуск 1.
- 2 Расход топлива принят согласно технических характеристик и нормативов на применение техники и оборудования.
- 3 Премещение техники принято в пределах буровой площадки размером 150х150м.



Таблица 12.2 - Перечень топографо-геодезических работ

№ п/п	Наименование работ (ПЕРЕНЕСЕНИЕ В НАТУРУ МЕСТОПОЛОЖЕНИЕ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВО-ВЫСОТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЕ АЗИМУТА)	Номер скважины	Количество скважин
1	2	3	4
1	Рекогносцировка участка работ	204_1	1
2	Заготовка вех и кольев	-"-	-"-
3	Перенесение в натуру и закрепление на местности местоположения скважины	-"-	-"-
4	Определение координат устья скважины методом теодолитного хода	-"-	-"-
5	Определение высоты устья скважины методом технического нивелирования	-"-	-"-
6	Определение азимута	-"-	-"-
7	Ведение полевой документации	-"-	-"-
8	Камеральная обработка материалов	-"-	-"-
9	Переезды на участки работ	-"-	-"-
Примечание - Работы производятся Заказчиком.			

Таблица 12.3 - 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
1	204_1	ZJ-70DBS или аналог	ДВС	Вариант 2 - повторное
Примечание - Допускается использование других буровых установок с аналогичной грузоподъемностью и техническими характеристиками не ниже заложённых в проекте, по усмотрению Заказчика.				





Таблица (объединенная) 12 (4, 7, 10, 13, 15) - Объёмы работ по монтажу бурового и силового оборудования ZJ-70DBS

№№ п/п	Наименование работ (с указанием шифра или характеристики)	Вид монтажа		Ед. измере- ния	Номер вари-анта	Коли- чество	Приме- чание
		перв.	повт.				
1	2	3	4	5	6	7	8
1	<b>Буровая установка "ZJ-70DBS"</b>			<b>к-т</b>		<b>1</b>	
1.1	Тип вышки - JJ450/45-K, К-образная	агр.		-"	-"	1	
	АЭУ верхового рабочего RG100	агр.		-"	-"	1	
	Дифференциальный механизм противопада HWS-9	агр.		-"	-"	2	
	Механизм противопада при подъеме по лестнице	агр.		-"	-"	2	
1.2	Буровая лебедка - JC70DB	агр.		-"	-"	1	
	Тип привода - электрический	м. бл.		-"	-"	1	
	Основной тормоз - гидравлический дисковый PS-80	агр.		-"	-"	1	
	Вспомогательный тормоз - электромагнитный DSF70	агр.		-"	-"	1	
1.3	Высота вышки						
	- от уровня земли 54 м						
	- от стола ротора 45 м						
	Максимальная грузоподъемность 450 т						
	Емкость магазинов 5"БТ-7000 м (250 свеч по 28 м)	агр.		к-т	1	1	
	Тип кронблока - TC450, г/п 450 т	агр.		к-т	1	1	
	Крепление мертвого конца талевого каната JZG41	агр.		к-т	1	1	
1.4	Тип буровой площадки DZ450/10,5-G, высота буровой площадки 10,5 м	кр. бл.					
	Вспомогательная лебедка - передвижной рельс для ПВО - гидравлическое управление, г/п 25,5 т, высота подъема 3 м	агр.		к-т	1	3	
	Пневмолебедка г/п 5 т	агр.		шт.	1	1	
	Гидролебедка г/п 3 т	агр.		шт.	1	1	
1.5	Ротор ZP375 и приводное устройство НТБ02	агр.		к-т	1	1	
1.6	Крюкоблок DG450, г/п 450 т	агр.		к-т	1	1	
1.7	Вертлюг SL450, г/п 450 т, P <sub>раб.</sub> =52 МПа	агр.		к-т	1	1	
	Силовой вертлюг TDS-11SA, г/п 500 т, P <sub>раб.</sub> =52 МПа	агр.		к-т	1	1	
1.8	Талевый блок YC450	агр.		к-т	1	1	
1.9	Кронблок TC450	агр.		к-т	1	1	
2	Силовой привод буровой						
2.1	Главный генератор CAT3512B, N=1200 кВт	м. бл.		к-т	1	4	
2.2	Вспомогательный генератор CAT C15, N=220 кВт	м. бл.		к-т	1	1	



Продолжение таблицы 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
3	Обвязка высокого давления						
3.1	Буровой насос 3NB-1600F, трехпоршневой, N=1176 кВт, макс. Pраб=52 МПа	м. бл.		к-т	1	3	
3.2	Стойка высокого давления: внутренний диаметр - 102 мм, макс. Pраб.=52 МПа	агр.		к-т	1	1	
	Задвижка высокого давления	агр.		к-т	1	2	
3.3	Буровые шланги внутренний диаметр 3", макс. Pраб=52 МПа, длина - 19 м, 23 м	агр.		к-т	1	2	
4	Обвязка низкого давления						
4.1	Система приготовления и обработки бур. раствора						
	гидроворонка	агр.		шт.	1	1	
	центробежный насос	м. бл.		к-т	1	1	
4.2	вибрасито "DERRICK" FLC-503	агр.		к-т	1	3	
4.3	Центрифуга DE-1000FHD	агр.		к-т	1	1	
4.4	Пескоилоотделитель "DERRICK" FLC-503 CLEANER	агр.		к-т	1	1	
	Кол-во и размер воронок 4"x12 Cones/4"x12 шт.	агр.		шт.	1	12	
	Питающий насос	агр.		шт.	1	1	
	Привод питающих насосов - электрический						
4.5	общий объем емкостей с буровым раствором 350 м <sup>3</sup> объем рабочей емкости 70 м <sup>3</sup>						
	Количество рабочих емкостей	м. бл.		к-т	1	5	
	Песконакопитель - 40 м <sup>3</sup>	м. бл.		к-т	1	1	
	Емкость очистки - 18 м <sup>3</sup>	м. бл.		к-т	1	1	
	Водяная емкость 45 м <sup>3</sup>	м. бл.		к-т	1	1	
4.6	Долившая емкость V=17 м <sup>3</sup> с центробежным насосом	м. бл.		к-т	1	1	
4.7	Мешалки, привод - электрический	агр.		к-т	1	2	
4.8	Насос для шахты	м. бл.		шт.	1	1	
	Юбка против разбрызгивания бурового раствора	м. бл.		к-т	1	1	
5	Буровые катушки и ПВО						
5.1	13-5/8" ПВО	агр.		к-т	1	1	
5.1.1	13-5/8" универсальный превентор, Pраб.=350 атм	агр.		к-т	1	1	
5.1.2	13-5/8" превентор с регулируемыми трубными плашками 3-1/5", 5" и 7", Pраб=700 ат	агр.		к-т	1	1	
5.1.3	Превентор со срезными и глухими плашками, Pраб=700 атм	агр.		к-т	1	1	
5.1.4	2-7/8"-5" плащечный превентор, Pраб.=700 атм	м. бл.		к-т	1	1	
5.1.5	Буровая катушка 13-5/8" с боковыми отводами 3-1/16", Pраб.=700 атм	агр.		к-т	1	1	
5.2	Система управления ПВО - 13-5/8"	агр.		к-т	1	1	
	Дистанционный пульт управления (на пульте бурильщика)	агр.		к-т	1	1	





Продолжение таблицы 12 (4, 7, 10, 13, 15)

1	2	3	4	5	6	7	8
5.3	Штуцерный манифольд 3-1/16" x 700 атм	агр.		к-т	1	1	
	Задвижка	агр.		к-т	1	9	
	Тип штуцера - игольчатый, Pраб.=700 атм	агр.		к-т	1	1	
5.4	Манифольд глушения, размер 3-1/16" x 700 атм	агр.		к-т	1	1	
	Задвижка	агр.		к-т	1	3	
	Обратный клапан	агр.		к-т	1	1	
5.5	Штуцерная линия 3-1/16" x 700 атм	агр.		к-т	1	1	
	Задвижка (механическая + гидравлическая)	агр.		к-т	1	2	
5.6	Линия глушения 3-1/16" x 700 атм	агр.		к-т	1	1	
	Автоматический ключ для бурильных труб с датчиком момента вращения/ крепления , размеры 3-1/2" - 8"	агр.		к-т	1	2	
5.7	Вакуумный дегазатор Vacu-F101200	агр.		к-т	1	1	
	Центробежный насос	м. бл.		к-т	1		
6	Оборудование стола ротора						
6.1	Элеваторы для 3-1/2", 5" БТ и для всех УБТ: тип - 5", 3-1/2"; г/п - 250 т, 170 т	агр.		к-т	1	2/2	
6.2	Пневмоклинья в роторе для БТ: тип - спайдер, размер - 127 мм, 89 мм	агр.		к-т	1	1	
6.3	Клинья для 3-1/2", 5" БТ: тип - ручные клинья, размер - 3-1/2"	агр.		к-т	1	1	
6.4	Для УБТ: размер - от 2-3/8"-5", по одному комплекту	агр.			1		
6.5	Безопасный цепной хомут универсальный	агр.		к-т	1	1	
6.6	Штропы ДН 500 размер: длина-3600 мм, Ø100 мм, г/п 450 т	агр.		к-т	1	1	
6.7.1	Ключ для свинчивания и развинчивания с датчиком момента вращения/крепления,	агр.		к-т	1	2	
6.7.2	Автоматический ключ для бурильных труб с датчиком момента вращения/крепления, размеры 3-1/2" - 8"	агр.		к-т	1	1	
6.8	Подъемные переводники для УБТ	агр.		шт.	1	3	
7	Сенсоры контрольно-измерительных приборов						
7.1	индикатор веса	агр.		к-т	1	1	
	манометр на роторе	агр.		к-т	1	1	
	датчик оборотов ротора	агр.		к-т	1	1	
	Датчик давления	агр.		к-т	1	1	
	Манометр на докрепление	агр.		к-т	1	1	
	Датчик ходов плунжера насоса в минуту	агр.		шт.	1	1	
	Датчик уровня раствора в емкости	агр.		шт.	1	1	
	Расходомер	агр.		шт.	1	2	
7.2	Приборы замера углов - макс. замер угла - 0-90°	агр.		шт.	1	1	



1	2	3	4	5	6	7	8
8	Овершот - Øнар=5-3/4"	м. бл.		шт.	1	1	
	Шламоловка	м. бл.		шт.	1	1	
	Ловильный паук с обратной промывкой	м. бл.		шт.	1	1	
9	Оборудование по обогреву						
	Калориферы системы обогрева	агр.		шт.	1	3	
	Котельная установка с производительностью 1,5 т пара в час WNS1,5-1,25Y	м. бл.		к-т	1	1	
	Котельная установка с производительностью 1,0 т пара в час WNS1,0-1,25Y	м. бл.		к-т	1	1	
	Топливный бак 8м3	м. бл.		шт.	1	1	
	Емкость для воды 25 м3	м. бл.		шт.	1	1	

г/п - грузоподъемность;  
к-т - комплект, шт. - штук, агр/оп - агрегато-операции;  
кр бл. - крупный блок (крупно-блочный монтаж, демонтаж);  
м. бл. - мелкий блок (мелкоблочный монтаж, демонтаж);  
агр. - агрегат (агрегатный монтаж, демонтаж);  
№ варианта - 1 - первичный монтаж.



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 <sup>2</sup>	-"-	0,4
6	Шахта 2,9м×2,9м×1,5м с отстойником 0,4х0,4х0,3с бетонированием стенок 20см, дна 40см армированным бетоном	шахта	-"-	1
7	Вагончик - мастерская	комплект	-"-	1
8	Вагончик - аккумуляторная	-"-	-"-	1
9	Контейнер - кассета	-"-	-"-	2
10**	Модуль офис буровой	-"-	-"-	1
11**	Модуль (блок)	-"-	-"-	5
12	Обвязка модулей водопроводом,теплопроводом , канализационной системой	-"-	-"-	5
13	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 "ПДН" (размер плиты-2х6х0,14, м) под:			825
1.1	выщечно-лебедочный блок в четырех рядах	плита	2	
1.2	силовая установка, приемные емкости, в один ряд	-"-	-"-	
1.3	буровые насосы в один ряд	-"-	-"-	
1.4	Склад ГСМ в один ряд	-"-	-"-	
1.5	Две емкости V-50 м3 на концах выкидных линий ПВО на площадке под горизонтальные факелы	-"-	-"-	
2	Металлические стойки в бутобетоне под отводы ПВО через 10 м (300м /10)	шт.	-"-	30
3	Разбивка бетона с вывозом при демонтаже	м <sup>3</sup>	-"-	3,75
* Допустимая удельная нагрузка обеспечивает безопасное давление на грунт и не превышает предельной несущей нагрузки, с учетом коэффициента запаса прочности, равным 1,3 для данного грунта. Допускается сооружать фундаменты из других плит с аналогичной несущей способностью.				



## 13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Таблица 13.1 - Продолжительность строительства скважины

Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут	Продолжительность цикла строительства скважины, сут						
	Всего	в том числе					
		строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	испытание		
					всего	в открытом стволе	в эксплуатационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
-	100,1	15,0	6,0	52,0	27,1	-	27,1
1154 - проектная скорость бурения, м/ст.мес; Тбур = ((4648-2634)X30)/1154=52 сут.							

Таблица 13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойными двигателями	роторным способом	совмещённым способом
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Хвостовик	5	2634	4648			47
	Итого:	52					47

## 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
4а	Отключатель привода буровой лебёдки при перегрузке вышки, талевой системы.	БУ	1 к-т
5	Якорь или крюк для вспомогательных работ.	БУ	1 шт.
6	Механизм для крепления и перепуска неподвижной ветви талевого каната.	БУ	1 к-т
7	Приспособление для правильной навивки талевого каната на барабан лебёдки (успокоитель типа УТК-1 и др.).	ВА	1 шт.
8	Приспособление для безопасной рубки стальных канатов	БУ	1 шт.
9	Люлька передвижная типа ПЛУ - 3М для второго помощника (верхового рабочего).	ВБ	1 к-т
10	Ролик предохранительный для якорного каната на втором поясе вышки.	ВБ	1 шт.
11	Приспособление для установки ведущей трубы в шурф.	БУ	1 к-т
12	Инструмент для замера износа замковых соединений бурильных труб.	БУ	1 к-т
13	Устройство для безопасного выброса бурильных труб (желоб и т.п.).	БУ	1 к-т (при отсутствии в комплекте приёмного моста)
14	Приспособление для очистки от глинистого раствора труб при подъёме их из скважины.	БУ	1 к-т
15	Предохранительное устройство против падения бурильных свечей в направлении привышечного сарая и приёмного моста.	ВА	2 к-та
16	Система обогрева в зимнее время (паровой котёл, электрокалорифер и т.п) подсвечника, подставки для бурильщика, ПВО.	БУ	1 к-т
17	Крючок для подвески штропов.	БУ	1 шт.
18	Механизированный ключ буровой с приспособлением для регулировки его высоты подвески.	БУ	1 к-т
19	Пневматический раскрепитель бурильных труб.	БУ	1 к-т



Продолжение таблицы 14.1

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



Продолжение таблицы 14.1

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





Таблица 14.2 - Средства контроля

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т.д.	ГОСТ, ТУ и т.д. на 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, лицензирования, технического регулирования в соответствии с п. 6 Технического регламента «Требования к безопасности строительства наземных и морских производственных объектов, связанных с нефтяными операциями» (ТР БСНО), частью 1 «Общих правил промышленной безопасности (ОП ПБ), Требования промышленной безопасности в нефтегазодобывающей отрасли (ТПБ НГДО).

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	п. 4.12 ТР БСНО	
1.1	Выполнение условий технического регулирования по допуску оборудования и выдачи разрешений на его применение.	п.п.12, 186, 189 ТР БСНО	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. 13, 15, 124, 125, 187, 190 ТР БСНО, ПР ДБ	----//---- Руководитель объекта
1.3	Обеспечение объекта производственными инструкциями, плакатами, знаками безопасности, журналами, схемами	п.п.15-17 ТР БСНО	служба ТБ, Руководитель объекта
1.4	Разработка плана ликвидации возможных аварий и действий персонала	п. 21 ТР БСНО, п.п.9 – 45 ОППБ	служба ТБ, Руководитель объекта
1.5	Приемка объекта в эксплуатацию, составление документации	п.п.8-10, 243, 265 ТР БСНО	руководитель. организации (службы)
1.6	Режимный доступ на объект, защита от несанкционированного воздействия, терактов	п.п.228-230 ТР БСНО	Руководитель объекта
1.7	Осуществление производственного контроля	п.4 ОППБ	
1.8	Производство работ по наряду-допуску, газоопасных и огнеопасных работ	п.161, 216, 262 ОППБ	Руководитель объекта
1.9	Контроль воздуха рабочей зоны	п.59 ОППБ	Руководитель объекта
1.10	Ремонтные работы	п.п.185, 186 ОППБ	Руководитель объекта
1.11	Ведение технической документации по опасным работам	Прил. 4-46 ОППБ	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
<b>2</b>	<b>Строительные работы</b>		Руководитель объекта
2.1	Организация строительной площадки, рабочих мест, эксплуатация машин и механизмов, инструмента, транспорт, электрогазосварочные и газопламенные работы	п.п. 11, 38-51 ТР БСНО, п.п. 1, 2 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.2	Безопасность земляных работ	п.п.195-199 ТР БСНО, п.9 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.3	Безопасность погрузочно-разгрузочных и высотных работ	п.п.200-214 ТР БСНО, п. 7 СНиП РК1.03-05-2001	Руководитель объекта
2.4	Электромонтажные и пуско-наладочные работы	п.п. 215-227 ТР БСНО, п. 13 СНиП РК 1.03-05-2001	Руководитель объекта
<b>3</b>	<b>Подготовительные и вышкомонтажные работы</b>	п.4.13 ТР БСНО	Руководитель объекта
3.1	Безопасность монтажа-демонтажа буровой установки, согласование трассы	п.231-242 ТР БСНО, глава 5 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
3.2	Комплектация буровых установок средствами безопасности, механизации	Глава 6 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
3.3	Безопасность при строительстве буровых установок	п.п. 243-364 ТР БСНО	Руководитель объекта
3.4	<p>Взрывозащита бурового оборудования</p> <p>Территория и помещения буровой распределяется по классу взрывоопасности на В-1 и В-1г. К классу В-1 относятся: устьевая шахта, буровая с редукторным блоком, желобная система, ёмкости для бурового раствора, насосный блок.</p> <p>К классу В-1г относятся все остальные помещения, территория вокруг закрытых устройств и фонтанной арматуры, ограниченная расстоянием 3 м и территория вокруг открытых устройств ограниченной расстоянием 5 м.</p> <p>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.</p> <p>Запрещается работа котлов одновременно на смеси газа и нефти в одной топке, а также на топливе, не освобожденном предваритель-но от воды и твердых примесей. Расходный бак с топливом должен находиться снаружи котельной в специальном помещении с выходом наружу. Запрещается подогрев топлива выше допустимой температуры, а температура нагрева должна быть не менее чем на 100<sup>0</sup> С ниже температуры вспышки паров нефтепродукта.</p> <p>При сжигании жидкого топлива должен быть предусмотрен отвод вытекающего из форсунок топлива, исключающий возможность попадания его на пол котельной. Не разрешается подавать топливо при потухших форсунках или газовых горелках.</p>	Приложение 3 ТПБ НГДО	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
4	<b>Безопасность при строительстве скважин</b>	<b>п.п. 4.15-4.18 ТР БСНО</b>	Руководитель объекта
4.1	Применение буровых растворов	п.п.270-271 ТР БСНО, глава 13 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
4.2	Охранные зоны	п.274 ТР БСНО	Руководитель объекта
4.3	Безопасность технологических процессов	п.п.275-287 ТР БСНО, глава 8 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
4.4	Безопасность при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов	п.п.288-294 ТР БСНО	Руководитель объекта
4.5	Безопасность конструкции скважин и крепления ствола	п.п. 299-313 ТР БСНО глава 9,10 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
4.6	Безопасность монтажа и эксплуатации противовибросового оборудования	п.п.314-319 ТР БСНО, глава 12 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
4.7	Безопасная эксплуатация бурильного инструмента	глава 15 ТПБ НГДО	-----//-----
4.8	Безопасность спуско-подъемных операций	п.п.320-341 ТР БСНО, глава 15 ТПБ НГДО	-----//-----
4.9	Безопасность при освоении и испытании скважин	п.п.342-346 ТР БСНО, глава 14 ТПБ НГДО	-----//-----
4.10	Безопасность ремонтных работ на скважине	п.п. 347-357 ТР БСНО	-----//-----
4.11	Безопасность геофизических работ и исследований	глава21 ТПБ НГДО	-----//-----
4.12	Безопасность по предупреждению и ликвидации осложнений и аварий	п.п.358-363 ТР БСНО, глава19 ТПБ НГДО	-----//-----
4.13	Безопасная эксплуатация бурового оборудования и инструмента	Глава 1-4 ТПБ НГДО	-----//-----
4.14	Безопасность при наличии сероводорода	п.п.295-298ТР БСНО, ОВОС, п.п. 363-399 ТПБ НГДО	Руководитель объекта
	Примечание: Проектные решения предусматривают соблюдение промышленной безопасности по указанным работам и подробно указаны в соответствующих разделах и положениях технического проекта в соответствии с п.п. 4.6-4.8 ТР БСНО и в главах с 1 по 8 ТПБ НГДО		-----//-----
5	<b>Пожарная безопасность при строительстве скважин</b>		-----//-----
5.1	Мероприятия по пожарной безопасности регламентируются специальным регламентом, правилами и нормами	п. 52 ТР БСНО, ТР ПБ	Руководитель организации, объекта, службы
5.2	Оформление разрешения на огневые работы	п.53 ТБ БСНО	Руководитель объекта
5.3	Установка предупредительных и запрещающих знаков на объекте	п.п. 54, 59 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.4	Обеспечение пожарных проездов и безопасных расстояний, хранение грузов, пожарные гидранты	п.п.55-60 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.6	Безопасность при осмотре резервуаров, отопрев оборудования	п.п.62-65 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.7	Проверка герметичности оборудования	п.п.66 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.8	Допуск автотранспорта, спецтехники с искрогасителями, размещение служебных и бытовых помещений на безопасном расстоянии	п.69 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.9	Требования к помещениям	п.70-72 ТР БСНО	Руководитель объекта



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
5.10	Обеспечение средствами пожаротушения	п.72,80 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.11	Хранение горючих веществ и материалов, очистка помещения и площадок	п.п.73-77,80 ТР БСНО	Руководитель объекта
5.12	Средства связи и сигнализации	п.п.78 ТР БСНО	Руководитель объекта
6	<b>Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций. Оценки вероятности ЧС</b>	<b>Проект ОВОС</b>	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	<b>Экологическая безопасность</b>	<b>ЭК РК</b>	
7.1	Мероприятия предусматривают защиту окружающей среды согласно ОВОС	п.109 ТР БСНО Проект ОВОС	Руководитель объекта
7.2	Применение безопасного метода	п.110 ТР БСНО	----//----
7.3	Природоохранные мероприятия	п.п.111-116 ТР БСНО	----//----
7.4	Оценки рисков ЧС воздействия на ОС	ОВОС	----//----
8	<b>Безопасность и охрана труда</b>	<b>ТК РК</b>	
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 5 ТК РК, ТР БСНО, ТПБ НГДО	Руководитель организации, руководитель объекта
8.2	Проведение мониторинга ОТ	ст.305	служба ТБ Руководитель объекта
8.3	Учет и расследование травматизма	----//----	----//----
8.4	Медицинский осмотр персонала	ст.312	----//----
8.5	Обучение, инструктаж и проверка знаний персонала	ст.313	----//----
8.6	Применение оборудования соответствующего допустимому уровню шума и вибрации	п.12 ТР БСНО	----//----
8.7	Применение системы управления охраной труда	п.п.18,19 ТР БСНО	Руководитель объекта, службы ТБ
8.8	Контроль и информация по охране труда	п.п.17, 22, 23 ТР БСНО	----//----
8.9	Требования по допуску персонала, применение средств защиты	п.п.24-37 ТР БСНО, Глава 2,3 ТПБ НГДО	----//----
8.10	Системы отопления и вентиляции	п.47 ТР БСНО	----//----
8.11	Обеспечение инструкциями, плакатами и знаками по ТБ	Глава 3 ТПБ НГДО	----//----
8.12	Безопасное обустройство территории объекта, площадок	Глава 4 ТПБ НГДО	----//----
8.13	Контроль воздуха рабочей зоны, шума, вибрации	Глава 68, 96 ТПБ НГДО	----//----
8.14	Устройство и безопасное содержание ограждений, лестниц, площадок	Глава 66 ТПБ НГДО	----//----
8.15	Безопасная эксплуатация оборудования и инструмента	Глава 6 ТПБ НГДО	----//----
8.16	Опрессовка трубопроводов, арматуры на пробное давление	Глава 11, 12 и 28 ТПБ НГДО	----//----
8.17	Техническое освидетельствование оборудования, сосудов, грузоподъемных механизмов	Глава 3 ТПБ НГДО	----//----
8.18	Мероприятия по электробезопасности	Глава 90 ТПБ НГДО	----//----
8.19	Контроль стальных канатов	Глава 3 ТПБ НГДО п.п. 67	----//----
8.20	Контроль безопасности при монтаже –демонтаже буровой установки	глава 5 ТПБ НГДО	----//----



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.21	Безопасные условия погрузочно-разгрузочных работ и транспорта	глава 87 ТПБ НГДО	-----//-----
8.22	Контроль ответственности персонала	глава 8 ТПБ НГДО	-----//-----
8.23	Комплектное содержание буровой установки	глава 5, 6 ТПБ НГДО	-----//-----
8.24	Опрессовка пневматической системы	глава 6 ТПБ НГДО	-----//-----
8.25	Опрессовка манифольда бурового насоса	глава 3 ТПБ НГДО	-----//-----
8.26	Установка предохранительного устройства на буровых насосах	глава 6 ТПБ НГДО	-----//-----
8.27	Безопасная подвеска и крепление машинных ключей рабочим и страховым канатом	глава 6 ТПБ НГДО	-----//-----
8.28	Обеспечение комплектности буровой бригады	глава 2 ТПБ НГДО	-----//-----
8.29	Проверка исправности оборудования перед спуском обсадной колонны	глава 10 ТПБ НГДО	-----//-----
8.30	Применение средств механизации и автоматизации при СПО	глава 14 ТПБ НГДО	-----//-----
8.31	Безопасная эксплуатация противозатаскивателя	глава 8 ТПБ НГДО	-----//-----
8.32	Ежесменный контроль оборудования	глава 8 ТПБ НГДО	-----//-----
8.33	Безопасность при спуско-подъемных операциях (СПО)	глава 14 ТПБ НГДО	-----//-----
8.34	Проведение осмотра буровой вышки и регистрация в журнале	глава 5,6 ТПБ НГДО	-----//-----
8.35	Безопасное проведение работ по ликвидации отложений, аварий, газонефтеводопроявлений	глава 19 ТПБ НГДО	-----//-----
8.36	Безопасность при опробовании и испытании скважин	глава 23,28 ТПБ НГДО	-----//-----
8.37	Безопасность при геофизических работах	глава 21-26 ТПБ НГДО	-----//-----
8.38	<p>– Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоёмкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины.</p> <p>Строющаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» (приказ МИР РК №355);</li> <li>– Правила пожарной безопасности от 21.02.2022 г. №55 (с дополнениями на 07.08.2023 г.);</li> <li>– Единых правил по рациональному и комплексному использованию недр. МЭР РК от 15 июня 2018 года №239 (с изменениями и дополнениями по состоянию на 24.09.2023 г.)</li> </ul>	п.15 ТР БСНО, п.п.1.1.2, глава 2, 8, 97 ТПБ НГДО	



Продолжение таблицы 15.1

1	2	3	4
8.38	<ul style="list-style-type: none"> <li>– О отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД - 08 - 44 - 94;</li> <li>– О отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД - 08 - 43 - 94;</li> <li>– О отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД - 08 - 46 - 94;</li> <li>– О отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01 -94;</li> <li>– Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД - 08 - 22 - 94;</li> <li>– Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования;</li> <li>– О отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41 - 94;</li> <li>– Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин;</li> <li>– Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно- монтажных работах в бурении;</li> <li>– Инструкция по предупреждению открытых фонтанов;</li> <li>– План ликвидации возможных аварий при ГНВП;</li> <li>– Практические действия членов буровой вахты при НГВП и выбросах;</li> <li>– Обязанности должностных лиц предприятий по обеспечению безопасных и здоровых условий труда (ЕСУОТ) в нефтяной промышленности;</li> <li>– Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности. ППБС РК-10-98.</li> </ul>		
8.39	Наличие средств индивидуальной и коллективной защиты, медицинской аптечки, газоанализаторов, средств связи	глава 18, 89, 98, приложение 12, 16, ТПБ НГДО	



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

№№ п/п	Основные требования и мероприятия (со 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 "Инструкция по безопасности работ при разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений содержащих сероводород" 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	Учитывая, что в процессе бурения работающие подвергаются воздействию повышенного уровня шума и вибрации и в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 и ГОСТ 12.1.012-78 по ограничению действующих уровней шума и вибрации буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 15.4.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещённости на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться "Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности, а также соблюдать требования СНиП РК 2.04.05-2002 "Естественное и искусственное освещение", "Инструкции по проектированию осветительного электрооборудования промышленных предприятий", "Правила устройства электроустановок (ПУЭ-2003)", "Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон".
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещённых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей, нормы освещённости которых представлены в таблице 15.5. Для общего освещения помещений основного производственного назначения (высечно-лебёдочный блок, силовое и насосное помещение, циркуляционная система, противовибросовое 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
6	Выбор типа светильников производится с учётом характера светораспределения окружающей среды высоты помещения. В помещениях, на открытых площадках, где могут по условиям технологического процесса образовываться взрыво- и пожароопасные смеси, светильники должны иметь взрыво-непроницаемое, взрывозащищённое исполнение, в зависимости от категории взрыво-и пожароопасности помещения по классификации ПУЭ (правила устройства электроустановок).
7	<p>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.</p> <p>При устройстве общего освещения для пультов управления источники света необходимо располагать таким образом, чтобы отражённые от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза оператора. При освещении производственных помещений газоразрядными лампами, питаемыми переменным током промышленной частоты 50 Гц, коэффициент пульсации освещённости не должен превышать 20%. Светильники производственных помещений следует чистить не реже раз в год. Для всех остальных помещений чистить светильники необходимо не реже 4 раза в год.</p>
8	В соответствии с СанПиН «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам нефтедобывающей промышленности» от 29 июля 2010 года № 561, строящаяся буровая при стационарном, вахтовом и вахтово-экспедиционном методе организации труда должна быть обеспечена санитарно-бытовыми помещениями, представленными в таблице 15.7.
<p>Примечание- Допускается замена приборов контроля воздушной среды и СИЗ зарубежными или отечественными аналогами не снижающими уровня безопасности труда.</p>	



Таблица 15.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

NN п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Потребное количество для буровой бригады
1	2	3	4
1	Куртка, брюки х/б от пониженных температур с пропиткой	ГОСТ 12.4084-80	б/мастер, бурильщик, пом. бурильщики
2	Летний костюм; куртка, брюки части которых выполнены из лавсано-вискозной ткани	ГОСТ 12.4 Ш-82	бурильщик, пом. бурильщики
3	Куртка утеплённая	ГОСТ 17222-71	электромонтёр, слесарь по обл. буровой
4	Брюки утеплённые	ГОСТ 18235-72	электромонтёр, 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 пропиткой (женские)	ГОСТ 12.4.112-82	лаборант-коллектор
8	Валенки	ГОСТ 18724-88	всем
9	Галоши нефтеморозостойкие	ТУ 38-10622-83 или аналогичные	всем
10	Сапоги нефтемаслостойкие с металлическими подносками	ГОСТ 5782-75	всем
11	Каска защитная "Труд"	ОСТ 39-124-82 или аналогичные	всем
12	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12-4010-75	всем
13	Плащ непромокаемый	ГОСТ 12.4.131.83	б/мастерам
14	Шланговые противогазы марки ПЩ-1 или ПЩ-2		При работе в ёмкостях, резервуарах и т.п. местах
15	Дыхательные аппараты "Drager Rapid Air", "Drager Saver"		всем
16	Реагент нейтрализатор сероводорода		По нормам инструкции
17	Аппарат искусственного дыхания переносной		1 шт. на объект
18	Противопожарное одеяло	типа MSA 241003	без асбестового наполнителя
19	Костюм пожарника		2 комплекта с комбинезоном, плащом, резиновыми сапогами, шлемом со зрительным отверстием, перчатками и защитной каской Normex.
20	Костюм для электрогазосварщика	-	1 комплект

Продолжение таблицы 15.3

1	2	3	4
21	Защитные очки		1 пара темных и 1 пара светлых для каждого работника
22	Защитные ремни	модель 09597-3-3	типа Sala, со шнурами смягчающими удар
23	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
24	Каскадная система подачи воздуха на буровую	типа GGA 346, по классу D	включает установки с дыхательным воздухом из нержавеющей стали с 6 разъемами в каждой.
25	Дыхательные аппараты	типа Magnum Plus ISI	аппараты рассчитаны на 30 минут работы. Могут подключаться к каскадной системе.
26	Десятиминутные спасательные аппараты		используются только для целей спасения или как рабочий аппарат с каскадной системой.
27	Индивидуальный газоанализатор	HS - 82 или аналог	всем

## Примечания

- 1 При строительстве скважин могут быть использованы зарубежные нормативы, если их требования не ниже казахстанских и не противоречат им;
- 2 Средства индивидуальной защиты должны соответствовать ГОСТ.



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 приказ и.о. министра здравоохранения РК № 139 от 24.03.2005 г. "Об утверждении гигиенических нормативов уровней шума на рабочих местах" и приказ министра здравоохранения РК №310 от 29.06.2005 г. "Об утверждении санитарно-эпидемиологических правил и норм", 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 (СанПиН № 516 от 29.07.2010), превышает. Поэтому все сотрудники будут обеспечены средствами индивидуальной защиты от шума и пройдут 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, воздухопроводы, 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 100м - 56дБ, 150 м -50,12дБ и 200 м -45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 55 м -39дБ, что удовлетворяет санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах 80дБ.

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 - обязательное крепление таких деталей, как арматура верхних прожекторов, пальцы верхних полатей буровой и иного верхнего 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 СЭС.

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- ряд зри- тельной работы	Рабочее освещение			Аварий- ное осве- щение
					Освещённость, лк		показа- тель ос- леплён- ности не более, %	
					при лампах накали- вания	при газо- разряд- ных лампах		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой.	Шкала приборов, кнопки управления	Г. В	IV в	150	200	40	10
2	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры, стол оператора.	Рычаги, рукоятки	Г. В	VI	75	150	60	10
3	Стол оператора, машиниста аппаратчика, дежурного.	Стол	Г	IV г	100	150	40	10
4	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников.	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г. В	VIII	30	75	80	10
5	Стеллажи, приёмный мост	Бурильные трубы, обсадные колонны, приёмный мост.	Г	XI	10	10	-	-
6	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки. Вышечно-лебодочный блок	Ступени, пол, площадки	Г	XI	10	10	-	-
7	Рабочая площадка	Пол	Г	-	30	50	60	10
8	Роторный стол	Роторный стол	В	-	100	100	Освещё- ность установ- лена экспери- менталь- но	-
9	Буровая лебёдка	Барабан	В	X	30	30		-
10	Автоматический ключ буровой (АКБ)	Челюсть	В	VIII а	30	75		-



Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
11	Подсвечник	Место установки свеч	Г	X	30	30	-	-
12	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-
13	Механизм спуска и подъема бурильных труб (МСП)	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-
14	Установка для механизации и автоматизации спуско-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	Противовыбросовое 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



Продолжение таблицы 15.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
26	Цементирующая головка (освещённость повышена на одну ступень шкалы освещённости)	Кран	В	Х	50	50	-	-
27	Мерный бак цементирующего агрегата, бочек для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	Х	30	30	-	-
28	Место зарядки прострелочных и взрывных аппаратов (ПБД)	Место зарядки	Г	У Г	75	100	-	-
29	Каротажный подъёмник Путь движения геофизического кабеля: от каротажного подъёмника до блок-баланса; от подвешенного ролика до устья скважины	Барaban, пульт кабины машиниста  Кабель	Г В Г	Х  ХІ	30 50 10	30 50 10	Освещён- ность уста-но экспер-о	-
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-но 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	Сигнализатор 812 АFB, стационарный с 8-канальными платам с 3 лампочками и 3-мя сиренами Включает 8 датчиков и электропроводку. (система подаёт визуальный и звуковой сигнал на пост бурильщика)	комплект	ротатор, вибросита, начало желобной системы, насосное помещение (2 шт.) приемная емкость (2 шт.) помещение отдыха персонала.
2	Газоопределитель LTX 412 переносной со сменными перезаряжаемыми батарей- ками и зарядным устройством батарей	3	
3	Газоанализатор универсальный для контроля ПДК вредных веществ (сероводород, окись углерода, окись азота и др.) переносной или его аналог	1	
4	Индикатор ФЛП - 2.1 переносной		
5	Индивидуальный газоанализатор HS - 82 или аналог	всем работникам	
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	Вагон-домик буровых мастеров	1
2	Сушилка	1
3	Слесарка	1
4	Столовая для приёма пищи	1
5	Душевая-раздевалка	1
6	Вагон-склад	1
7	Жилой вагон-домик для подрядчиков	6
8	Вагон-домик для женского персонала	1
9	Вагон-культбудка	1
	ИТОГО	14

## Примечания

1. Жилищно бытовые помещения располагаются от буровой на расстоянии не менее высота буровой установки + 10 метров.
2. Буровая бригада проживает в городке буровиков. Завтрак и ужин в столовой городка. Обед доставляется на буровую в термосах;
3. Бурение осуществляется непрерывным круглосуточным способом. Весь персонал работает по вахтовому методу. Местный персонал работает заездами 15 дней по 12 часов, затем 15 дней отдых. Иностраный персонал работает по 28 дней и соответственно отдых тоже 28 дней;
4. В каждом жилом вагон-домике должна находиться медицинская аптечка, укомплектованная медикаментами согласно перечня;
5. В городке буровиков иметь медицинский пункт с персоналом для оказания первой медицинской помощи пострадавшим на производстве;
6. В городке буровиков иметь пункт для стирки спецодежды рабочих



Таблица 15.8 - Первичные средства пожаротушения

NN п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ, и т.д. на изготовление	Количес- тво, шт.	Примечания
1	2	3	4	5
1	Огнетушители		6	порошковый
2	Ящики с песком емкостью 0,5 м <sup>3</sup>		4	
3	Лопаты		4	
4	Ломы		2	
5	Топоры		2	
6	Багры		2	
7	Пожарные ведра		4	
8	Кошма размером 2х2		4	
9	Огнетушители на двух колёсах		2	порошковые ёмкостью 150 л
10	Огнетушители		27	порошковые № 20
11	Ящик с песком емкостью 1м <sup>3</sup>		1*	V = 1,0 м <sup>3</sup>
12	Водяной насос на 250 гал/мин		1	
13	Противопожарные пункты, включая пожарные гидранты.		2	Огнетушители порошковые ВС на тележке 12 шт. по 30 фунт. каждый. Переносные огнетушители порош- ковые ВС. Огнетушители углекис- лотные на площадке блока SCR и МСС. Порошковые огнетушители переносные - ABC в офисных помещениях и жилых блоках.
14.	Переносные огнетушители размещаемые на: а) площадке ГСМ б) площадке дизельного генератора в) главного блока управления S.C.R. г) емкостях д) буровых насосах е) площадке аккумулятора ПВО ж) пол буровой з) офисных и жилых модулях на территории буровой			Переносные порошковые по 30 фунт.  Переносные порошковые по 30 фунт.  Переносные углекислотные Переносные порошковые по 30 фунт. Переносные порошковые по 30 фунт.  Переносные порошковые по 30 фунт. Переносные порошковые по 30 фунт.  Переносные порошковые по 20 фунт.
* на центральном пожарном щите.				





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

Основными видами аварий и осложнений в процессе строительства скважин 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: нефтегазоводопроявления, поглощения бурового и цементного растворов.

Таблица 15.9 - Прогноз возможных аварийных ситуаций. Мероприятия по их предотвращению и ликвидации. Инструкции по действию персонала

№ п/п	Возможные аварийные ситуации	Мероприятия по предотвращению аварий	Мероприятия по ликвидации аварий	Действия персонала по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений
1	2	3	4	5
1	<b>Слом бурильной (утяжеленной) трубы</b>	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 директором по производству, под руководством бурового супервайзера.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
2	<b>Прихват инструмента</b>	<p>2.1 Выделить прихватопасные зоны.</p> <p>2.2 Спускоподъемные операции в интервалах сужений, осыпей, обвалов производить на пониженных скоростях.</p> <p>2.3 Обеспечить качественную очистку бурового раствора от выбуренной породы.</p> <p>2.4. Вводить в раствор смазывающие противоприхватные добавки.</p> <p>2.5 Не оставлять инструмент без движения и промывки на длительный срок.</p> <p>2.6 Не допускать образования на стенках скважины толстой фильтрационной корки за счет соблюдения параметров промывочной жидкости.</p> <p>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.</p> <p>2.8 В компоновку бурильной колонны включать ясы необходимого размера.</p>	<p>2.1 Определить верхнюю границу прихвата геофизическими методами или по величине вытяжки свободной части колонны.</p> <p>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).</p> <p>2.3 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента.</p> <p>2.4 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.</p>	<p>2.1 Знать зоны осложнений.</p> <p>2.2 Поддерживать в работоспособном состоянии систему очистки раствора.</p> <p>2.3 При длительных перерывах в работе инструмент поднять в башмак колонны.</p> <p>2.4 Параметры раствора поддерживать согласно ГТН.</p> <p>2.5 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>
3	<b>Заклинивание инструмента</b>	<p>3.1 Выделить зоны осыпей, обвалов, желобных выработок.</p> <p>3.2 Исключить падение посторонних предметов в скважину.</p> <p>3.3 Параметры раствора поддерживать на уровне, обеспечивающем устойчивость стенок скважины.</p> <p>3.4 Допуск долота к забою производить осторожно с проработкой призабойной зоны.</p>	<p>3.1 Определить место заклини.</p> <p>3.2 Провести работы по сбиванию инструмента вниз или подъему вверх с одновременным проворотом.</p> <p>3.3 Рассчитать объем и установить ванну (водную, нефтяную, кислотную или др.) в зависимости от пород, залегающих в интервале прихвата. При расчете ванны учесть снижение давления на пласт и компенсировать его увеличением плотности раствора (при необходимости).</p>	<p>3.1 Использовать устройства и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.</p> <p>3.2 Систематически проверять состояние клиньев ротора, фиксирующие устройства ключей - АКБ, УМК и др.</p> <p>3.3 Не оставлять на столе ротора различные инструменты.</p> <p>3.4 При отсутствии инструмента в скважине закрывать устье.</p>



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
3	<b>Заклинивание инструмента</b>	3.5 Места посадок и затяжек тщательно прорабатывать.	3.4 Производить периодическую подкачку ванны и расхаживание инструмента. 3.5 После освобождения инструмента вымыть ванну и параметры раствора привести в соответствие с ГТН.	3.5 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
4	<b>Прихват обсадных колонн</b>	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 "на затопление".	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 директором по производству, под руководством бурового супервайзера.
5	<b>Полет обсадных труб</b>	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 директором по производству, под руководством бурового супервайзера. 5.4 Переподготовку ствола выполнить согласно плана работ на спуск колонны.



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
6	<b>Оставление шарошек долота (слом долота)</b>	<p>6.1 Спускать долота с вооружением, соответствующим твердости разбуриваемых пород.</p> <p>6.2 Не допускать передержки долота на забое (момент подъема долота определяется по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения).</p> <p>6.3 Не допускать резких посадок и ударов долота о забой.</p> <p>6.4 Перед спуском долота в скважину производить тщательный осмотр на предмет состояния сварных швов и наличие трещин.</p>	<p>6.1 Спустить магнитный фрезер или "паук".</p> <p>6.2 При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.</p> <p>6.3 Произвести разбуривание шарошки или части долота при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.</p>	<p>6.1 Не допускать несоответствия типа спускаемого долота твердости разбуриваемых пород.</p> <p>6.2 Анализировать показания контрольно-измерительных приборов (момент на роторе, скорости бурения для определения момента подъема долота).</p> <p>6.3 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>
7	<b>Падение посторонних предметов в скважину</b>	<p>7.1 Применять приспособления, препятствующие падению посторонних предметов в скважину.</p> <p>7.2 Каждую смену тщательно проверять состояние и фиксирующие приспособления автоматических и машинных ключей, клиньев ротора.</p> <p>7.3 Не оставлять на столе ротора инструменты и посторонние предметы.</p> <p>7.4 При отсутствии инструмента в скважине не оставлять открытым устье.</p>	<p>7.1 Спустить магнитный фрезер или "паук".</p> <p>7.2 При безрезультатности работ по п.6.1 спустить торцовый фрезер в комплексе с металлошламоуловителем.</p> <p>7.3 Произвести разбуривание постороннего предмета при нагрузке 4-6 т. При разбуривании металла отрыв инструмента от забоя производить через 15 мин.</p>	<p>7.1 При спуско-подъемных операциях применять обтиратеры и приспособления, препятствующие падению посторонних предметов.</p> <p>7.2 Аварийные работы выполняются по плану, утвержденному директором по производству, под руководством бурового супервайзера.</p>
8	<b>Нефтегазоводопрооявления</b>	<p>8.1 Бурильщики должны знать глубину залегания и характер прохождения горизонтов с аномально высокими или аномально низкими пластовыми давлениями.</p> <p>8.2 Не допускать снижения плотности раствора от предусмотренной ГТН.</p>	<p>8.1 Спустить инструмент на возможно большую глубину.</p> <p>8.2 Установить обратный клапан под квадрат.</p>	<p>8.1 При бурении в горизонтах с аномально высокими пластовыми давлениями ограничивать скорость бурения с целью обеспечения дегазации раствора.</p> <p>8.2 Дополнительно проинструктировать вахту о действиях при НГВП с применением средств индивидуальной защиты в условиях сероводородной агрессии.</p>



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8	Нефтегазоводопроявления	<p>8.3 При подъеме инструмента следить за соответствием объема поднимаемых труб и доливаемой жидкости.</p> <p>8.4 Не допускать поршневания при подъеме инструмента. Принять меры для ликвидации сальника.</p> <p>8.5 Обучить обслуживающий персонал действиям при НГВП в условиях выделения сероводорода.</p> <p>8.6 Поддерживать в работоспособном состоянии противовыбросовое оборудование.</p> <p>8.7 При резком увеличении механической скорости бурения следить за уровнем жидкости в циркуляционной системе и ограничить скорость бурения.</p> <p>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.</p> <p>8.9 Иметь запас раствора согласно пункта 10.14 ЕТП РК.</p> <p>8.10 Параметры раствора необходимо выравнивать по всему циклу.</p> <p>8.11 Не допускать утяжеления раствора "пачками".</p> <p>8.12 Включать технические и технологические средства для раннего обнаружения НГВП.</p>	<p>8.3 Герметизировать устье и восстановить циркуляцию.</p> <p>8.4 Приступить к вымыву разгазированного раствора с противодавлением и дегазацией.</p> <p>8.5 По величине давления в трубном и затрубном пространстве рассчитать необходимую плотность раствора для задавки проявления и утяжелить раствор до необходимой плотности.</p>	<p>8.3 Сообщить руководителю буровых работ о начавшемся проявлении.</p> <p>8.4 Навернуть обратный клапан и герметизировать устье.</p> <p>8.5 Члены буровой вахты действуют согласно расписания по сигналу "Выброс".</p>



Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
8	Нефтегазодоп роявления	<p>8.13 Поддерживать в работоспособном состоянии оборудование для дегазации раствора.</p> <p>8.14 Проводить учебные тревоги по сигналу "Выброс" с применением средств индивидуальной защиты от сероводорода.</p> <p>8.15 Не проводить кратковременных промежуточных промывок при наличии газированных забойных пачек.</p> <p>8.16 Промежуточные промывки во время спуска инструмента производить по длительности, позволяющей убедиться в отсутствии пластового флюида в скважине.</p> <p>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.</p> <p>8.18 При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать отсекающий цементный мост.</p> <p>8.19 К подъему инструмента приступать только после выравнивания параметров раствора по всему объему до установленной величины.</p>		
9	Поглощения	<p>9.1 Определить и знать зоны дренирования, тектонических нарушений, карстовых образований, горизонтов с высокой пористостью и проницаемостью.</p> <p>9.2 Не допускать превышения давления раствора над пластовым более величин, предусмотренных ЕТП РК.</p>	<p>9.1 При начавшемся поглощении поднять инструмент в башмак колонны или прихватобезопасный интервал с постоянным доливом скважины.</p> <p>9.2 Ввести наполнители (слюда, кордное волокно, целлофановая стружка, опилки, скорлупа, резиновая крошка и т.д.)</p>	<p>9.1 Поднять инструмент в башмак колонны с постоянным доливом скважины.</p> <p>9.2 Ввод наполнителей осуществлять при снятых сетках вибросит.</p>





Продолжение таблицы 15.9

1	2	3	4	5
9	Поглощения	<p>9.3 Спуск инструмента производить со скоростью, при которой сумма гидростатического и гидродинамического давлений должна быть больше пластового давления и меньше давления поглощения.</p> <p>9.4 При опасности возникновения поглощения предусмотреть ввод наполнителей, закачку вязко-упругих смесей, установку цементных мостов, стальных пластырей и т.д.</p> <p>9.5 В случае возможности возникновения поглощений предусмотреть уменьшение производительности насосов, возможность уменьшения диаметра КНБК для увеличения кольцевого зазора с целью уменьшения гидродинамических сопротивлений с минимальным ущербом для технологического процесса.</p> <p>9.6 Восстановление циркуляции производить при возможно минимальной производительности насосов с постепенным доведением до рабочей и вращением инструмента.</p> <p>9.7 Поддерживать в исправном состоянии компенсирующие устройства насосов для исключения резких колебаний давления</p>	<p>9.3 При полном или катастрофическом поглощении произвести намыв наполнителей через открытый конец бурильных труб, с применением гидромеханического пакера или установить цементный мост.</p>	<p>9.3 Бурение с частичным поглощением или без выхода циркуляции допускается только по специальному плану, утвержденному директором по производству.</p>

### 15.3 ТРЕБОВАНИЯ К КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЕ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБ

#### *Оценка коррозионного риска крепи скважины*

Коррозионная стойкость крепи скважины определяется множеством факторов, основными из которых являются свойства составляющих её элементов, в частности, механическая прочность и коррозионная стойкость обсадных колонн и цементного камня, а также надежность сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

В качестве базового цемента для крепления скважины выбран сульфатостойкий портландцемент марки G(HSR) по стандарту API, который в совокупности с регулируемыми добавками (см. таблица 9.1): ускоритель или замедлитель схватывания, понизитель водоотдачи, пеногаситель), обеспечивает формирование непроницаемого для пластовых флюидов цементного камня. Наличие такой цементной оболочки позволяет обеспечить защиту металла обсадных труб от агрессивного воздействия пластовых флюидов при условии хорошей адгезии цементного камня с колонной и стенками скважины.

Надежность сцепления цементного камня с колонной и стенками скважины определяется состоянием и подготовкой ствола скважины, которые зависят, в свою очередь, от правильного выбора типа и состава бурового раствора (промывочной жидкости) и технологии цементирования.

Предусмотренный проектом состав бурового раствора характеризуется пониженной водоотдачей и ингибирующим воздействием на глинистые породы, представленные в разрезе скважины, что позволяет формировать ствол скважины с минимальной кавернозностью и тонкой легкоудаляемой глинистой коркой. Излишки глинистой корки, которые могут сформироваться в интервале проницаемых пород, удаляются специальной буферной жидкостью, которая закачивается непосредственно перед цементированием. Объем буферных жидкостей взят из расчета времени контакта со стенками скважины не менее 6 минут, что обеспечивает достижение требуемого качества.

Биополимерный ингибированный буровой раствор на водной основе с добавкой хлористого натрия, представляет собой минерализованный раствор с коррозионной активностью, поэтому важнейшим этапом технологии цементирования является обеспечение полноты замещения в стволе скважины бурового раствора тампонажным раствором. Полимерные добавки в составе раствора структурируют гетерогенные системы, обеспечивая седиментационную устойчивость и понижение водоотдачи, поверхностно-активные вещества снижают поверхностное натяжение на границе сред, при этом обеспечивается полнота замещения бурового раствора тампонажным раствором. В состав бурового раствора вводятся также реа-



генты – нейтрализаторы кислых компонентов и кислорода при бурении интервалов с возможными нефтегазопрооявлениями и при вскрытии продуктивных пластов, вмещающих пластовый флюид, содержащий компоненты высокой коррозионной активности (сероводород, углекислый газ). В буровой раствор вводится бактерицидная добавка с целью предупреждения разложения крахмальных реагентов.

Технология цементирования, включающая в себя, кроме использования вышеперечисленных буферных жидкостей, наличие специальной технологической оснастки, турбулентный режим закачки цементного раствора, обеспечивает максимум замещения бурового раствора цементным.

Таким образом, предусмотренный в техническом проекте комплекс мероприятий при бурении и цементировании скважины, обеспечивает хорошее сцепление цементного камня со стенками скважины и обсадными колоннами, чем достигается надежная защита обсадных колонн и предупреждение коррозии крепи скважины в интервале цементирования.

#### ***Рекомендации по выбору материалов обсадных и лифтовых колонн***

Продукция месторождения характеризуется высокой коррозионной активностью компонентов. В связи с этим в условиях режимных параметров испытания и возможной добычи возможна инициация и реализация типичных для нефтегазодобычи видов коррозии: локальной и сплошной электрохимической коррозии, коррозионное растрескивание металла обсадных труб.

В пластовом флюиде месторождения отмечается наличие сероводорода и, углекислого газа. Стальные материалы, эксплуатирующиеся в среде, содержащей кислые компоненты, должны соответствовать требованиям стандарта NACE MR0175 и другим дополнительным требованиям: в частности, твердость материалов должна соответствовать нормативам стандарта NACE по сопротивляемости к общей коррозии и коррозионному растрескиванию под напряжением.

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

- для хвостовика – L-80 с толщиной стенки 8,56 мм;
- для НКТ – Т95-1 с толщиной стенки 6,45/5,51 мм.

Коррозионный мониторинг эксплуатационных колонн является обязательным при эксплуатации скважин. Методы коррозионного мониторинга позволяют диагностировать коррозионные нарушения колонн и контролировать уровень коррозии металлической крепи скважины. Своевременное принятие мер по защите крепи скважины обеспечит надежную эксплуатацию.



***Рекомендации по выбору материалов бурильных колонн***

- Для бурения на сероводородсодержащих площадях рекомендуется использовать специальные трубы, выполненные в сероводородостойком исполнении или высоких классов прочности.
- По бурильным трубам, применяемым в сероводородсодержащих скважинах, следует вести учет отработанного времени и условий работы. Регистрируется число отработанных часов и каждое воздействие свободного сероводорода. Результаты контроля должны включаться в общую подборку информации по эксплуатации бурильной колонны.

Для исключения или максимального снижения воздействия сероводородсодержащих флюидов на трубы рекомендуется поддерживать допустимую высокую плотность бурового раствора с тем, чтобы в кольцевое пространство скважины попадал газ, содержащийся только в выбуренной породе. Для растворения сульфидов рН 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.

***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 коррозионностойкого 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 <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S			
CO <sub>2</sub>	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 <sub>2</sub> и H <sub>2</sub> S	Некоррозионная (условно некоррозионная)	<0,05	0,00035 <sup>3)</sup>	Углеродистые или низколегированные стали <sup>1)</sup>	Углеродистые или низколегированные стали <sup>1)</sup>	-
	Слабокоррозионная	0,05-0,21	>0,00035 <sup>3)</sup>	Малоуглеродистые или низколегированные стали <sup>1)</sup>	Нержавеющие стали <sup>1)</sup>	K2
	От среднекоррозионной до высококоррозионной	>0,21	>0,00035 <sup>3)</sup>	Нержавеющие стали <sup>1)</sup>	Нержавеющие стали <sup>1)</sup>	K21
				Коррозионно-стойкие сплавы <sup>1) 2)</sup>	Коррозионностойкие стали <sup>1) 2)</sup>	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 (рН), температуры и т.п.] усиливает разрушающее влияние CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S на конструкционные материалы.

3) Приведено значение парциального давления H<sub>2</sub>S, которое необходимо учитывать в газовых скважинах. В нефтяных скважинах, содержание газа в которых более 15 %, влияние H<sub>2</sub>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 16 - Мероприятия по защите людей и окружающей среды при вскрытии пластов, содержащих сероводород

№ пп	Наименование мероприятий	Действия персонала
1	2	3
1	Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на территории буровой должны располагаться с учетом рельефа местности и направления господствующих ветров.	
2	Буровая вышка должна устанавливаться на фундамент, обеспечивающий свободное размещение противовыбросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвышечного пространства.	
3	При пуске буровой пусковая комиссия предприятия должна провести обследование буровой и составить акт о ее готовности. При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность для жизни людей или возникновение открытого фонтанирования, дальнейшие работы должны быть прекращены.	<p>Перед вскрытием пласта, содержащего сероводород, необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Вокруг территории буровой установить знаки безопасности.</li> <li>Проверить исправность приборов контроля концентрации сероводорода, наличие и исправность средств индивидуальной защиты (СИЗ), систем отсоса и отвода газа.</li> <li>Провести дополнительный инструктаж и тренировочное занятие по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и ИТР, осуществляющими бурение скважины.</li> <li>Обработать промывочную жидкость реагентом для нейтрализации серо-водорода из расчета ожидаемой концентрации его в промывочной жидкости.</li> <li>Обеспечить буровую запасом химреагентов, нейтрализующих сероводо-род.</li> </ul>
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: <ul style="list-style-type: none"> <li>Полностью нейтрализовать сероводород, не ухудшая качества промывочной жидкости.</li> <li>Не быть токсичными.</li> </ul>	



Продолжение таблицы 16

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 технического директора ТОО СП "FIAL".	
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.	<p>При обнаружении сероводорода руководитель работ (мастер, бурильщик) должен подать сигнал тревоги.</p> <p>При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК для рабочих зон необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Надеть соответствующие противогазы.</li> <li>· Оповестить ответственного исполнителя, ответственного руководителя работ и находящихся в опасной зоне людей.</li> <li>· Принять меры по устранению (снижению) загазованности.</li> <li>· Организовать контроль воздушной среды до ликвидации опасной загазованности не реже, чем через каждый час.</li> <li>· Обозначить загазованную зону знаками безопасности (с учетом направления ветра).</li> </ul>



Продолжение таблицы 16

1	2	3
16		<p>Принять меры по предупреждению захода (заезда) в загазованную зону посторонних лиц, транспортных средств и животных. При необходимости организовать посты.</p> <p>При повышении на рабочих местах (или вблизи них) концентрации сероводорода в воздухе, близкой к 0,5% объемных (7594 мг/м<sup>3</sup>), допустимой для фильтрующих противогазов, необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Выйти из опасной зоны.</li> <li>· Сообщить о создавшейся аварийной обстановке непосредственному руководителю и исполнителю работ.</li> <li>· Дальнейшие работы проводятся по плану ликвидации аварий в присутствии ИТР.</li> </ul> <p>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.</p> <p>При отравлении сероводородом необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>· Немедленно вызвать скорую медицинскую помощь.</li> <li>· Быстро вывести (вынести) пострадавшего из загазованной зоны на свежий воздух или в проветриваемое помещение.</li> <li>· Удобно уложить, освободить от стесняющей одежды, согреть, очистить полость рта.</li> <li>· Если пострадавший в сознании, дать понюхать нашатырный спирт, напоить крепким чаем, кофе и принять меры, чтобы больной не уснул.</li> </ul> <p>При остановке дыхания необходимо делать искусственное дыхание и непрямой массаж сердца</p>
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	





Продолжение таблицы 16

1	2	3
18	сигнализирующими устройствами. <b>Запрещается</b> 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	<b>Запрещается</b> выпускать в атмосферу без сжигания газ, содержащий сероводород.	
26	Руководство ТОО СП "FIAL" 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	<b>Освоение скважины воздухом запрещается.</b>	
30	Длина продувочного (факельного) отвода должна быть не менее 100м. Отвод монтируется с применением герметизирующих смазок и испытывается на герметичность в установленном порядке.	



### **15.5 ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЧИНАРЕВСКОЕ**

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 углубление скважины Ch-725 наклонно-направленным стволом Ch-725\_1 на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения. Геологический разрез проектируемой скважины изучен при бурении скважин на месторождении Чинаревское.

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

#### **Анализ и оценка степени риска при строительстве скважины**

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

Основные причины риска при строительстве скважин следующие:

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

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





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



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



Скорость ветра	Травмы Повреждение оборудования	5	4	20	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Остановка работ при усилении ветра выше нормы Связь	3	2	6
Холодная погода	Травмы Повреждение оборудования	3	3	9	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Оценка рабочих условий Связь	2	2	4
Жаркая погода	Травмы Повреждение оборудования	2	3	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий	2	2	4
Осадки Дождь Снег	Травмы	5	3	15	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Оценка рабочих условий Связь	4	2	8
Контакт с горячими / холодными поверхностями	Ожоги Обморожения	3	2	6	Спецодежда и СИЗ Собрание по ТБ перед началом работ Ограждения Связь	2	2	4
Работы на высоте	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования	4	5	20	Пояса безопасности при работе на высоте более 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 <sub>2</sub> S, SO <sub>2</sub> , CO <sub>2</sub> )	Травмы Потеря жизни Нанесение вреда окружающей среде	4	6	24	Процедура проведения работ Наряд-допуск для проведения работ Газовые детекторы на местоположении Дыхательные аппараты в наличии Наличие курсов токсичная атмосфера Обучение и компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ Система общения Обучение персонала спасению в загазованной местности	2	5	10
Утечка углеводорода	Травмы Гибель людей Повреждение оборудования Нанесение вреда окружающей среде	6	6	36	Функциональный тест и проверка ПВО перед проведением работ Использование протестированного оборудования Техническое обслуживание Использование оборудования, соответствующего зонам безопасности Процедура проведения работ / программа работ Наряд-допуск для проведения работ Обучение и компетентность персонала Собрание по ТБ перед началом работ	2	5	10

В - Вероятность возникновения вреда

С - Серьезность нанесение вреда

Р - Риск

\* - Уровень В, С и Р после принятия мер по снижению риска

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

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

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

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

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

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

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

#### *Этап проектирования.*

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

Проект должен учитывать опыт проводки скважин на данной площади, результаты исследований, выполненных при бурении 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 противofонтанной 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 Чинаревское.





### **Заключение**

Территория Западно-Казахстанской области широко охвачена эксплуатационным и разведочным бурением. Геологический разрез месторождения Чинаревское 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 противоводавления на пласт в процессе бурения, проведения спуско-подъемных операций (СПО), цементирования, освоения и ликвидации аварий;
- вскрытие пластов с аномально высоким пластовым давлением;
- недолив скважины или поршневание при подъеме бурильной колонны;
- недостаточная промывка при вскрытии мощных газовых пластов;
- недостаточная дегазация выходящего из скважины бурового раствора;
- нарушение технологии ликвидации прихвата с помощью закачки большого объема нефти при установке нефтяных ванн.

#### 15.6.1.2 Признаки возникновения ГНВП

##### *Прямые признаки в процессе углубления:*

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

##### *Косвенные признаки в процессе углубления:*

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

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

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

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

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



### 15.6.1.3 Причины открытых фонтанов

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

Основными причинами ОФ являются:

- несоответствие конструкции скважины и противовыбросового оборудования (ПВО) геологическим условиям, выбранных без учета глубины залегания и пластовых давлений;
- отсутствие ПВО на устье или несоответствие его технической характеристики условиям бурения;
- неправильная эксплуатация ПВО;
- отсутствие необходимого запаса бурового раствора на буровой;
- отсутствие обратного клапана на бурильных трубах;
- непринятие своевременных мер по предотвращению перехода 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, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ  
ПРИ ПРИНЯТИИ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ И СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН****Таблица 16.1 - Список литературы**

№ п/п	Наименование материала	Номера разделов проекта
1	2	3
1	Земельный Кодекс РК от 10 июня 2003 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 29.04.2024 г.)	Раздел 3
2	Экологический Кодекс РК от 02 января 2021 г. №400-VI (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 01.05.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
4	Кодекс Республики Казахстан "О недрах и недропользовании", №125-IV от 27.12.2017 г, Астана, с изменениями на 01.05.24.	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 01.07.2023 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 29.04.2024 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 28.02.2024 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 07.08.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15
9	Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления от 25.12.2020 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	Раздел 1, подраздел 15
11	Санитарно-эпидемиологические требования к обеспечению радиационной безопасности от 15.12.2020 г № КР ДСМ-275.	Раздел 1, подраздел 15
12	Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения от 03.08.2021 г. (с изменениями и дополнениями по состоянию на 22.04.2023 г.)	Раздел 1, подраздел 15
13	Санитарные правила «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов», прМНЭ РК № 237 от 20.03.2015г.	Раздел 1, подраздел 15
14	СП «Санитарно-эпидемиологические требования к технологическим и сопутствующим объектам и сооружениям, осуществляющим нефтяные операции», приложение 4 к прМНЭ РК №236 «Об утверждении Санитарных правил «Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности» от 20 марта 2015 года.	Раздел 1, подраздел 15
15	«Методические рекомендации по организации и осуществлению производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте» Утверждены комитетом ГК ЧС ПБ 12 апреля 2010 г. №12.	Раздел 1, подраздел 15



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
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 04.08.2023 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 №230 от 20.03.2015 г (с изменениями на 03.01.2023 г.).	Раздел 1, подраздел 15
20	РД-08-41-94. Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и испытании пластов. Алматы, МНП РК, 1994.	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 09.03.2024 г.)	Раздел 1, подраздел 15
22	РД-08-44-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
23	"Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ" (ВСН 39-86).	Реферат, Раздел 1, подраздел 13,
24	РД 39-0148052-537-87. "Макет рабочего (технического) проекта на строительство скважин на нефть и газ".	Реферат
25	РД0 Инструкция по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 9
26	Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. АООТ "ВНИИТнефть", Москва, 1999.	Раздел 1, подраздел 9
27	Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. РД 39-1-306-79, М, 1998.	Раздел 1, подраздел 10
28	РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газоводонефтепроявлений и их предупреждению. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1983.	Раздел 1, подраздел 5
29	РД Инструкция по расчёту бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. Москва, ВНИИТнефть, 1997.	Раздел 1, подраздел 8
30	РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1990.	Раздел 1, подраздел 8
31	РД 39-0147009-516-86. Инструкция по составлению гидравлической программы бурения скважин. Краснодар, ВНИИКРнефть, 1986.	Раздел 1, подраздел 8
32	РД 39-2-686-82. Инструкция по бурению вертикальных скважин роторным способом. Москва, ВНИИБТ, Гипровостокнефть, 1982.	Раздел 1, подраздел 8
33	РД 39-0147014-515-85. Особенности расчёта трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородсодержащих месторождений. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987.	Раздел 1, подраздел 9
34	РД-08-43-94. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора. Алматы, МНП РК, 1994.	Раздел 1, подраздел 15
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



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
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
57	Стандарт АНИ 16А. Противовыбросовое оборудование.	Раздел 1, подраздел 9
58	СН РК 2.04-03-2011 Защита от шума.	Раздел 3, подраздел 2
59	СУСН-49. Сборник укрупненных сметных норм. Бурение. М, 1983.	Раздел 2, подраздел 2
60	СНиП IV-5-82. Часть IV, Глава 5, приложение, Сборник 49, часть III, Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность. Москва,	Раздел 2, подраздел 1,2
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



Продолжение таблицы 16.1

1	2	3
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 II-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. I под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1976.
Справочник инженера по бурению т. II под редакцией В. И. Мищевича. Москва, Недра, 1978.
Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин под редакцией Булатова. Москва, Недра, 1981.
Справочник укрупненных сметных норм (СУСН) на строительство нефтяных и газовых скважин. Москва, Недра, 1981.
Иогансен К. В. Спутник буровика. Справочник. Москва, Недра, 1986.
Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. Москва, Недра, 1963.
Шевцов В.Д. Предупреждение газопроявлений и выбросов при бурении глубоких скважин. Москва, Недра, 1988.
Бабаев С. Г. Надежность нефтепромыслового оборудования. Москва, Недра, 1987.
Specification for Casing and Tubing. API specification 5CT, 7-th edition, Oct. 2001, ISO 11960:2001.
NACE international the corrosion society Standard Material Requirements. NACE Standard MR0175-2000 Item No. 21302 MR 0175-99 was an American National Standard. ANSI Approval of the 2000 edition of MR0175 is expected by April 2000.

## Раздел 2

# Организация строительства





## 1 СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1 - Водоснабжение

Расчётная потребность в технической воде, м <sup>3</sup> /сут	Объём запасных ёмкостей для воды, м <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup> /ч	расстоя- ние до буровой, км	диаметр, мм	длина, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ZJ 70											
Для технических нужд 6,1	90	нет	да	да	нет	водозаборная скважина	место- рождение	-	0,05	100-127	50
Для хоз. бытовых нужд и котельной 4,0	25	нет	нет	нет	да	магистральный водопровод	г. Уральск	-	80	-	-
<p>Примечание -</p> <p>Водоснабжение буровой бригады технической водой для технических нужд будет осуществляться по водопроводу из водозаборной скважины, находящейся на месторождении на расстоянии 50 метров от БУ.</p> <p>Для станка ZJ 70: хранение воды для технических нужд в двух ёмкостях V-45 м<sup>3</sup>, для хоз. бытовых нужд и котельной установки в ёмкости V-25 м<sup>3</sup>.</p> <p>Для питьевых целей – вода привозная бутилированная.</p> <p>Ёмкости хранения воды, используемые для хоз. бытовых нужд, изготавливаются из нержавеющей стали.</p>											

## 1.1 РАСЧЁТ РАСХОДА ВОДЫ

Таблица 1.1.1 - Водопотребление

№ пп	Наименование работ	Расход воды (м <sup>3</sup> ) на скважину для			
		хоз.бытовых нужд	котельной установки	технических нужд	Всего
1	2	3	4	5	6
1	Подготовительные работы к бурению	15,5	9,7	-	25,1
2	Строительство и монтаж	48,3	-	-	48,3
3	Бурение и крепление	134,0	83,8	316,3	534,0
4	Испытание на продуктивность	69,8	43,7	194,6	308,1
	Итого	267,5	137,1	510,9	915,5

## 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 м<sup>3</sup>/сут (паспортные данные).

Продолжительность эксплуатации котельной установки:

$T = (6 + 52 + 27,1) \times 196 / 365 = 45,7$  сут;

где: 196 сут - продолжительность отопительного периода (ВСН 39-86, таб. 4).



## 2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

Таблица 2.1 - Электроснабжение

Количество потребляемой электроэнергии, кВт	Заявленная мощность, кВт		Источник электроснабжения		Характеристика линий передачи электроэнергии		
	системы электро снабжения буровой	трансформаторов	наименование (энергосистема, электростанции и т.д.)	расстояние до буровой, км	ЛЭП, кВ	подземный (подводный) кабель, кВ	длина, км
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>ZJ 70</b>							
Источником электроэнергии являются двигатели внутреннего сгорания с генераторами N-1200 кВт.							

Таблица 2.2 - Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки, т				Потребность в ГСМ для котельной теплофикационной установки, т	База снабжения ГСМ	
Всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км
	топлива	масла	смазки			
1	2	3	4	5	6	7
ZJ 70						
1. Дизель-генератор CAT3512 B, N-1200 кВт, 4 комплекта;						
2. Дизель-генератор CAT C15, N-220 кВт (вспомогательный), 1 комплект.						
1712,4	1699,6	12,8	-	160,9	г. Уральск н/база	80

**ZJ 70**

Расход масла и топлива для дизель-генераторов CAT3512B определен согласно справке бурового подрядчика

**При подготовительных работах, бурении, креплении и испытании объекта:**

**Дизель-генератор CAT 3512B**

Дизельное топливо:  $0,001 \times 287,6 \times 0,85 \times 24 \times 4 \times (6+52+8,1) = 1551,2$  т

Масло:  $0,000001 \times 1,6 \times 1200 \times 24 \times 4 \times (6+52+8,1) = 11,9$  т

где: 287,6 - расход топлива для одного генератора, л/час;

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

24 - часа в сутки;

0,001 - перевод кг в тонну;

4 - количество дизелей;

0,000001 -перевод г в тонну;

1,60 -удельный расход масла, г/кВт\*час;

1200 -мощность двигателя, кВт.

**Дизель-генератор CAT C15**

Дизельное топливо:  $0,001 \times 0,85 \times 24 \times 0,001 \times 1 \times (6+52+27,1) = 143,7$  т

Масло:  $0,000001 \times 1,6 \times 220 \times 24 \times 1 \times (6+52+27,1) = 0,85$  т

где: 82,8 - расход топлива для одного генератора, л/час;

1,6 - расход масла за сутки, т/сут;

1 - количество дизелей;

220 -мощность двигателя, кВт.



**Продолжение таблицы 2.2****Оборудование для обогрева:**

Котельная установка 12ZQG010W для обогрева в зимний период

Согласно справке бурового подрядчика расход топлива - 2,4 т/сут.

Расход топлива составит:  $2,4 \times (6+52+8,1) \times 196/365 = 85,19$  т

где: 196 - продолжительность отопительного периода, сут (ВСН 39-86 таблица №4);  
 6 - продолжительность подготовительных работ к бурению, сут;  
 52 - продолжительность бурения и крепления, сут.  
 8,1 - время работы двигателей БУ при испытании, сут.  
 27,1 - продолжительность испытания скважины, сут.

Котельная установка 13W131.5104 для обогрева в зимний период

Согласно справке бурового подрядчика расход топлива - 1,66 т/сут.

Расход топлива составит:  $1,65744 \times (6+52+27,1) \times 196/365 = 75,74$  т

**Цементировочный агрегат - 35-8-5/PSM при цементировании**

Диз.топливо:  $1,302 \times 0,06 = 0,08$  т

Масло:  $0,026 \times 0,06 = 0,002$  т

где: 1,302 - расход топлива, т/сут;  
 0,026 - расход масла за сутки, т/сут;  
 0,060 - продолжительность работы цем. агрегата, сут.

**Вильчатый погрузчик при цементировании, N-170 кВт**

Диз.топливо:  $0,311 \times 0,06 = 0,019$  т

Масло:  $0,006 \times 0,06 = 0,0004$  т

где: 0,311 - расход топлива, т/сут;  
 0,006 - расход масла за сутки, т/сут;  
 0,060 - продолжительность работы вильчатого погрузчика, сут.

**Агрегат ЦА-400, N=177кВт при выполнении работ по испытанию скважин, опрессовке, замены раствора на техническую воду, вызове притока**

Диз.топливо:  $0,785 \times 2,902 \times 2 = 4,6$  т

Масло:  $0,016 \times 2,902 \times 2 = 0,09$  т

где: 0,79 - расход топлива, т/сут;  
 0,016 - расход масла за сутки, т/сут;  
 2 - количество комплектов;  
 2,902 - продолжительность работы агрегата, сут.



## 3 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1 - Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций-исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительства персонала		Номера 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 - Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ пп	Наименование материалов, инструмента, оборудова- ния	Едини- ца изме- рения	Всего на сква- жину	В том числе по этапам строительства					
				подготови- тельные ра- боты к стро- ительству	строительно- монтажные работы	бурение и кре- пление		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	Цементная фреза 6"	шт.	1	-	-	Зачистка в 177,8 мм (7") эксплуатационной колонне	1	-	-
2	Наддолотный переводник 4 3/4"	шт.	1	-	-		1	-	-
3	Колонный стабилизатор 152,4 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
4	4 3/4" УБТ (DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
5	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
6	7" колонный скрепер	шт.	1	-	-		1	-	-
7	Фреза 5 3/4" для прорезания окна	шт.	1	-	-	Вырезание окна в 177,8мм колонне	1	-	-
8	Нижняя шаровая фреза 5 7/8"	шт.	1	-	-		1	-	-
9	Верхняя шаровая фреза 6"	шт.	1	-	-		1	-	-
10	Шарнирное соединение	шт.	1	-	-		1	-	-
11	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-
12	4 3/4" УБТ (DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
13	120,65 мм Ясс (4 3/4" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
14	Долото 152,4 мм (6" IADC 517)	шт.	1	-	-	Бурение под 114,3 мм "хвостовик"	1	-	-
15	Долото 152,4 мм PDC (6" IADC M223)	шт.	3	-	-		3	-	-
16	РУС (PowerD 475) с 149,2 мм стаб и обр клап	шт.	1	-	-		1	-	-
17	Винтовой забойный двигатель MIX	шт.	1	-	-		1	-	-
18	Н/маг стабилизатор 149,2 мм (5 7/8" STB)	шт.	1	-	-		1	-	-
19	Электромагнитная система MWD	шт.	1	-	-		1	-	-
20	Н/маг 120,7 мм УБТ (4 3/4" NMDC)	комп.	1	-	-		1	-	-
21	120,7 мм УБТ (4 3/4" DC)	комп.	1	-	-		1	-	-
22	120,7 мм Ясс (4 3/4" JAR)	шт.	1	-	-		1	-	-
23	88,9 мм ТБТ (3 1/2" HWDP)	комп.	1	-	-		1	-	-



Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
24	Фреза 3 3/4"	шт.	1	-	-	Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике	1	-	-
25	Переводник с обратным клапаном 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
26	Забойный двигатель 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
27	Перепускной переводник 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
28	Переходный переводник 79,4 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
29	Переходный переводник 73 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
30	79,4 мм Ясс (3 1/8" JAR)		1	-	-		1	-	-
31	Переходный переводник 88,9 мм	шт.	1	-	-		1	-	-
32	Циркуляционный переводник 88,9 мм	шт.	1	-	-	Бурение под 114,3 мм Хвостовик	1	-	-
33	73 мм (2 7/8") НКТ	комп.	1	-	-		1	-	-
34	СБТ 88,9 мм G-105	м	4440	-	-		4440	-	-
35	НКТ 73,0 мм C-95	м	2114	-	-		2114	-	-
36	Обсадные трубы 114,3 мм	м	2114	-	-		2114	-	-
37	НКТ 88,9 T95.1	м	2000	-	-	-	-	-	2000
38	НКТ 73,0 T95.1	м	2300	-	-	-	-	-	2300
39	Цемент класса G (HSR)	т	20,5	-	-	-	20,5	-	
40	Химреагенты	т	131,6	-	-	-	131,6	-	
41	Соляная кислота 15%	м <sup>3</sup>	45,0	-	-	-	-	-	45,00
42	Центраторы, башмак, пробки, ЦКОД (см. таб. 9.6)	шт. кг	90 574	-	-	Хвостовик 114,3 мм	90 574	-	-
43	Горюче-смазочные материалы: ZJ 70	т	1873,4	-	-	-	1873,4	-	-
44	Пресная вода и техническая вода	м <sup>3</sup>	915,5	25,1	48,3	-	534,0	-	308,1



Таблица 4.2 - Ведомость потребности в строительных машинах и спецагрегатах

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 эксплуата- ционной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Строительные машины и спецтехнику доставляет буровой подрядчик по контракту							

Таблица 4.3 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки грузов

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер марш- рута	Номера грузов по табл. 4.1	Масса груза на единицу транс- портного сред- ства, т	Количество рейсов по этапам строительства					
				подготовитель- ные работы к строительству	строительно монтажные работы	бурение и кре- пление		испытание (освоение)	
						название колонны	значе- ние	в про- цессе бурения	в эксплуа- тационной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Доставку грузов осуществляет буровой подрядчик по контракту									

Таблица 4.4 - Ведомость потребности в транспортных средствах для доставки вахт

Наименование (шифр, марка) транспортных средств	Номер марш- рута	Количество рейсов по этапам строительства					
		подготовитель- ные работы к строительству	строительно- монтажные работы	бурение и крепление		испытание (освоение)	
				название колонны	значе- ние	в процессе бурения	в эксплуата- ционной колонне
1	2	3	4	5	6	7	8
Доставку вахт осуществляет буровой подрядчик по контракту							

### Таблица 1




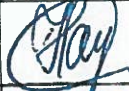




№ пп	Наименование показателя	Единица измерения	Значение показателя		Приме- чание
			проектного	фактического	
1	2	3	4	5	6
1	Проектная глубина скважины по вертикали/по стволу MD	м "-	4491/4648		
2	Стоимость строительства скважины, всего в том числе по этапам - строительные и монтажные работы - подготовительные 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  "- "- "- "-	100,1  15 6 52 27,1		
4	Глубина спуска обсадных колонн: Хвостовик 114,3 мм	м "-	2534-4648		
5	Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны: Хвостовик 114,3 мм	сут "-	47		
6	Затраты времени на работы по креплению колонн: Хвостовик 114,3 мм	сут "-	5		
7	Расход долот по типоразмерам Доло 152,4 мм (6" IADC 517) Доло 152,4 мм PDC (6" IADC M223)	шт. "- "-	1 3		
8	Отбор керна: метраж вынос	м %	0 -		
9	Материал для бурового раствора: - утяжелители - глинопорошок (по типам) - химреагенты: NaOH Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> Ксантановый биополимер Модифицированный крахмал Оксид цинка NaHCO <sub>3</sub> Сульфированный асфальтен Смазывающая добавка CaCO <sub>3</sub> F/M Биоцид Противопениватель Ингибитор коррозии NaCl	   т "- "- "- "- "- "- "- "- "- "- "- "- "- "- "-	   0,295 0,295 0,885 4,426 1,770 0,036 5,311 1,475 59,60 0,295 0,295 0,295 49,28		

## 4 Рабочая документация

(ТЗ, ГТН, схемы БУ, испытания и др.)

## ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**Техническое задание на разработку индивидуального технического проекта на строительство бокового ствола Ch-204\_1 в эксплуатационной скважине Ch-204 на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения**

ФИО	Должность, Департамент	Подпись	Дата
<b>Утверждено:</b>			
Тинкхоф Р.	Директор по Производству		20/03/2025
Фогтлендер Г.	Директор Дирекции УРМ		20/03/2025
<b>Согласовано:</b>			
Альжанов А.А.	Начальник Департамента Геологии и Геофизики		20.03.25
Наурузов Т.	Начальник Департамента Разработки и Технологии Добычи Месторождения		20.03.2025
Тулегенов Д.	Начальник Департамента КК, ОТ, ПБ и ООС		20/03/2025
Царь Н.	Инженер Механик Промышленных Объектов		20.03.2025
<b>Проверено:</b>			
Айду А.	Начальник Отдела по Проектированию Скважин		20/03/2025
<b>Prepared by / Подготовлено:</b>			
Сапышева Р.	Инженер по Бурению		20.03.25

## Содержание

1. Основание для проектирования .....	3
2. Основные проектные данные .....	3
3. Буровое оборудование .....	4
3.1 Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважины .....	4
4. Конструкция скважины .....	4
5. Углубление скважины .....	5
6. Буровые растворы .....	5
6.1 Рекомендуемая программа по буровым растворам .....	6
7. Крепление скважины .....	6
7.1 Цементирование обсадных колонн .....	6
8. Испытание объектов после окончания бурения .....	6
9. Продолжительность строительства скважины .....	7
10. Общие сведения о районе буровых работ .....	7
11. Организация строительства .....	7
11.1 Сведения о строительстве буровой площадки .....	7
11.2 Объем подготовительных работ .....	7
11.3 Требования к объекту .....	9
11.3.1 Буровая площадка согласно Приложению №2 .....	9
11.3.2 Площадка ГСМ согласно Приложению №2 .....	9
11.4 Ведомость объемов работ на подготовку универсальной .....	9
буровой площадки .....	9
12. Водо и энергоснабжение, связь и местные стройматериалы .....	9
13. Охрана окружающей среды .....	9
14. Организация транспортировки .....	9
14.1 Сведения о транспортировке вахт .....	9
Определяются после выбора бурового подрядчика .....	9
14.2 Сведения о транспортировке грузов .....	10

**Приложение №1** Техническая характеристика (копии паспортов) бурового оборудования, с указанием удельного расхода топлива по каждому типу дизелей и котельным.

**Приложение № 2** Спецификация бурового оборудования.

**Приложение № 3** Схема расположения бурового оборудования при бурении скважин, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК по Западно-Казахстанской области РК.

**Приложение № 4** Схема расположения бурового оборудования при испытании скважин, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК по Западно-Казахстанской области РК.

**Приложение № 5** Схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием при бурении скважин, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК по Западно-Казахстанской области РК и с Западно-Казахстанским филиалом РГП «ПВАСС».

**Приложение № 6** Схема обвязки устья скважины при испытании скважин и при испытании пластоиспытателем, согласованная с Департаментом Комитета индустриального развития и промышленной безопасности Министерства по инвестициям и развитию РК и с Западно-



Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

Казахстанским филиалом РГП

**Приложение № 7** Минимальные требования КК, ОТ, ПБ и ООС для Технического задания на строительство скважин ЧНГКМ

**Приложение № 8** Геологическая программа

**Приложение № 9** Траектория скважины №Ch-204\_1

### 1. Основание для проектирования

- 1.1. Контракт № А22-220-00 «06» Октября 2022 г.
- 1.2. Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Чинаревское по состоянию на 01.01.2021г) №04-16/920 от 18.04.2022 г

### 2. Основные проектные данные

№	Наименование	Значение
1.	Государство, область, район строительства скважин	Республика Казахстан, Западно-Казахстанская область, район Байтерек
2.	Месторождение	Чинаревское
3.	Номер скважины	Ch-204_1 (боковой ствол)
4.	Цель бурения и назначение скважины	<ul style="list-style-type: none"> <li>Бурение бокового ствола в существующей скважине 204 до подошвы турнейского горизонта Т3</li> <li>Выбрать оптимальную компоновку для добычи</li> <li>Перевести скважину в добычу по III турнейскому нефтяному объекту (Т1+Т2) Спуск 4 ½" хвостовика и цементирование, 3 ½" и 2 7/8" колонны НКТ без пакера и оборудования заканчивания для эксплуатации Турнейского горизонта.</li> </ul>
5.	Проектный горизонт	Турнейский горизонт
6.	Вид скважины	Эксплуатационная
7.	Альтитуда земли, м	87,7 м
8.	Первоначальная высота стола ротора, м	10,6 м
9.	Планируемая Высота стола ротора, м	10,5 м
10.	Тип профиля скважины	Наклонно-направленная, (зарезка бокового ствола с 2634 м до проектной глубины)
11.	Глубина по вертикали TVDRT, м	4387,24 м*
12.	Глубина по стволу MDRT, м	4648 м*
13.	Азимут, °	57,5°
14.	Максимальный зенитный угол	40°
15.	Вертикальная глубина входа в пласт TVDRT, м	Кровля Турнейского горизонта, 4263,86 м*
16.	Содержание H <sub>2</sub> S и CO <sub>2</sub> в пластовом флюиде	H <sub>2</sub> S < 2% CO <sub>2</sub> < 2%
17.	Объем сжигания газа	200 тыс.м <sup>3</sup>
18.	Время сжигания газа для каждого объекта, сут	10

\*- Конечная глубина будет подтверждена во время бурения скважины.



Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

### 3. Буровое оборудование

№	Наименование	Значение
1.	Тип буровой установки	ZJ -70 или аналоги.
2.	Высота ротора буровой установки	10,5 м
3.	Грузоподъемность буровой установки	450 tons
4.	Установка для испытания последующих объектов	Оборудование для испытаний скважин / Станок грузоподъемностью 160 – 180 т
5.	Тип вышки	Пирамидальная, Телескопическая
6.	Перечень дополнительного оборудования, механизмов к основному комплекту	По спецификации Заказчика (бурового подрядчика)
7.	Тип дизелей, количество, расход топлива на кВт/час по типам ДВС	По спецификации Заказчика (бурового подрядчика)
8.	Вид монтажа	Первичный и повторный
9.	Подготовка трассы к перетаскиванию	По необходимости
10.	Тип фундамента	ж/б плиты
11.	Пожарная емкость	50 м³, количество – 1 шт
12.	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов	По спецификации сервисной компании

#### 3.1 Противовыбросовое оборудование и обвязка устья скважины

Колонная головка и Фонтанная арматура согласно стандарту API:

Секция	Наименование	Размер	Давление, psi	Класс тем.	Класс материал	PSL	PR
E	Фонтанная арматура	3 1/16"	10000	L-U	DD	3	2
D	Трубная головка	7 1/16"	10000	L-U	DD	3	2
C	Колонная головка	11"	10000	L-U	DD	3	2
B	Колонная головка	13 5/8"	5000	L-U	AA	2	1
A	Колонная головка	16 3/4"	3000	L-U	AA	2	1

### 4. Конструкция скважины

#### 4.1 Фактическая конструкция скважины:

Наименование Колонн	Диаметр, мм		вес на единицу длины, kg/m	Глубина MDRT, м	ВПЦ от устья, м	Тип металла колонны; резьба
	Долота	Колонны				
Шахтовое Направление	660,4	628,6		36	0	(ГОСТ)
Кондуктор	558,8	425,4	117,60	346,2	60	ГОСТ Д; ВТС
Промежуточная колонна	394	323,8	87,80	1189,0	125	ГОСТ Д; ВТС
Промежуточная колонна	295,3	244,5	79,2	2632,2*	145	L-80; TG-QMI

Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

Эксплуатационная	215,9	177,8	47,4	0 – 967,26	96	VASS95; Vasuperior
			42,9	967,26–4381,40 **		L-80; Vasuperior
			47,4	4391,40 – 5031,17		VASS95; Vasuperior
Хвостовик	152,4	114,3	22,35	4776,5-5716		C-110: TMK PF

\* 9 5/8-дюймовая Муфта Ступенчатого Цементирования на 1501.1-1501.97 м

\*\* 7-дюймовая Муфта Ступенчатого Цементирования на 3497.45-3498.43 м

## 4.2 Планируемая конструкция скважины:

Наименование Колонн	Диаметр, мм		вес на единицу длины, kg/m	Глубина MDRT, м	ВПЦ от устья, м	Тип металла колонны; резьба
	Долота	Колонны				
Эксплуатационная*	215,9	177,8	47,4	0 – 967,26	96	VASS95; Vasuperior
			42,9	967,26–4381,40		L-80; Vasuperior
			47,4	4391,40 – 5031,17		VASS95; Vasuperior
Хвостовик;	152,4	114,3	22,48 / 22,62	2534 – 4648	2534	Согласно проекта

\*существующая колонна

### Общие примечания:

- До начала бурения существующий ствол от забоя 5716 м до места зарезки бокового ствола будет ликвидирован.
- Глубины установки подвески и башмака хвостовика уточняются при разработке проекта и уточнения геологических данных.
- Углубление скважины без изменения существующей конструкции, с последующим спуском и цементированием 4 ½-дюймовой колонны-хвостовика.
- В случае выхода за пределы зоны залегания пласта (согласно результатам интерпретации каротажного журнала) будет рассмотрено:
  - Ликвидировать последние 200-400 м путем цементирования и бурения второго бокового ствола скважины с другим азимутом и/или наклоном (подлежит подтверждению).

## 5. Углубление скважины

№	Наименование	Значение
1	Способы бурения	
Секция диаметром – 152,4 мм		Турбинный, ВЗД, РУС
2	Режимы бурения	Согласно расчетам
3	Бурильные трубы, мм	89 мм, 73 мм
4	Выбор КНБК	Согласно расчетам

## 6. Буровые растворы

№	Наименование	Значение
1	Способ приготовления	Индивидуальный



Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

2	Рецептура приготовления бурового раствора	По программе сервисной компании
3	Наименование химических реагентов	По программе сервисной компании
4	Надпакерная жидкость (рассол)	На основе хлорид кальция ( $\text{CaCl}_2$ )

### 6.1 Рекомендуемая программа по буровым растворам

Диаметр ствола, мм	Удельный вес бур. Р-ра*	Тип бурового раствора	Рекомендуемый объем раствора, м <sup>3</sup>
152,4	1,18 - 1,35	Биополимерный	520

#### Примечания:

\*- удельный вес бурового раствора выбирается в зависимости от пластовых давлений в соответствии с требованиями нормативных документов РК и необходимости обеспечения устойчивости ствола скважины.

## 7. Крепление скважины

### 7.1 Цементирование обсадных колонн

Обсадная колонна, мм	Секция, мм	Интервал Установки MDRT*, м		Номер ступени цементир. (снизу вверх)	Состав цементного раствора	Состав буферной жидкости
		От (верх)	До (низ)			
114,3	152,4	2534	4648	По программе сервисной компании по цементированию		

#### Примечания:

\* Уточняется в процессе строительства скважины.

## 8. Испытание объектов после окончания бурения

- **Вскрытие пласта:**
  - Произвести бурение до подошвы пласта турнейского горизонта ТЗ -4650 м (MDRT).
- **Заканчивание:**
  - Спуск 4,5" хвостовика до забоя с последующим цементированием.
  - Спуск и установка комбинированной компоновки 3 1/2" НКТ (2000 м) и 2 7/8" (2300 м) НКТ без пакера, минимальный проходной диаметр 60 мм
  - Перфорация пластового интервала на основе результатов каротажа. До спуска компоновки перфорация 2 7/8" на кабеле – 20 м. После спуска компоновки перфорация 2" на кабеле – 30 м.
- **Стимуляция:**
  - 3-х стадийное СКО на ГНКТ по отдельной программе
- **Испытание:**
  - Отчистка при штуцере.
  - Комплексные исследования: КВД, PLT
  - PLT ст/дин, испытания через сепаратор при оптимальном штуцере.

#### Примечания:

- В случае необходимости в дополнительной перфорации для интенсификации притока из объектов продуктивного горизонта будет производиться отдельно по системе «снизу - вверх», спуском перфоратора на кабеле.

Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

- В случае получения притока будут проведены гидродинамические исследования, с замерами гидродинамических параметров пластов, в том числе с регистрацией забойных давлений, замером пластового давления и снятием кривой восстановления давления для получения количественной характеристики пластов (проницаемость, гидропроводность, продуктивность и др), отбором устьевых проб.
- В случае получения слабых притоков УВ по испытанию будет проводиться работы по интенсификации притока с помощью ГНКТ с предварительным проведением ГИС (PLT) по отдельному плану.
- В случае отрицательного результата испытаний Турнейских отложений принять решение на ликвидацию открытого ствола.

### 9. Продолжительность строительства скважины

№	Наименование	Значение
1	Подготовительные работы к бурению	6 суток
2	Строительство и монтаж буровой установки	15 суток
3	Бурение скважины	52 суток
4	Испытания объектов, сут	По расчету

### 10. Общие сведения о районе буровых работ

№	Наименование	Значение
1	Среднегодовая температура воздуха, С <sup>0</sup>	+4,8 СНиП РК. 2. 04 – 01 - 2001
2	Наибольшая летняя	+ 45 <sup>0</sup>
3	Наименьшая зимняя:	- 45 <sup>0</sup>
4	Продолжительность зимнего периода, сут	146 ВСН 39 - 86
5	Продолжительность отопительного периода, сут	196
6	Среднегодовое количество осадков, мм	264 СНиП РК 2. 04 – 01 - 2001
7	Азимут преобладающего направления ветра	ЮВ/СЗ
8	Скорость ветра, м/с	6

### 11. Организация строительства

#### 11.1 Сведения о строительстве буровой площадки

№	Наименование	Значение
1	Рельеф местности	Холмистая равнина
2	Состояние местности	Пашня, луга
3	Плодородный слой (гумус), см	50
4	Категория грунта	Вторая
5	Глубина промерзания грунта, м	1,5
6	Размер земельного участка под буровую площадку	3,5 га по СНиП 459 - 74

#### 11.2 Объем подготовительных работ

№	Наименование	Значение
1	Необходимость проведения проектно-изыскательских работ на площадке строительства буровой	ЗКО, Байтерекский район, ЧНГКМ.
2	Технические условия на сооружение универсальной буровой площадки	Действующее предприятие с особыми условиями эксплуатации.
3	Вид сооружения	Круглогодично, круглосуточно.
4	Район, участок строительства	ЗКО, Байтерекский район, ЧНГКМ.
5	Назначение объекта	Площадка для строительства



Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

		скважины.
6	Сооружение подъездных дорог к буровой	Не требуется
7	Сооружение переездов и мостов	Схема буровой площадки

№	Наименование видов работ	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	<b>Буровая площадка (согласно прилагаемой схеме)</b>			
1	Согласование с Заказчиком работ, на территории ЧНГКМ, вынос на местность, разбивка;	Комп л.	1	
2	Разработка, перемещение грунта плодородного слоя h-300мм. обеспечить складирование по периметру буровой площадки 22900м <sup>2</sup> ; 6870м <sup>3</sup> ;	м <sup>3</sup>	6870	
3	Планировка территории буровой площадки;	м <sup>2</sup>	22900	
4	Вертикальная планировка территории буровой площадки с досыпкой грунта (грунт сосредоточенного карьера подрядчика). Необходимо обеспечить уклон от шахты устья скважины к факельным приемкам;	м <sup>3</sup>	1600	
5	Монтаж площадки бурового станка из сборных железобетонных плит ПДН (2х6м). Монтаж выполнить по укатанной- уплотнённой поверхности, на основании из ПГС h=100 мм;	м <sup>2</sup>	10020	
6	Монтаж площадки ГСМ (30х10м) из сборных железобетонных плит ПДН (2х6м) в т. ч. очистка, перевозка до 25км, 25шт; 300м <sup>2</sup> (плиты предоставляет заказчик). Монтаж выполнить по укатанной- уплотнённой поверхности, на основании из ПГС h=100 мм; 30м <sup>3</sup> ., необходимо предусмотреть обвалование земляной насыпью с устройством противифльтрационного экрана с применением геомембраны и глиняного замка (грунт сосредоточенного карьера подрядчика);	м <sup>2</sup>	300	
7	Устройство факельных приемков. Грунтовые выемки под факельные приемки выполнить размерами 10х18 м, h=3 м 1 шт. и 8х16 м h=3 м 1 шт Складирование вынимаемого грунта - по периметру факельных приемков;	2шт	1	
8	Устройство обвалования по периметру буровой площадки предусмотреть земляной насыпью с использованием отдельно грунта плодородного слоя почвы и условно плодородного (грунт сосредоточенного карьера подрядчика);	м	600	
9	Устройство двух секционного земляного приемка размером 25х20х4 м каждой секции, общим объемом 4000 м <sup>3</sup> ;	Комп л.	1	

Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

### 11.3 Требования к объекту

#### 11.3.1 Буровая площадка согласно Приложению №2

#### 11.3.2 Площадка ГСМ согласно Приложению №2

### 11.4 Ведомость объемов работ на подготовку универсальной буровой площадки

№	Наименование	Значение
1	Местоположение объекта	Чинаревское нефтегазоконденсатное месторождение
2	Назначение объекта	Подготовка буровой площадки для строительства скважины
3	Заказчик	ТОО «Жайкмунай»
4	Подрядчик	Определяется по итогам тендера (УНГГ)
5	Поставка грунта	С существующего карьера, расположенного на территории ЧНГКМ.
6	Поставка песчано-гравийной смеси	Карьер в районе г. Уральск
7	Поставка железобетонных плит	Заказчик

## 12. Водоснабжение, связь и местные стройматериалы

Наименование	Вид (название) источника воды, связи, стройматериалов	Расстояние от источника до буровой, (км)	Характеристика
Водоснабжение: вода для тех. нужд: питьевая вода:	водозаборная скважина, бутилированная	0,05 80	В/провод 100-127 мм А/транспорт
Энергоснабжение	Дизель-электростанция	В пределах буровой	Автономное
Связь	радиотел. / радиостанция		связь с офисом
Местные стройматериалы	местный карьер	100	

## 13. Охрана окружающей среды

Минимальные требования КК, ТБ, ПБ и ООС для технического задания на строительство скважин указаны в Приложении № 7

## 14. Организация транспортировки

### 14.1 Сведения о транспортировке вахт

Пункты		Расстояние км.	Вид транспорта	Периодичность смены вахт
отправления	назначения			
Определяются после выбора бурового подрядчика				

Индивидуальный Технический проект на строительство бокового ствола Ch-204\_1 эксплуатационной скважины на Турнейский горизонт Чинаревского месторождения

## 14.2 Сведения о транспортировке грузов

Наименование груза	Пункты		Вид транспорта	Расстояние км.
	отправления	назначения		
Согласно контракту с сервисными подрядчиками				



СОГЛАСОВАНО  
Начальник Департамента геологии  
и геофизики ТОО "ЖАЙКМУНАИ"  
\_\_\_\_\_ А. Альжанов  
"\_\_" \_\_\_\_\_ 2025 г

УТВЕРЖДАЮ  
Начальник отдела внутрискважинных  
операций ТОО "ЖАЙКМУНАИ"  
\_\_\_\_\_ А. Айду  
"\_\_" \_\_\_\_\_ 2025 г.

ГЕОЛОГО - ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

Месторождение: Чинаревское  
Скважина: 204\_1 боковой ствол  
Вид скважины: Наклонно-направленная,  
азимут бурения 57,5<sup>0</sup>, зенитный угол 40<sup>0</sup>  
горизонтальное отклонение 668,94 м,

Цель бурения: Перевод скважины в добычу  
нефти на III турнейский объект (Т1+Т2).  
Проектный горизонт: Турнейский горизонт  
Проектная глубина по вертикали: 4387,24 м  
Проектная глубина по стволу: 4648 м

Продолжительность строительства - 101,1 сут.  
Скорость бурения - 1154 м/ст.мес.

ZJ-70 или аналог

Оборудование устья скважины:

Вышка: JJ450/45-K 450 т  
Лебедка: JC70DB 1470 кВт  
Кронблок: TC450 450 т  
Талевый блок YC450 450 т  
Верхний привод TDS-112SA 450 т  
Вертлуг: DG450 450 т  
Ротор: ZP375 585 т  
Насосы: 3NB-1600F 3 шт  
Силовой привод: Дизель-генераторы CAT3512 N-1200 кВт  
Привод ротора: НТВ02

ОККЗ-70-178 х 245 х 324 х 426, условия К11.  
АФК6-80/65 х 70 условия К11.

Противовыбросовое оборудование:

1. Эксплуатационная колонна 177,8 мм  
ОП 67-350/80-700 ТТ2 ГОСТ 13862-2003 или аналоги, в том числе:  
Превентор универсальный FH35-35/70.  
Превентор плащечный сдвоенный 2FZ35-70.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ										ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ																																						
Масштаб	Стратиграфия	Литологическая колонка	Проектная крепость пород	Угол падения пластов	Температура оС, градиент пластового давления, кгс/см <sup>2</sup>	Интервалы возможных осложнений	Отбор керна	Геофизические исследования	Конструкция скважины, высота подъема цементного раствора	Способ бурения	Тип и размеры долот	Компоновка низа 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 <sup>3</sup>	Примечания																													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20																													
2300	P1a-as	Ствол скважины перекрыт обсадными колоннами							<div><div>Промежуточная колонна Ø 244,5 мм в интервале 0-2632,2 м спущена ранее, зацементирована до устья.</div><div>Голова хвостовика Ø 114,3 мм - 2534 м</div><div>Окно в обсадной колонне Ø 177,8 мм 2634-2639 м</div><div>Хвостовик Ø 114,3 мм 2500-4648 м цементируется</div><div>Эксплуатационная колонна Ø177,8 мм в интервале 0-5031,17 м, спущена ранее, зацементирована до 96 м от устья. Ликвидируется до глубины 2634 м.</div></div>	1. Интервал 2234-2634 м зачистка в 7" колонне, разбуривание цемента: роторный. 2. Интервал 2629-2634 м вырезание окна: роторный. 3. Интервал 2634-4648 м бурение под 114,3 мм хвостовик: комбинированная система РУС+ВЗД. 4. Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике 2534-4648 м: роторный.	1. Интервал 2234-2634 м зачистка в колонне: цементная фреза 152,4 мм (6"). 2. Интервал 2629-2634 м вырезание окна: фреза 146,1 мм (5 <sup>3/4</sup> ") + нижняя шаровая фреза 149,2 мм (5 <sup>7/8</sup> ") + верхняя шаровая фреза 152,4 мм (6"). 3. Бурение 2634-4648 м: дол. 152,4 мм (6" IADC 517; PDC 6", IADC M223) 4. Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике в интервале 2534-4648 м: Фреза 95,3 мм (3 <sup>3/4</sup> ").	1. Цементная фреза 152,4 мм+колонный скрепер 152,4+инструмент MWD+УБТ 120,7 мм+колонный стабилизатор 152,4+инструмент MWD+УБТ 120,7 мм+ГБТ 88,9. 2. Фреза 146,1 мм для прорезания окна+нижняя шаровая фреза 149,2 мм+верхняя шаровая фреза 152,4 мм+ГБТ 88,9 мм+SLIM-1 (MWD)+Ясс 120,65+УБТ 120,7+ГБТ. 3. Долото 152,4 мм+РУС с 149,2 мм стабилизатором и обратным клапаном+ВЗД+н/м стабилизатор 149,2+MWD+Н/маг УБТ 120,7+Ясс 120,7+ГБТ. 4. Фреза 95,3 мм+обратный клапан+перепускной переводник+Ясс 79,4+НКТ 73 мм+циркуляционный переводник.	1. Интервал 2234-2634 м зачистка: 1-3 тс. 2. Интервал 2629-2634 м вырезание окна: 2-5 тс. 3. Бурение 2634-4648 м: 2-7 тс. 4. Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике в интервале 2534-4648 м: 2-3 тс.	1. Интервал 2234-2634 м зачистка: 80 об/мин. 2. Интервал 2629-2634 м вырезание окна: 100-115 об/мин. 3. Бурение 2634-4648 м: 150-170 об/мин. 4. Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике в интервале 2534-4648 м: 250 об/мин.	1. Интервал 2234-2634 м зачистка: 18 л/с. 2. Интервал 2629-2634 м вырезание окна: 18 л/с. 3. Бурение 2634-4648 м: 18 л/с. 4. Шаблонирование и подбуривание в 114,3 мм хвостовике в интервале 2534-4648 м: 7 л/с.	1. Бурение, спуск 114,3 мм эксплуатационной колонны (хвостовика 4 <sup>1/2</sup> ") : 5 x 6	1. Интервал 2634-4648 м: p =1,19-1,22; T=30-45; B=3-4 (<4); СНС=33-43/23-43 (7-9/5-9); корка<1; песок <0,5; pH>10; минерализация NaCl-167 кг/м <sup>3</sup> .	1. Интервал 2634-4648 м биополимерный минерализованный ингибируемый раствор: вода-799,0; ингибитор коррозии -1,0; ксантановый биополимер -3,0; модифицированный крахмал -15; смазывающая добавка -5,0; NaOH -1,0; NaCl -167,0; Na <sub>2</sub> CO <sub>3</sub> -1,0; сульфинированный асфальтен -18,0; биоцид -1,0; противовспениватель -1,0; оксид цинка -6,0; CaCO <sub>3</sub> FM -202,0.	1. Допускается использование буровых других установок с аналогичной грузоподъемностью и техническими характеристиками не ниже заявленных в проекте.																													
2500																																																
2700																																																
2900																																																
3100																																																
3400																																																
3600																																																
3638																																																
3731																																																
3800																																																
3861	C1v2		Средние,	Средние,	4-5	86 0,111																																										
4000																																																
4200																																																
4245																																																
4400	C1t		Средние,	1-2	93 0,081																																											
4600																																																
4800																																																
5000																																																
1. Поглощение бурового раствора: 3840-3861; 4362-4648 м. 2. Осыпи обвалы стенок: 4218-4245 м. 3. Нефтегазодоупроявления: 4257-4270; 4299-4301; 4339-4344 м - нефть. 4. Прихватаопасные зоны: 3569-3638; 4087-4182; 4218-4245 м. 5. Искривление ствола: 4218-4245 м.																																																
1. Отбор керна: Не планируется. 2. Отбор шлама: 2760-4648 через 5 м.																																																
1. В интервале 3290-4648 м: GR/Res (GR+Resistivity). 2. В интервале 3290-4648 м: Гамма-каротаж ГК (GR), Акустический каротаж (DT), Гамма каротаж спектральный ГКс (SGR), Компенсированный нейтронный каротаж ННК (CNL), Акустический сканер (UBI), Многозондовый боковой электрический каротаж БК (HRLT), Микробоковой каротаж (MCFL), Лито-плотностной каротаж-каверномер ТТКп (DEN/PE-CAL), Каверномер - Профилимер ДС (4-CAL), Инклинометрия (Devil/Azim), Термометрия (Temp). 3. В интервале 2600-4648 м: Сканирующий цементомер (USIT-se).																																																

Условные обозначения:

	известняки		доломиты
	алевролиты		аргилиты

Выполнил: В. Усков  
Проверил: Г. Белоножкин



Начальник отдела внутрискважинных работ ТОО "Жаикмунай"

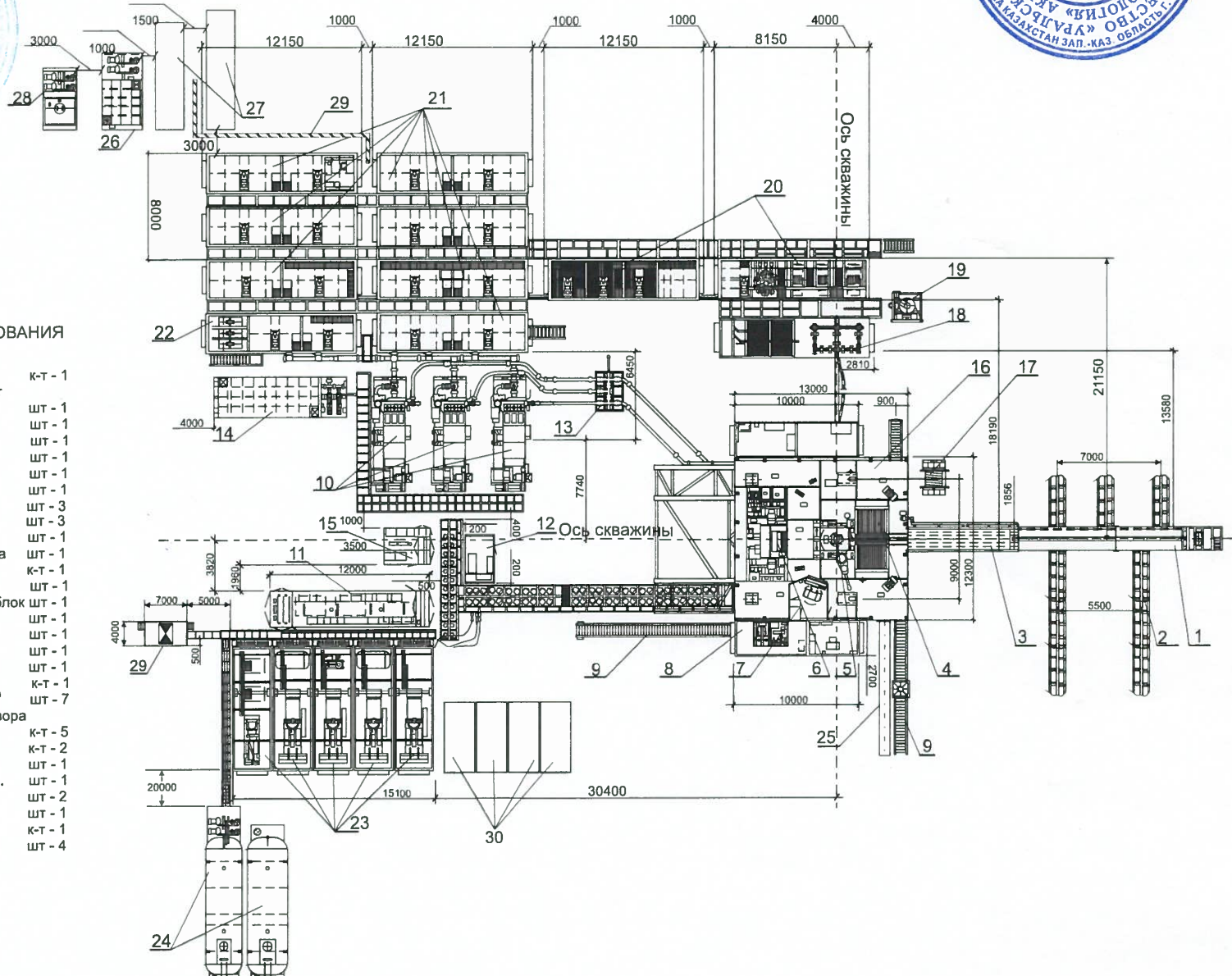
2025г

ОТДЕЛ  
БУДЕНИИ

«Утверждаю»  
Генеральный директор  
АО «Дабэ»

2025 г.

1. Приемный мост	к-т - 1
2. Стеллажи под инструмент	
3. Наклонный козырек	шт - 1
4. Подсвечник	шт - 1
5. Ротор	шт - 1
6. Буровая лебедка	шт - 1
7. Кабина бурильщика	шт - 1
8. Гидростанция	шт - 1
9. Лестницы захода	шт - 3
10. Буровые насосы	шт - 3
11. Энергоблок	шт - 1
12. Станция верхнего привода	шт - 1
13. Манифольд	к-т - 1
14. Водяная емкость	шт - 1
15. Вспомогательный энергоблок	шт - 1
16. Основание вышки	шт - 1
17. Бухта с талевым канатом	шт - 1
18. Блок дросселирования	шт - 1
19. Первичный дегазатор	шт - 1
20. Блок ОЦС	к-т - 1
21. Приемная емкость $V=700\text{ м}^3$	шт - 7
22. Блок приготвления раствора	
23. Блок электростандий	к-т - 5
24. Блок ГСМ	к-т - 2
25. Эвакуатор	шт - 1
26. Емкость под воду котельн.	шт - 1
27. Котельная установка	шт - 2
28. Емкость ГСМ котельной	шт - 1
29. КТПН 2500 кВа-10/0,6кв.	к-т - 1
30. Склады	шт - 4



«СОГЛАСОВАНО»

Начальник отдела внутрискважинных работ ТОО «Жаикмунай»

Ато Aidoo

2025г

# СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ZJ70DBS

при испытании на скважине №204



«Утверждаю»

Генеральный директор

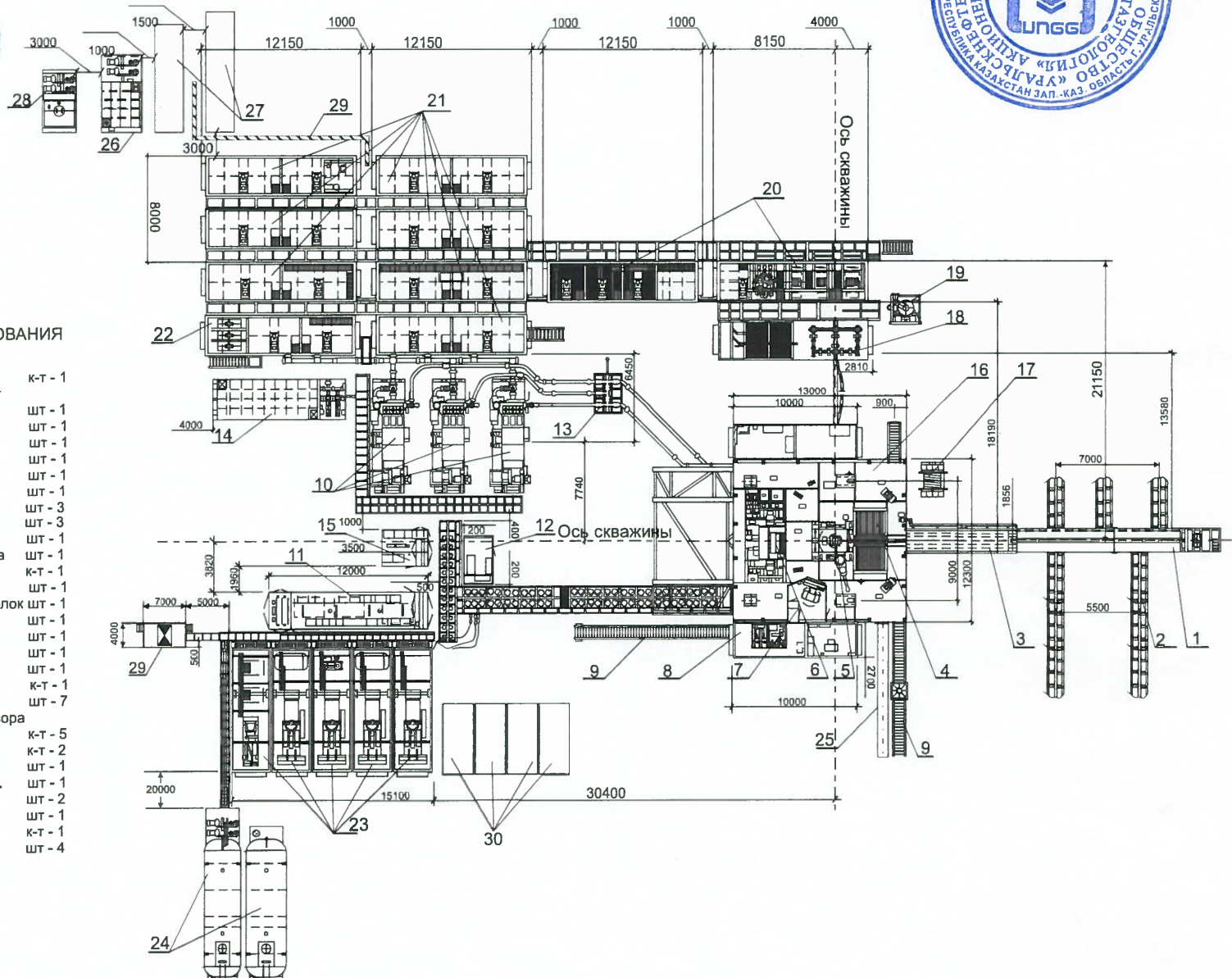
ООО «Актюбский нефтегазгеология»

О. Шароватов

2025 г.

## ЭКСПЛИКАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

- |   |         |
|---|---------|
| 1. Приемный мост                        | к-т - 1 |
| 2. Стеллажи под инструмент              | шт - 1  |
| 3. Наклонный козырек                    | шт - 1  |
| 4. Подсвечник                           | шт - 1  |
| 5. Ротор                                | шт - 1  |
| 6. Буровая лебедка                      | шт - 1  |
| 7. Кабина бурильщика                    | шт - 1  |
| 8. Гидростанция                         | шт - 1  |
| 9. Лестницы захода                      | шт - 3  |
| 10. Буровые насосы                      | шт - 3  |
| 11. Энергоблок                          | шт - 1  |
| 12. Станция верхнего привода            | шт - 1  |
| 13. Манифольд                           | к-т - 1 |
| 14. Водяная емкость                     | шт - 1  |
| 15. Вспомогательный энергоблок          | шт - 1  |
| 16. Основание вышки                     | шт - 1  |
| 17. Бухта с талевым канатом             | шт - 1  |
| 18. Блок дросселирования                | шт - 1  |
| 19. Первичный дегазатор                 | шт - 1  |
| 20. Блок ОЦС                            | к-т - 1 |
| 21. Приемная емкость V=70v <sup>3</sup> | шт - 7  |
| 22. Блок приготовления раствора         |         |
| 23. Блок электростанций                 | к-т - 5 |
| 24. Блок ГСМ                            | к-т - 2 |
| 25. Эвакуатор                           | шт - 1  |
| 26. Емкость под воду котельн.           | шт - 1  |
| 27. Котельная установка                 | шт - 2  |
| 28. Емкость ГСМ котельной               | шт - 1  |
| 29. КТПН 2500 кВа-10/0,6кв.             | к-т - 1 |
| 30. Склады                              | шт - 4  |





«СОГЛАСОВАНО»

Начальник отдела внутрискважинных работ  
ТОО «ЖАЙМУНАЙ»

Ато Aidoo

« 05 »

03

2025 г.

ТИПОВАЯ СХЕМА ОБВЯЗКИ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ZJ 70DBS  
НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ №204 ЧИНАРЁВСКОГО НГКМ

(после спуска нижней секции обсадной колонны 177,8мм.) ДЛЯ БУРЕНИЯ.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

1. По данной схеме оборудуются скважины с ожидаемым давлением на устье до 300 атм. после спуска промежуточной колонны Ø177,8мм.
2. Монтаж ПВО соответствует ГОСТ 13862-2003.
3. Не прямолинейность отводов не более 5см. на 10м.
4. Повороты всех отводов только на кованных угольниках, сталь 20 ГОСТ 1068-84.
5. Все соединения фланцев к трубам только на резьбе ГОСТ 632-84, исключение - блок обратной промывки в манифольд буровых насосов, газоотводная труба, выкидные линии после блоков дросселирования и глушения в факельные амбары.
6. Установка штурвалов и отбойных щитов не ближе 10м. от устья скважины в местах, доступных и удобных для выполнения операций.
7. КИП - обеспечивается разрядным устройством и разделителем сред.
8. В целях сохранения превенторов, установка оттяжек и зонта - обязательна.
9. Высокая компоновка устьевого оборудования обуславливает наличие шахты размером 2500х2500мм., глубиной 2500мм.
10. Схема не определяет расположения блоков их составных частей и магистральных линий в пространстве.
11. Размеры козырька на 300мм. превышают габариты устьевого оборудования.
12. Крепление выкидных линий - подвижное.
13. Отвод от первичного дегазатора направляется в циркуляционную систему.
14. В зимнее время предусмотреть обогрев ПВО

ЭКСПЛИКАЦИЯ

№ НАИМЕНОВАНИЕ

1. Муфта обсадной колонны Ø426мм.
2. Монтажный патрубков Ø426мм.
3. Колонная головка: секции «Д» - 9"15 000psi, «С» - 11" 10 000psi, «В» - 13 5/8 5000psi, «А» - 16 3/4 3000psi
4. Адаптор 9"15 000psi x 13 5/8 10 000psi (прокладка ВХ157 на ВХ159)
5. Крестовина превентора 350х700атм.
6. Задвижка гидравлическая 80х700атм.
7. Задвижка механическая 80х700атм.
8. Превентор 13 5/8" одинарный трубный Ø127мм.
9. Превентор 13 5/8"х700 спаренный верхние универсальные плашки от 73мм- до127мм, низ со срезающе/глухими плашками
10. Превентор универсальный ПУГ13 5/8"х350атм.
11. Стол ротора
12. Козырек разъемный
13. Разъемный желоб
14. Желоб циркуляционный
15. Гидравлический пульт управления превенторами
16. Пульт управления бурильщика
17. Пульт управления дроссельной задвижкой
18. Коренные отводы в виде стальных шлангов 3 1/16"x10000psi
19. Механическая задвижка 50х700атм.
20. газоотводная линия
21. Обратный клапан
22. Манометр
23. Дроссельная задвижка 80х700атм.
24. Выкидные отводы блока дросселирования и блока глушения -НКТ Ø89мм. с БРС
25. Факельный амбар
26. Первичный дегазатор
27. Стойка выкидной линии
28. Линия обратной промывки
29. Устьевые задвижки 80х350атм
30. Пульт бурового мастера

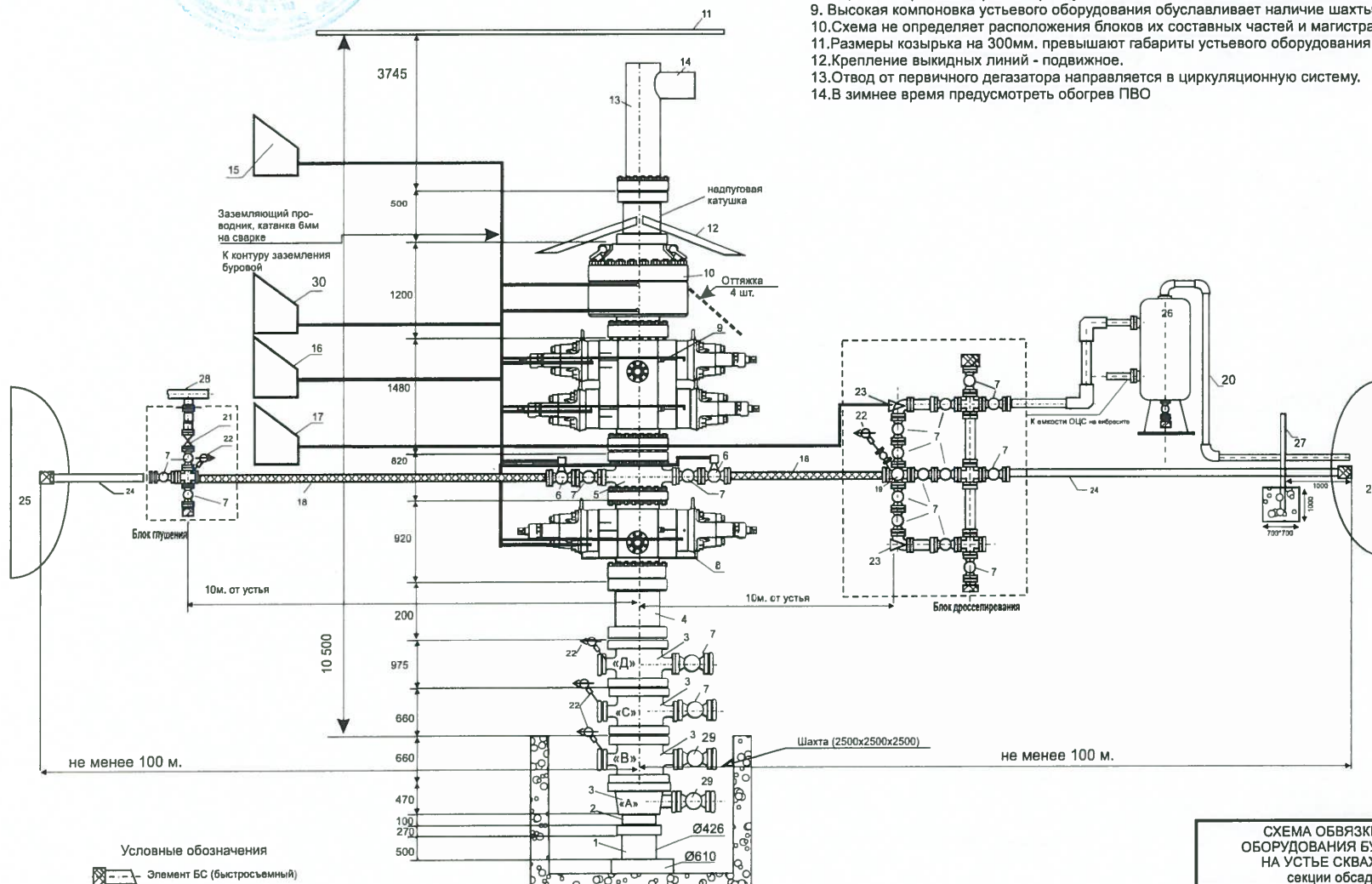


СХЕМА ОБВЯЗКИ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО  
ОБОРУДОВАНИЯ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ZJ 70DBS  
НА УСТЬЕ СКВАЖИНЫ (после спуска нижней  
секции обсадной колонны Ø177,8мм.)

ГОСТ 13862-2003

Типовая схема  
Скв. 116

ТОО «ЖАЙМУНАЙ»  
Чинаревское НГКМ

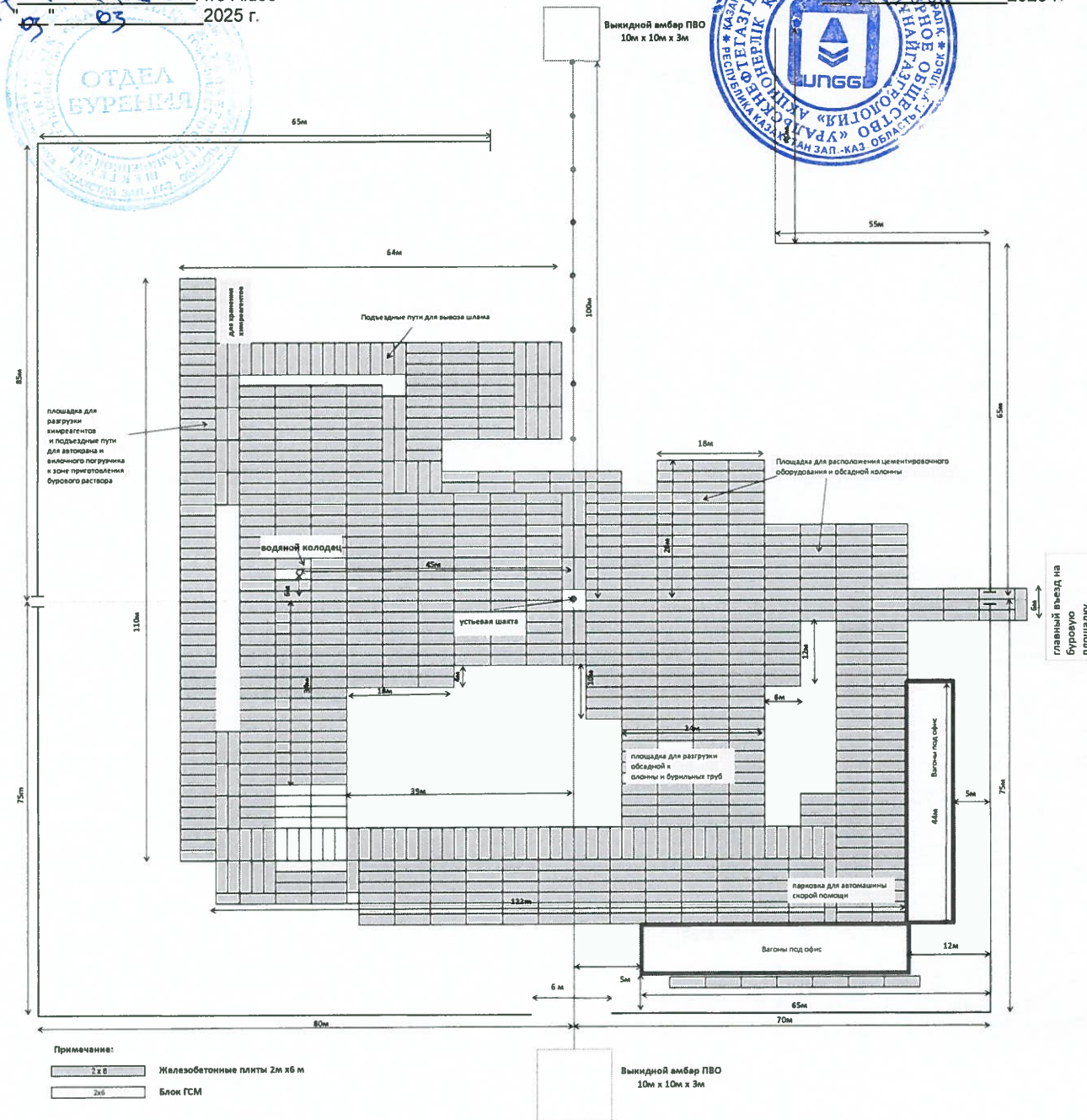
"Согласовано"  
Начальник отдела  
внутрискважинных работ  
ТОО "Жайкмунай"

# Схема буровой площадки на скважине №204ЧНГКМ

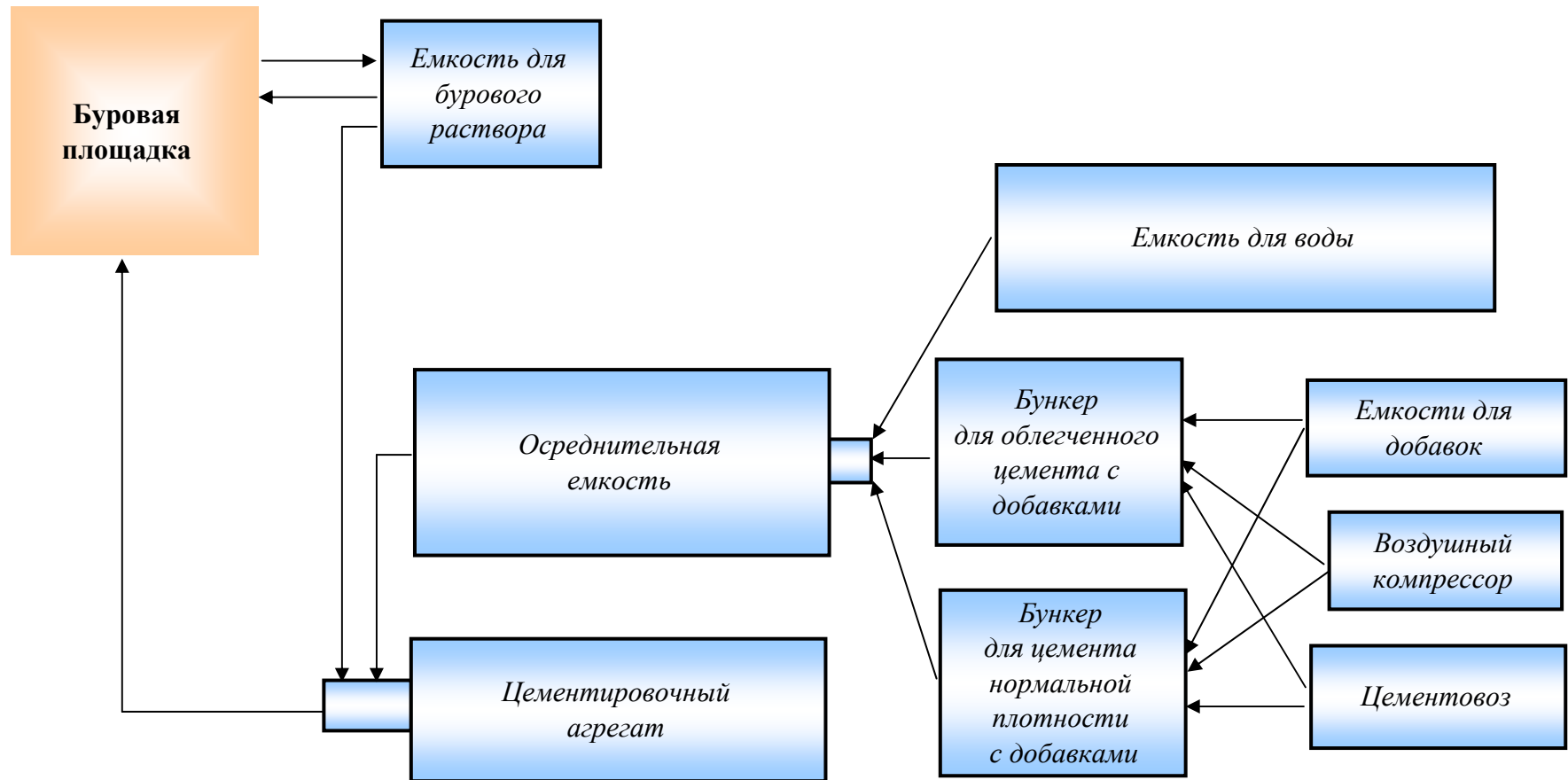
"Утверждаю"

Генеральный директор  
АО "Уральскнефтегазгеология"  
Шароватов О.В.  
2025 г.

Ато Aidoo  
2025 г.



#### 4.5 Схема обвязки цементирующего 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. Цементирующий 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.





”Утверждаю”

Генеральный директор АО «УНГГ»

Шароватов О.В

02.

2025 год

Сводная таблица расхода дизельного топлива в единицу времени

№	Наименование оборудования	Тип марка	Изготовитель	Мощность	Расход топлива
1	Дизель-генератор	C-15 Katerpillar	США	220 кВт	При 50%-45,8 л.час При 75%-63,5 л.час При 100%-82,8 л.час
2	Дизель-генератор	3512B Katerpillar	США	1200 кВт	При 50%-154,7 л.час При 75%-220,6 л.час При 100%-287,6 л.час
3	Котельная установка	12ZQG010W	КНР	Паропроизводительность 1т/ч	Расчетный расход топлива 69,06 кг/час
4	Котельная установка	13W131.5I04	КНР	Паропроизводительность 1,5 т/ч	Расчетный расход топлива 100 кг/час

Главный механик

Абдулов Б.К.

## 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, м<sup>3</sup>;

$V_{\text{п}}$  – объем продавочной жидкости, м<sup>3</sup>;

$V_3$  – объем заливочных труб, м<sup>3</sup>;

$C_1, C_2, C_3$  – 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.