

**АО «СНПС Актобемунайгаз»
Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**



**Групповой технический проект на строительство
горизонтальных скважин № Н68290, Н68308, Н68328, Н68343, Н68370,
Н68498, Н68505, Н68563, Н68575, Н68583
месторождения Кенкияк-надсолевой**

**Актобе
2023**

**АО «СНПС - Актобемунайгаз»
Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых
месторождений**

**Групповой технический проект на строительство
горизонтальных скважин № Н68290, Н68308, Н68328, Н68343, Н68370,
Н68498, Н68505, Н68563, Н68575, Н68583
месторождения Кенкияк-надсолевой**

**Актобе
2023**

Состав исполнителей

Директора 张定宇 Чжан Сяньцунь

Первый зам. директора Б.С. Табилов Б.С. Табилов

Заместитель директора Г.С. Нургалиева Г.С. Нургалиева

Заместитель начальника ОТБид Г.С. Сугурбаева Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер
II-отдела разработки А.Т. Бисенова А.Т. Бисенова

Ведущий инженер ОТБид Г.А. Самен Г.А. Самен

Инженер 1 категории
II-отдела разработки С.Б. Нургалиев С.Б. Нургалиев

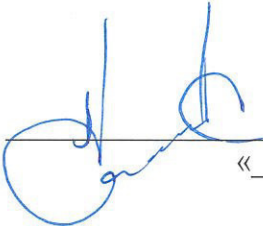
Инженер по ООС
1 категории ОТБид Л.Т. Альжанов Л.Т. Альжанов

Инженер 2 категории
отдела ТБид Н.М. Танжарикова Н.М. Танжарикова

Согласовано:

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Ван Яньфэн**
« ____ » ____ 2023г.

Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Ван Цзян**
« ____ » ____ 2023г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Дун Мэнкунь**
« ____ » ____ 2023г.

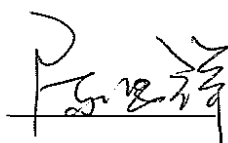
ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

Институт (организация) – разработчик — Научно-исследовательский институт по разработке нефтегазовых месторождений
АО «СНПС -Актобемунайгаз»

ПАСПОРТ

Групповой технический проект на строительство горизонтальных скважин №Н68290, Н68308, Н68328, Н68343, Н68370, Н68498, Н68505, Н68563, Н68575, Н68583 месторождения Кенкияк- надсолевой
Площадь – Кенкияк - надсолевой
Цель бурения и назначение скважин – добывающие
Вид скважин – горизонтальные

Главный инженер проекта



« _____ » _____ 2023

I Общая пояснительная записка

1. Сводные технико-экономические данные

На основании распоряжениям 7Г-54 от 19.09.2022г. и 7Г-83 от 08.12.2022г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» предусматривается бурение горизонтальных скважин №H68290, H68308, H68328, H68343, H68370, H68498, H68505, H68563, H68575, H68583 Кенкияк – надсолевой.

Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины № H68583.

- | | |
|-------------------------------|---------------------------|
| - направление | Ø 339,7мм x 15м |
| - техническая колонна | Ø 244,5мм x 285,3м |
| - эксплуатационная колонна | |
| «хвостовик с секущими щелями» | Ø 177,8мм x 285,3м-380,3м |

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 34 суток.



Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номера скважин, строящихся по данному проекту (проект составлен по разрезу проектной скважины H63583)	№H68290, H68308, H68328, H68343, H68370, H68498, H68505, H68563, H68575, H68583
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Цель бурения и назначения скважин	Добывающие
5. Целевой горизонт	K _{1br}
6. Вид скважин (вертикальная, наклонно-направленная, кустовая)	горизонтальная
7. Проектная глубина, м: (по скв. H68583)	
по вертикали	179,3
по стволу	380,3
азимут, град	42,86°
общее отклонение от вертикали, м	274,9
8. Тип профиля	3-х участковый
9. Способ бурения	Роторно-винтовой
10. Вид привода	ДВС
11. Тип буровой установки	ZJ 20, XJ -450
12. Наличие механизмов АСП (Да, нет)	нет
13. Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	18,5
Бурильной	19
14. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	34
В том числе:	
строительно-монтажные работы и	
подготовительные работы к бурению	1
бурение и крепление	33



Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины Н68583

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направления	339,7	0	15	0	15
Эксплуатационная	244,5	0	174,3	0	285,3
«Хвостовик с секущими щелями»	177,8	174,3	179,3	285,3	380,3



2. Основание для проектирования

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«О разработке ПСД» - распоряжения 7Г-54 от 19.09.2022г. и 7Г-83 от 08.12.2022г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование горизонтальных скважин № Н68290, Н68308, Н68328, Н68343, Н68370, Н68498, Н68505, Н68563, Н68575, Н68583 месторождения Кенкияк – надсолевой, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».
2	Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк 2019г.



3. Общие сведения

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк- надсолевой
Административное расположение:	Казахстан
республика	Актюбинская
область (край)	Темирский
район	1960
Год ввода площади в бурение	1965
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	
Температура воздуха, °С	+ 6
среднегодовая	+ 45
наибольшая летняя	- 30
наименьшая зимняя	170
Среднегодовое количество осадков, мм	1.5
Максимальная глубина промерзания грунта, м	197
Продолжительность отопительного периода в году, сут	151
	45-90
Продолжительность зимнего периода в году, сут	30
Азимут преобладающего направления ветра, град	-
Наибольшая скорость ветра, м/с	-
Метрологический пояс (при работе в море)	отсутствуют
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	-
кровля	
подошва	

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	Холмистая равнина
Состояние местности	полупустыня
Толщина, см	
снежного покрова	17
почвенного покрова	20
Растительный покров	полупустынный
Категория грунта	вторая



Таблица 3.3

Размеры отводимых во временное пользование земельных участков

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая установка ZJ20, XJ-450	1.7	СН-459-74

Таблица 3.4

Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - для бурения	поселок Кенкияк	10	автоцистерны
- для дизелей и котлов	поселок Кенкияк	10	автоцистерны
- питьевая вода	поселок Кенкияк	10	бутилированная
Электроснабжение	дизель-электростанция	-	12 V190BG3 882квт
Связь	радиостанция	непосредственно	«motorolla», транковая



Таблица 3.5.1

Основная характеристика буровой установки для бурения скважин типа ZJ20

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	ZJ20	1700	354	
2	Вышка	JJ170 41K	1700		Высота вышки 36 м
3	Крюкоблок		2000		
4	Канат		1195		
5	Лебедка	JC ₂ -20		550	
6	Буровой насос	1	F-1000	735	Максимальная вход. мощн.
		2	F-1000	735	
7	Вибросито				1 компл.
8	Пескоотделитель				1 компл.
9	Резервуар для бурового раствора	3x30м ³			3 штуки
10	Превентор	2FZ28-14			1 компл.

Таблица 3.5.2

Основная характеристика буровой установки для бурения скважин типа XJ- 450

№	Наименование	Тип	Нагрузка (кН)	Мощность кВт	Примечание
1	Буровой станок	450	1196	354	
2	Вышка	Телескопическая	1470		Высота вышки 32 м
3	Талевая система	4x4, 4x5	1195		Канат φ-26мм
4	Крюк		1470		
5	Вертлюг		1088		
6	Лебедка			280	
7	Ротор	MR 17,5	1470		
8	Грязевой насос	NB8-600		441	Максимальная вход. мощн.
9	Вибросито				1 компл.
10	Пескоотделитель				1 компл.
11	Конический резервуар				1 штука
12	Резервуар для бурового раствора	3x30м ³			3 штуки



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Групповой рабочий проект № 775 на строительство десяти скважин №№ Н68563, Н68370, Н68583, Н68498, Н68575, Н68343, Н68328, Н68308, Н68290, Н68505 на месторождении Кенкияк-надсолевой разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно задания на проектирование и в соответствии с Проектом разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк, 2019г.

4.1 Общие сведения о месторождении

Нефтяное месторождение Кенкияк находится в южной части Актыубинской области РК.

В административном отношении нефтепромысел Кенкияк входит в состав Темирского района Актыубинской области РК. Ближайшими населенными пунктами являются поселки Кенкияк, Соркуль и Шингель-Ший. Город Темир находится в 70км по грунтовым дорогам, областной центр – город Актобе удален от месторождения на 210 км.

Железной дорогой нефтепромысел Кенкияк не связан ни с одним населенным пунктом. Административный центр района пгт.Шубаркудук, являющийся железнодорожной станцией, расположен в 110км к северо-западу. Приблизительно на таких же расстояниях в северном и северо-восточном направлениях (95-120км соответственно) находятся две другие железнодорожные станции – города Кандагач и Эмба.

В орографическом отношении район представляет собой слабовсхолмленную равнину с абсолютными отметками рельефа от +174,2 до 230 м, покрытую полупустынной растительностью.

На юго-востоке площадь месторождения примыкает к барханным пескам Кокжиде, которые на севере ограничиваются рекой Темир, а на востоке – рекой Эмба.

Гидрографическая сеть района представлена рекой Эмба. Река Темир, являющаяся притоком реки Эмба, пересекает площадь месторождения в средней ее части с северо-запада. Вода в реке Темир пресная, пригодная для бытовых, технических и сельскохозяйственных нужд.

Климат района резко континентальный, среднегодовая температура около +6°. Атмосферные осадки выпадают сравнительно редко, в основном дожди идут в первой половине лета. Ветры значительной силы сохраняются круглый год; зимой часты снежные бураны, летом - знойные, сухие ветры.

Глубина промерзания грунта достигает 1,8-2,0м.

Нефтепромысловый поселок Кенкияк связан с районным, областными центрами и крупными населенными пунктами автомобильными дорогами областного и местного значения и регулярным автобусным сообщением.

Техническое снабжение месторождения осуществляется через станцию Шубаркудук.

В целом район занимает оптимальное географическое положение, что в свою очередь определяет состояние и перспективы его экономического развития.

В 2012 году составлен и утвержден ГКЗ отчет «Пересчет запасов нефти и растворенного газа надсолевых залежей месторождения Кенкияк Актыубинской области Республики Казахстан». На основе этих запасов в этом же году составлен новый проектный документ «Уточненный проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк».

В 2017г составлен отчет «Анализ разработки надсолевых залежей Кенкияк надсолевой», где проводилась оценка воздействия паротепловых методов по повышению нефтеотдачи на надсолевых залежах месторождения Кенкияк.



В 2018г составлен отчет «Перевод запасов нефти растворенного газа из категорий С₂ в категорию С₁ по Барремскому и Ю₂-I продуктивным горизонтам основной площади надсолевых залежей месторождения Кенкияк». Отчет по переводу запасов нефти и растворенного газа выполнен на основе данных опробования в новых и ранее пробуренных скважинах. По результатам отчета все запасы горизонта Баррем переведены в промышленную категорию С₁. Учитывая выполненный объем работ по опробованию скважин, в том числе результаты опробования с применением паротеплового воздействия в 4 новых скважинах, принимая положительные результаты разработки барремского горизонта, принято решение о необходимости активизации разработки горизонта Баррем.

В 2019г составлен «Проект разработки надсолевых залежей месторождения Кенкияк». С учетом имеющихся геолого-промысловых данных и сведений о текущем состоянии разработки месторождения, проведя первичную оценку Барремского горизонта, в рамках отчета рекомендовано бурение скважин с целью добычи нефти из барремского продуктивного горизонта.

1.2 Геологическое строение месторождения

На месторождении Кенкияк надсолевой в северном и южном крыле в блоках II и III (разделение на блоки по версии Проекта разработки надсолевых залежей Кенкияк_2019г) планируется бурение 10 горизонтальных скважин на барремский (K_{1br}) продуктивный горизонт. Скважины проектируются как горизонтальные для большего охвата нефтяного пласта.

Цель бурения скважин: Добыча нефти из коллекторов барремского (K_{1br}) нефтеносного горизонта.

Географические координаты места заложения скважин:

Таблица 4.1

	№ скважины	широта	долгота
1	Н68563	48° 33' 22,3456"	57° 08' 25,9622"
2	Н68370	48° 33' 11,6138"	57° 08' 34,4743"
3	Н68583	48° 33' 17,1110"	57° 08' 39,8631"
4	Н68498	48° 33' 50,7599"	57° 08' 43,7354"
5	Н68575	48° 33' 51,5488"	57° 09' 06,0142"
6	Н68343	48° 33' 52,1878"	57° 08' 28,3568"
7	Н68328	48° 33' 54,1587"	57° 08' 23,8418"
8	Н68308	48° 33' 58,7021"	57° 08' 20,2145"
9	Н68290	48° 34' 01,5411"	57° 08' 15,8554"
10	Н68505	48° 33' 58,3880"	57° 09' 00,2009"

Начальное пластовое давление – 1,77 МПа
Начальная пластовая температура – 16-17°С
Текущее пластовое давление – 1,4 МПа



Текущая пластовая температура (средняя по залежи) – 30-40°C

Целевой продуктивный горизонт – К₁br

Проектируемый стратиграфический разрез месторождения Кенкияк надсолевой – меловые отложения - (нижний мел - альбский, аптский, барремский ярусы, верхний мел - сантонский и кампанский ярусы) и четвертичные отложения.

Отложения среднеюрского возраста представлены лагунно-континентальными песчано-алевритово-глинистыми осадками с обилием обуглившегося растительного детрита. Песчаники мелкозернистые на глинисто-карбонатном цементе.

Барремские отложения литологически сложены песчанистыми пестроокрашенными глинами, зеленовато-серыми, мелко-среднезернистыми песками.

Аптские отложения представлены преимущественно плотными глинами, темно-серыми до черных, вязкими, жирными с мелкими органическими включениями и кристалликами аутигенного пирита.

Альбские отложения литологически сложены прибрежно-морскими и континентальными песчано-глинистыми породами; нижняя часть разреза сложена глинами. Глины серые, алевритистые, некарбонатные, слоистые с органическими включениями. Пески и песчаники имеют более светлые оттенки серой окраски, мелкозернистые.

Отложения верхнего мела представлены преимущественно глинами зеленовато-серой окраски, мергелистыми, переходящими в мергели. В основании яруса присутствует слой зеленовато-серого, ржавого песка с обилием остатков фауны и фосфоритовых галек.

Четвертичные отложения представлены глинами, супесью, суглинками, песками эолового происхождения. Породы буровато-ржавой окраски, содержат тонкорастертый гипс, кальцит, обломки раковин речных моллюсков, растительные остатки.

Предполагаемые стратиграфические разбивки по проектным скважинам на основании построенных геологических профилей через пробуренные скважины даны в таблице 4.3



Параметры бурения горизонтальных скважин

Таблица 4.2

		Аль-ти-туда земли, м	Предпол агаемая альти-туда ротора	Нефтенасыщенн. коридор (м) глубина с учетом альтитуды ротора (верт.гл)		Глубина точки цели, м		Азимут направ-ления бурения	Общ. откл. (м)	Горизонт. часть. (м)
				кровля	подошва	верт.гл	по стволу			
Н68563	устье	178,3	183,3	157,8	168,8			77,9°	210	50
	т. А					169,3	262,9			
	т. В (забой)					168,8	312,9			
Н68370	устье	178,5	183,5	165,6	174,5			0,84°	240	70
	т. А					178,5	279,7			
	т. В (забой)					174,5	349,8			
Н68583	устье	178,3	183,3	174,3	179,3					
	т. А					174,3	285,3	42,86°	274,9	95
	т. В (забой)					179,3	380,3			
Н68498	устье	178	183	158	168			98,2°	270	65
	т. А					167	303,2			
	т. В (забой)					168	368,2			
Н68575	устье	178,4	183,4	162,4	171,4					
	т. А					171,4	264,5	223°	220	60
	т. В (забой)					171,4	324,5			



		Альति-туда земли, м	Предполагаемая альтиту-туда ротора	Нефтенасыщенн. коридор (м) глубина с учетом альтиту-ды ротора (верт.гл)		Глубина точки цели, м		Азимут направления бурения	Общ. откл. (м)	Горизонт. часть. (м)
				кровля	подошва	верт.гл	по стволу			
Н68343	устье	178,1	183	151,4	164,1			197,5°	260	90
	т. А					164,1	267,1			
	т. В (забой)					164,1	357,1			
Н68328	устье	178	183	155	164			188,1°	239,5	90
	т. А					164	258,7			
	т. В (забой)					164	338,7			
Н68308	устье	178,2	183	158,5	168,6					
	т. А					170,2	264,3	189,1°	240	80
	т. В (забой)					168,2	344,4			
Н68290	устье	178	183	162,5	172			181,5°	230	70
	т. А					175,5	269,1			
	т. В (забой)					172	339,2			
Н68505	устье	178	183	163,5	170					
	т. А					173	275,6	204,75°	240	70
	т. В (забой)					170	345,6			



Предполагаемая стратиграфическая разбивка

Таблица 4.3

	Н68563		Н68370		Н68583		Н68498		Н68575	
	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу
Q	10		10		10		10		10	
K ₂	22		25		20		34		21	
K _{1al}	73	75	88	90	84	86	66	67	86	88
K _{1ap}	112	120	125	136	122	132	108	115	118	127
K _{1br}	168,8	312,9	174,5	349,8	179,3	380,3	168	368,2	171,4	324,5
Альбские водоносные интервалы	63-72м	64-74м	81-88м	83-90м	72-81м	74-83м	54-59м		56-65м	56-66м

	Н68290		Н68505		Н68308		Н68328		Н68343	
	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу	верт. гл	по стволу
Q	10		10		10		10		10	
K ₂	23		20		28		29		28	
K _{1al}	76	78	95	99	66	69	65	66	73	75
K _{1ap}	123	134	119	128	119	128	110	118	113	122
K _{1br}	172	339,2	170	345,6	168,2	344,4	164	338,7	164,1	357,1
Альбские водоносные интервалы	64-66м	65-67м	59-61м	59-62м, 94-96м	59-62м	62-64м	56-61м	57-62м	65-71м	66-74м



Групповой техничеcкий проект на строительство H68290, H68308, H68328, H68343, H68370, H68498, H62505, H68563, H68575, H68583 горизонтальных скважин месторождения Кенкияк-надсолевой

На основании схожести разреза принято решение о составлении группового проекта на строительство десяти скважин.

Групповой проект составлен по скважине H68583.

Тип скважины: горизонтальная
 Общее отклонение ствола от вертикали –274,9м
 Горизонтальная часть – 95 м
 Азимут направления бурения 42,86°

Предполагаемые стратиграфические разбивки по проектной скважине H68583 на основании построенного геологического профиля даны в таблице 4.4:

Таблица 4.4

Геол. возр.	Ярус	Интервал залегания, м по стволу	Падение пластов по подошве	Описание литологических свойств
Q		10		Глины, суглинки.
K ₂		20	субгоризонт	Глины известковистые, песчанистые с прослоями белого мергеля, алевролиты, зеленоватых песков.
K _{1al}	Альбский	86	субгоризонт	Пески, песчаники с прослоями глин.
K _{1ap}	Аптский	132	субгоризонт	Пески, песчаники, алевролиты полимиктовые, глины плотные.
K _{1br}	Баррем	380,3		Глины с прослоями песков, песчаников. Глины плотные, оскольчатые. Песчаники и пески среднезернистые, известковистые с включением пирита.

Предполагаемые осложнения в разрезе проектной скважины H68583:

В интервале 74-83м - возможны водопроявления при прохождении альбского горизонта.
 243,9-380,3м (верт.171-179,3м) – пласт-коллектор барремского яруса, частичное поглощение бурового раствора
 0-380,3 - осыпи, прихватоопасная зона, прихват в случае обвалов стенок скважины.



4.3 Физические свойства пород

Таблица 4.5

Индекс стратигр подразд .	Интервал	Краткое описание породы	Тип коллектора	Пористость, %	Прониц., мкм ²	Глин-ть, %	Карб-ть., %
Q-K _{1ar}	0-132	Глины, песчаники алевриты, песок	поровый	20	15	10-95	5-10
K _{1br}	132-380,3	Пески и глины пестроцветные, песчаные	поровый	36,8	1,049	6,6	1,71

Примечания: физико-литологическая характеристика пород взята из «Пересчета запасов нефти месторождения Кенкияк (надсолевые залежи)» и «Проекта разработки надсолевых залежей Кенкияк» 2019г.

4.4 Требования

Требования к геофизическому исследованию скважины

- Стандартный каротаж:
 - интервал 0-235м: ГК, НГК, ПС, 2 ст.зонда, КВ+ПР, в масштабе 1:500. инклинометрия через 20 метров
- Детальный каротаж:
 - интервал 215-380,3м: ГК, КВ, Литолого-плотностной каротаж, КНК, АК, БК, МБК, ПС в масштабе 1:200
 - инклинометрия через 20 метров
- Каротаж по контролю за качеством цементирования скважины:
 - интервал 0-235м: АКЦ в масштабе 1:500
 - интервал 235-285,3м: АКЦ в масштабе 1:500

Технические требования:

- максимальный допустимый угол наклона скважины на забое должен быть меньше 3°, смещение не более 5 м
- на устье должно быть установлено термоизоляционное устьевое оборудование скважины KR 14-773В или SKR d50x50-14
- высота подъема цементного раствора – до устья скважины

Требования к охране недр:

- при бурении продуктивного интервала барремского яруса (K_{1br}) провести запланированные мероприятия по максимальной охране недр, чтобы загрязнение пласта было минимальным. Необходимо ускорить темп бурения интервала продуктивного пласта и темп ввода в эксплуатацию для уменьшения загрязнения буровым раствором продуктивного пласта.



Таблица 4.6

Индекс стратигр подразд.	Интервал	Краткое описание породы	Тип коллектора	Пористость, %	Прониц., мкм ²	Глин-ть, %	Карб-ть, %
Q-K ₁ ар	0-132	Глины, песчаники алевриты, песок	поровый	20	15	10-95	5-10
K ₁ br	132-380,3	Пески и глины пестроцветные, песчаные	поровый	36,8	1,049	6,6	1,71

Примечания: физико-литологическая характеристика пород взята из «Пересчета запасов нефти месторождения Кенкияк (надсолевые залежи)» и «Проекта разработки надсолевых залежей Кенкияк»

4.4 Требования

Требования к геофизическому исследованию скважины

2. Стандартный каротаж:
 - интервал 0-235м: ГК, НГК, ПС, 2 ст.зонда, КВ+ПР, в масштабе 1:500. инклинометрия через 20 метров
2. Детальный каротаж:
 - интервал 215-380,3м: ГК, КВ, Литолого-плотностной каротаж, КНК, АК, БК, МБК, ПС в масштабе 1:200
 - инклинометрия через 20 метров
3. Каротаж по контролю за качеством цементирования скважины:
 - интервал 0-235м: АКЦ в масштабе 1:500
 - интервал 235-285,3м: АКЦ в масштабе 1:500

Технические требования:

- максимальный допустимый угол наклона скважины на забое должен быть меньше 3°, смещение не более 5 м
- на устье должно быть установлено термоизоляционное устьевое оборудование скважины KR 14-773В или SKR d50x50-14
- высота подъема цементного раствора – до устья скважины

Требования к охране недр:

- при бурении продуктивного интервала барремского яруса (K₁br) провести запланированные мероприятия по максимальной охране недр, чтобы загрязнение пласта было минимальным. Необходимо ускорить темп бурения интервала продуктивного пласта и темп ввода в эксплуатацию для уменьшения загрязнения буровым раствором продуктивного пласта.



5. Конструкция скважины

5.1 Принцип проектирования

В надсолевых залежах Кенкияк были пробурены около тысячи скважин, литологическая характеристика разреза и характеристика давлений хорошо изучены, исходя из опыта бурения, после сравнения нескольких вариантов и их оптимизации предлагается следующая конструкция скважин; отвечающая всем требованиям технологических мероприятий для добычи.

См. табл. 5.1.

Проектная конструкция скважины

Таблица 5.1

№ п.п	Наименование колонны	Диаметр колонны, мм	Марка стали	Глубина спуска, м	Высота подъема цемента	Примечание
1	Направление	339,7	J-55	15	до устья	Защита устья от размыва
2	Техническая колонна	244,5	285,3	до устья	Для перекрытия верхних неустойчивых отложений и с целью разобщения пластов	
3	«хвостовик с секущими щелями»	177,8	L-80	285,3-380,3		Интервале продуктивного пласта устанавливается фильтр-хвостовик

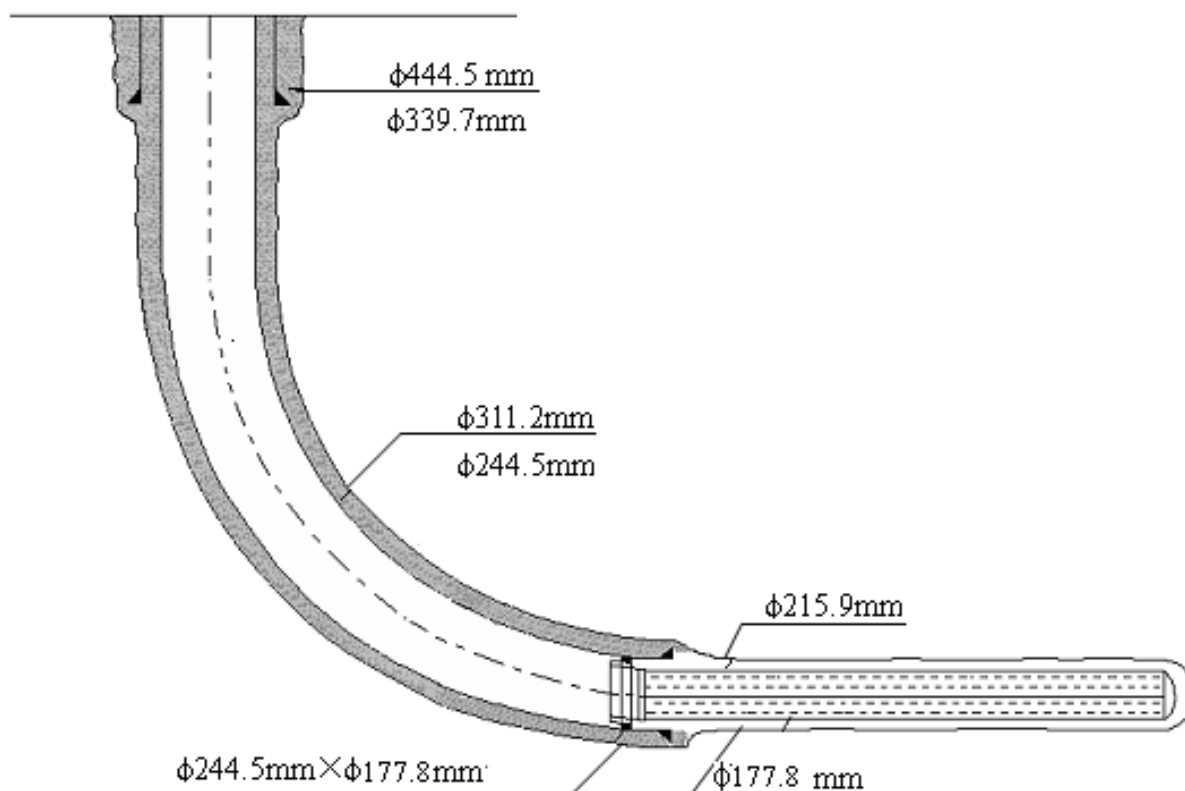


Рисунок 5.1



6. Профиль ствола скважины

6.1 Общие положения по искривлению скважины

На строительство горизонтальных скважин предлагается применение стандартного наземного оборудования, серийно выпускаемых долот, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, а также специальных элементов низа бурильной колонны.

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

При бурении наклонного участка ствола осуществляется постоянный визуальный и инструментальный контроль за износом и состоянием бурильной колонны согласно технологического регламента. При обнаружении износа, деформации применение труб не допускается.

При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

Бурение скважины с горизонтальным приложением ствола обеспечивается компоновками низа бурильной колонны, подготовленными подрядной организацией.

КНБК, параметры режима бурения, темпы строительства скважины и комплексы других мероприятий должны обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины без каких либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;
- качественное строительство скважины при минимальных затратах времени и средств;
- достижения проектного смещения забоя от вертикали в заданном направлении в пределах предусмотренных проектом норм отклонения;
- возможность свободного прохождения компоновки низа бурильной колонны и обсадной колонны, а также оснасток элементов подземного оборудования, спускаемого в процессе эксплуатации и подземного ремонта;
- предотвращения «протирания» обсадных колонн, желобообразования, затяжки и заклинивания инструмента и геофизических приборов.



Результат расчета профиля ствола скважины Н68290

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187.31	61.35	181.50	157.13	-81.30	-2.13	81.33	11.00
188.76	61.35	181.50	157.82	-82.58	-2.17	82.61	0.00
269.12	92.86	181.50	175.53	-159.90	-4.19	159.95	11.76
339.23	92.86	181.50	172.03	-229.90	-6.02	229.98	0.00

Таблица 6.2

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68290

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	3.67	181.50	29.99	-0.32	-0.01	0.32	11.00
60.00	14.67	181.50	59.56	-5.09	-0.13	5.09	11.00
90.00	25.67	181.50	87.68	-15.41	-0.40	15.42	11.00
120.00	36.67	181.50	113.31	-30.91	-0.81	30.92	11.00
150.00	47.67	181.50	135.51	-51.01	-1.34	51.03	11.00
180.00	58.67	181.50	153.47	-74.98	-1.97	75.00	11.00
187.31	61.35	181.50	157.13	-81.30	-2.13	81.33	11.00
188.76	61.35	181.50	157.82	-82.58	-2.17	82.61	0.00
210.00	69.68	181.50	166.62	-101.88	-2.67	101.92	11.76
240.00	81.44	181.50	174.09	-130.87	-3.43	130.92	11.76
269.12	92.86	181.50	175.53	-159.90	-4.19	159.95	11.77
270.00	92.86	181.50	175.49	-160.78	-4.21	160.83	0.00
300.00	92.86	181.50	173.99	-190.73	-5.00	190.80	0.00
330.00	92.86	181.50	172.49	-220.68	-5.78	220.76	0.00
339.23	92.86	181.50	172.03	-229.90	-6.02	229.98	0.00



Результат расчета профиля ствола скважины H68308

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	00.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	00.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
189.88	66.82	189.24	153.91	-87.18	-14.18	88.33	11.80
201.51	66.82	189.24	158.48	-97.73	-15.89	99.02	0.00
264.35	91.43	189.19	170.25	-158.20	-25.59	160.26	11.75
344.46	91.43	189.12	168.25	-237.30	-38.11	240.34	0.00

Таблица 6.4

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины H68308

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	3.93	189.24	29.99	-0.34	-0.06	0.34	11.80
60.00	15.73	189.24	59.50	-5.39	-0.88	5.46	11.80
90.00	27.53	189.24	87.34	-16.28	-2.65	16.50	11.80
120.00	39.33	189.24	112.33	-32.57	-5.30	33.00	11.80
150.00	51.13	189.24	133.42	-53.56	-8.71	54.26	11.80
180.00	62.93	189.24	149.71	-78.36	-12.74	79.38	11.80
189.88	66.82	189.24	153.91	-87.18	-14.18	88.33	11.80
201.51	66.82	189.24	158.48	-97.73	-15.89	99.02	0.00
210.00	70.14	189.24	161.60	-105.53	-17.16	106.92	11.75
240.00	81.89	189.22	168.83	-134.22	-21.78	135.98	11.75
264.35	91.43	189.19	170.25	-158.20	-25.59	160.26	11.75
270.00	91.43	189.18	170.11	-163.78	-26.47	165.91	0.00
300.00	91.43	189.15	169.36	-193.40	-31.16	195.90	0.00
330.00	91.43	189.13	168.61	-223.02	-35.85	225.89	0.00
344.46	91.43	189.12	168.25	-237.30	-38.11	240.34	0.00



Таблица 6.5

Результат расчета профиля ствола скважины Н68328

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
191.37	71.80	188.17	149.90	-93.08	-13.37	94.04	12.57
214.34	71.80	188.17	157.08	-114.69	-16.47	115.87	0.00
258.73	90.00	188.15	164.07	-157.90	-22.61	159.51	12.30
338.71	90.00	188.10	164.07	-237.10	-33.74	239.49	0.00

Таблица 6.6

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68328

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	4.19	188.17	29.99	-0.36	-0.05	0.37	12.57
60.00	16.76	188.17	59.43	-5.75	-0.83	5.81	12.57
90.00	29.33	188.17	86.98	-17.35	-2.49	17.53	12.57
120.00	41.90	188.17	111.32	-34.61	-4.97	34.96	12.57
150.00	54.47	188.17	131.28	-56.70	-8.14	57.28	12.57
180.00	67.04	188.17	145.91	-82.55	-11.86	83.40	12.57
191.37	71.80	188.17	149.90	-93.08	-13.37	94.04	12.57
210.00	71.80	188.17	155.72	-110.61	-15.89	111.74	0.00
214.34	71.80	188.17	157.08	-114.69	-16.47	115.87	0.00
240.00	82.32	188.16	162.82	-139.41	-20.00	140.84	12.30
258.73	90.00	188.15	164.07	-157.90	-22.61	159.51	12.30
270.00	90.00	188.14	164.07	-169.06	-24.18	170.78	0.00
300.00	90.00	188.12	164.07	-198.77	-28.35	200.78	0.00
330.00	90.00	188.10	164.07	-228.48	-32.53	230.78	0.00
338.71	90.00	188.10	164.07	-237.10	-33.74	239.49	0.00



Таблица 6.7

Результат расчета профиля ствола скважины Н68343

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	197.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18.00	0.00	197.51	18.00	0.00	0.00	0.00	0.00
187.69	197.51	197.51	146.90	-88.57	-27.94	92.88	12.65
216.83	197.51	197.51	156.12	-114.94	-36.26	120.52	0.00
267.15	197.51	197.51	164.15	-162.10	-51.14	169.98	11.00
357.11	197.51	197.51	164.15	-247.90	-78.21	259.94	0.00

Таблица 6.8

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68343

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	197.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18.00	0.00	197.51	18.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	5.06	197.51	29.98	-0.51	-0.16	0.10	13.22
60.00	17.71	197.51	59.33	-6.14	-1.94	4.68	13.22
90.00	30.36	197.51	86.68	-17.77	-5.61	15.91	13.22
120.00	43.01	197.51	110.69	-34.83	-10.99	33.19	13.22
150.00	55.66	197.51	130.20	-56.49	-17.82	55.60	13.22
180.00	68.31	197.51	144.26	-81.69	-25.77	81.95	13.22
187.69	71.55	197.51	146.90	-88.57	-27.94	100.54	13.22
210.00	71.55	197.51	153.96	-108.76	-34.31	110.77	0.00
216.83	71.55	197.51	156.12	-114.94	-36.26	139.05	0.00
240.00	80.05	197.51	161.80	-136.34	-43.01	139.99	12.60
267.15	90.00	197.51	164.15	-162.10	-51.14	169.74	12.60
270.00	90.00	197.51	164.15	-164.82	-52.00	169.98	12.60
300.00	90.00	197.51	164.15	-193.43	-61.03	199.74	0.00
330.00	90.00	197.51	164.15	-222.04	-70.05	229.74	0.00
357.11	90.00	197.51	164.15	-247.90	-78.21	259.74	0.00



Таблица 6.9

Результат расчета профиля ствола скважины Н68370

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.84	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.84	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
195.66	64.47	0.84	160.87	88.82	1.31	88.83	11.01
202.18	64.47	0.84	163.68	94.70	1.39	94.71	0.00
279.75	93.27	0.84	178.50	170.00	2.50	170.02	11.14
349.87	93.27	0.84	174.50	240.00	3.53	240.03	0.00

Таблица 6.10

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68370

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	3.67	0.84	29.99	0.32	0.00	0.32	11.01
60.00	14.68	0.84	59.56	5.10	0.07	5.10	11.01
90.00	25.69	0.84	87.68	15.43	0.23	15.43	11.01
120.00	36.70	0.84	113.30	30.94	0.45	30.95	11.01
150.00	47.71	0.84	135.49	51.06	0.75	51.07	11.01
180.00	58.72	0.84	153.43	75.05	1.10	75.06	11.01
195.66	64.47	0.84	160.87	88.82	1.31	88.83	11.01
202.18	64.47	0.84	163.68	94.70	1.39	94.71	0.00
210.00	67.37	0.84	166.87	101.84	1.50	101.85	11.14
240.00	78.51	0.84	175.66	130.47	1.92	130.48	11.14
270.00	89.65	0.84	178.75	160.26	2.36	160.28	11.14
279.75	93.27	0.84	178.50	170.00	2.50	170.02	11.14
300.00	93.27	0.84	177.34	190.22	2.80	190.24	0.00
330.00	93.27	0.84	175.63	220.17	3.24	220.19	0.00
349.87	93.27	0.84	174.50	240.00	3.53	240.03	0.00



Таблица 6.11

Результат расчета профиля ствола скважины Н68498

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18.00	0.00	0.00	18.00	0.00	0.00	0.00	0.00
205.11	77.15	98.33	153.48	-15.65	106.92	108.06	12.37
223.48	77.15	98.33	157.56	-18.24	124.63	125.96	0.00
303.27	89.12	98.27	167.08	-29.50	202.91	205.04	4.50
368.29	89.12	98.22	168.08	-38.60	267.28	270.05	0.00

Таблица 6.12

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68498

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
18.00	0.00	0.00	18.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	4.95	98.33	29.99	-0.07	0.51	0.52	12.37
60.00	17.32	98.33	59.36	-0.91	6.23	6.30	12.37
90.00	29.69	98.33	86.82	-2.64	18.05	18.24	12.37
120.00	42.06	98.33	111.08	-5.18	35.41	35.79	12.37
150.00	54.43	98.33	131.02	-8.42	57.51	58.12	12.37
180.00	66.80	98.33	145.72	-12.20	83.32	84.21	12.37
205.11	77.15	98.33	153.48	-15.65	106.92	108.06	12.37
210.00	77.15	98.33	154.56	-16.34	111.63	112.82	0.00
223.48	77.15	98.33	157.56	-18.24	124.63	125.96	0.00
240.00	79.63	98.32	160.88	-20.58	140.65	142.15	4.50
270.00	84.13	98.30	165.12	-24.82	170.04	171.84	4.50
300.00	88.63	98.28	167.02	-29.04	199.67	201.77	4.50
303.27	89.12	98.27	167.08	-29.50	202.91	205.04	4.50
330.00	89.12	98.25	167.49	-33.24	229.37	231.77	0.00
360.00	89.12	98.22	167.95	-37.44	259.07	261.76	0.00
368.29	89.12	98.22	168.08	-38.60	267.28	270.05	0.00



Таблица 6.13

Результат расчета профиля ствола скважины Н68505

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
200.69	70.05	203.85	158.93	-89.05	-39.37	97.37	11.63
215.32	70.05	203.85	163.92	-101.63	-44.93	111.12	0.00
275.61	92.45	204.24	173.03	-155.30	-69.91	170.31	11.20
345.66	92.45	204.75	170.03	-218.20	-100.60	240.27	0.00

Таблица 6.14

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68505

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	3.88	203.85	29.99	-0.31	-0.14	0.34	11.63
60.00	15.51	203.85	59.51	-4.92	-2.18	5.38	11.63
90.00	27.14	203.85	87.41	-14.88	-6.58	16.27	11.63
120.00	38.77	203.85	112.54	-29.78	-13.16	32.56	11.63
150.00	50.40	203.85	133.87	-49.01	-21.66	53.58	11.63
180.00	62.03	203.85	150.53	-71.77	-31.73	78.47	11.63
200.69	70.05	203.85	158.93	-89.05	-39.37	97.37	11.63
210.00	70.05	203.85	162.10	-97.05	-42.90	106.11	0.00
215.32	70.05	203.85	163.92	-101.63	-44.93	111.12	0.00
240.00	79.22	203.93	170.45	-123.29	-54.72	134.89	11.20
270.00	90.37	204.18	173.17	-150.26	-67.46	164.71	11.20
275.61	92.45	204.24	173.03	-155.30	-69.91	170.31	11.20
300.00	92.45	204.46	171.99	-177.20	-80.60	194.67	0.00
330.00	92.45	204.66	170.70	-204.14	-93.74	224.63	0.00
345.66	92.45	204.75	170.03	-218.20	-100.60	240.27	0.00



Таблица 6.15

Результат расчета профиля ствола скважины Н68563

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
190.72	68.29	77.92	153.08	18.89	88.25	90.25	12.00
207.21	68.29	77.92	159.18	22.09	103.23	105.57	0.00
262.92	90.57	77.91	169.33	33.50	156.44	159.99	12.00
312.91	90.57	77.90	168.83	44.00	205.32	209.98	0.00

Таблица 6.16

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68563

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	4.00	77.92	29.99	0.07	0.34	0.35	12.00
60.00	16.00	77.92	59.48	1.16	5.43	5.55	12.00
90.00	28.00	77.92	87.25	3.51	16.40	16.77	12.00
120.00	40.00	77.92	112.07	7.01	32.77	33.51	12.00
150.00	52.00	77.92	132.87	11.52	53.83	55.05	12.00
180.00	64.00	77.92	148.74	16.83	78.67	80.45	12.00
190.72	68.29	77.92	153.08	18.89	88.25	90.25	12.00
207.21	68.29	77.92	159.18	22.09	103.23	105.57	0.00
210.00	69.41	77.92	160.18	22.64	105.78	108.17	12.00
240.00	81.41	77.92	167.73	28.71	134.11	137.15	12.00
262.92	90.57	77.91	169.33	33.50	156.44	159.99	12.00
270.00	90.57	77.91	169.26	34.99	163.37	167.07	0.00
300.00	90.57	77.91	168.96	41.29	192.69	197.07	0.00
312.91	90.57	77.90	168.83	44.00	205.32	209.98	0.00



Таблица 6.17

Результат расчета профиля ствола скважины Н68575

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
198.92	69.87	223.01	157.76	-70.37	-65.63	96.22	11.72
212.28	69.87	223.01	162.36	-79.54	-74.19	108.77	0.00
264.57	90.00	223.00	171.45	-117.00	-109.12	159.99	11.55
324.58	90.00	223.00	171.45	-160.90	-150.04	220.00	0.00

Таблица 6.18

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68575

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	3.90	223.01	29.99	-0.25	-0.23	0.34	11.71
60.00	15.62	223.01	59.51	-3.96	-3.70	5.42	11.71
90.00	27.33	223.01	87.37	-11.98	-11.18	16.38	11.71
120.00	39.05	223.01	112.44	-23.97	-22.36	32.78	11.71
150.00	50.76	223.01	133.65	-39.43	-36.78	53.92	11.71
180.00	62.48	223.01	150.12	-57.72	-53.84	78.93	11.71
198.92	69.87	223.01	157.76	-70.37	-65.63	96.22	11.72
210.00	69.87	223.01	161.57	-77.97	-72.73	106.63	0.00
212.28	69.87	223.01	162.36	-79.54	-74.19	108.77	0.00
240.00	80.54	223.01	169.43	-99.11	-92.44	135.53	11.55
264.57	90.00	223.00	171.45	-117.00	-109.12	159.99	11.55
270.00	90.00	223.00	171.45	-120.97	-112.82	165.42	0.00
300.00	90.00	223.00	171.45	-142.92	-133.28	195.42	0.00
324.58	90.00	223.00	171.45	-160.90	-150.04	220.00	0.00



Таблица 6.19

Результат расчета профиля ствола скважины Н68583

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
227.62	80.00	43.43	166.43	89.24	84.47	122.87	11.56
249.71	80.00	43.43	170.27	105.04	99.42	144.63	0.00
285.30	86.98	43.29	174.30	131.00	123.40	179.97	6.00
380.36	86.98	42.86	179.30	201.50	186.97	274.88	0.00

Таблица 6.20

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины Н68583

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
20.00	0.00	0.00	20.00	0.00	0.00	0.00	0.00
30.00	3.85	43.43	29.99	0.24	0.23	0.34	11.56
60.00	15.41	43.43	59.52	3.88	3.68	5.35	11.56
90.00	26.97	43.43	87.44	11.75	11.12	16.17	11.56
120.00	38.53	43.43	112.63	23.52	22.26	32.38	11.56
150.00	50.09	43.43	134.06	38.71	36.64	53.30	11.56
180.00	61.65	43.43	150.86	56.72	53.68	78.09	11.56
210.00	73.21	43.43	162.36	76.80	72.69	105.75	11.56
227.62	80.00	43.43	166.43	89.24	84.47	122.87	11.56
240.00	80.00	43.43	168.58	98.10	92.85	135.07	0.00
249.71	80.00	43.43	170.27	105.04	99.42	144.63	0.00
270.00	83.98	43.38	173.10	119.73	113.13	164.72	6.00
285.30	86.98	43.29	174.30	131.00	123.40	179.97	6.00
300.00	86.98	43.19	175.07	141.90	133.23	194.65	0.00
330.00	86.98	43.04	176.65	164.15	153.29	224.60	0.00
360.00	86.98	42.92	178.23	186.40	173.36	254.55	0.00
380.36	86.98	42.86	179.30	201.50	186.97	274.88	0.00



7. Компоновка бурильной колонны

С целью обеспечения качества (стабильность и жесткость) ствола скважины принята следующая компоновка бурильных инструментов, см. табл. 7.1.

Таблица 7.1

Проектная компоновка бурильных инструментов

№	Интервал бурения		Компоновка бурильной колонны	Примечание
1	0-15		Долото $\phi 444,5\text{мм}$ + ведущая труба $\phi 133,4\text{мм}$	При бурении
2	15 - 285,3	В вертикальном участке	Долото $\phi 311,2\text{мм}$ + УБТ $\phi 203,2\text{мм}$ (54м) + $\phi 127\text{мм}$ бурильные трубы + ведущая труба.	При бурении
		На участке начального увеличения зенитного угла	Долото $\phi 311,2\text{мм}$ + $\phi 197\text{мм}$ забойный двигатель + MWD ниппель+УБТ $\phi 127\text{мм}$ немагнитн. низ (9м) +СБТ $\phi 127\text{мм}$ + УБТ $\phi 158,8\text{мм}$ x 9м + УБТ 127мм + $\phi 127\text{мм}$ бурильные трубы + $\phi 133,4$ ведущая труба.	
		На участке резкого увеличения зенитного угла	Долото $\phi 311,2\text{мм}$ + $\phi 197\text{мм}$ забойный двигатель + MWD ниппель + КЛС $\phi 127\text{мм}$ x 1 + СБТ $\phi 127\text{мм}$ (с конусной замковой частью) + СБТ $\phi 127\text{мм}$ + УБТ $\phi 158,8\text{мм}$ x9м немагнитн. низ + УБТ $\phi 127\text{мм}$ x 120м + $\phi 127\text{мм}$ бурильные трубы + 133,4 ведущая труба.	
3	285,3 - 380,3	В горизонтальном участке	Долото $\phi 215,9\text{мм}$ + $\phi 172\text{мм}$ забойной двигатель + $\phi 214\text{мм}$ стабилизатор + КЛС $\phi 127\text{мм}$ + СБТ $\phi 127\text{мм}$ (с конусной замковой частью)+СБТ $\phi 127\text{мм}$ + УБТ $\phi 158,8$ мм x9м немагнитный низ + УБТ $\phi 127\text{мм}$ x120м+ $\phi 127\text{мм}$ бурильные трубы + 133,4 ведущая труба.	При бурении



8. Буровой раствор

8.1 Принцип проектирования

Выбор качественных растворов для бурения и заканчивания скважин является одной из ключевых задач обеспечения безопасного бурения. В связи с неглубоким залеганием среднеюрских коллекторов, слабым диагенезом отложений и сильной фильтрацией песчаников, в процессе бурения легко выявляется дифференциальная утечка раствора. Поэтому требуется, чтобы буровые растворы обладали высокими качествами, для выноса шламмов, промывки скважины, формирования и устойчивости стенок скважины, чтобы обеспечить устойчивость ствола скважины для предупреждения поглощения бурового раствора, обеспечения качественного и безаварийного бурения.

На основе исследований и анализа технических данных о буровых растворах для высоковязких нефтяных залежей в стране и за рубежом и учитывая свойства надсолевых залежей месторождения Кенкияк, а также успешные опыты бурения неглубоких высоковязких нефтяных залежей нашего Акционерного общества, мы спроектировали следующие системы буровых растворов: При бурения под кондуктор принимается система раствора – на основе бентонита, при бурения под эксплуатационную колонну – полимерный буровой раствор.

8.2 Буровой раствор под эксплуатационную колонну

Диаметр долота 311,2мм. Бурение в интервале 15-235 м.

Вскрытые породы имеют слабый диагенез, песчаники имеют высокую проницаемость, поэтому легко возникают поглощения бурового раствора. В этих интервалах бурения угол отклонения ствола скважины непрерывно увеличивается от 0° до 93°, при этом буровой раствор должен иметь хорошую способность для образования стенок скважины и предотвращения обвала стенок скважины и хорошую смазываемость, раствор должен очищать забой скважины от выбуренной породы и выносить ее на поверхность с целью предотвращения прихвата инструмента. Рекомендуется применять полимерную систему бурового раствора.

Затворение бурового раствора:

$H_2O + 0,2\% Na_2CO_3 + 0,2\% NaOH + 5\% \text{ бентониты} + 0,3\%-0,4\% Fa367 + 0,4\%-0,6\% JT888 + 0,2-0,3\% XY-27 + 3\% SMP-1$ (коллоидное состояние) + 3% QСХ-1 + 5% сульфированный битум (коллоидное состояние) + 2% смачивающий агент + порошковое железо.

Объем бурового раствора:

$$Q = (90 + 28,7) = 118,7 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв.}} = (285,3 \cdot 0,076 \cdot 1,1) \cdot 1,2 = 28,7 \text{ м}^3$$

где, 90-объем приемных емкостей бурового раствора, м³;

28,7- объем скважины под колонну, м.

285,3 - длина интервала ствола, м

0,076 – площадь сечения, м²

1,1 - коэф. кавернозности.

Расход материалов

Таблица 8.2

Наименов.	Объем (т)	Наименов	Объем (т)	Наименование	Объем (т)
Бентониты	6,3	Na ₂ CO ₃	0.2	NaOH	0.2
JT-888	0.7	QСХ-1	3.8		
FA-367	0.5	SMP-1	3.8		



8.4 Буровой раствор под хвостовик

Диаметр долота 215,9мм. Бурение в интервале 235-380,3 м.

Ствол скважины на горизонтальном участке должен быть стабильным, буровой раствор должен иметь хорошую способность для выноса выбуренной породы на поверхность, хорошую смазываемость, низкую водоотдачу (глинистая корка должна быть тонкая и вязкая) и хорошую реологическую характеристику. Обеспечить очищение бурового раствора с помощью вибросита и пескоотделителя. При высокой скорости бурения отмечаются сопротивление и заклинивание, тогда необходимо усилить циркуляцию бурового раствора.

Рекомендуется применение полимерной системы бурового раствора.

1. Затворение бурового раствора:

$H_2O + 0,2\% Na_2CO_3 + 0,2\% NaOH + 4\%$ бентониты + 0,3%-0,5% Fa367 + 0,5%-0,6% JT888 + 0,2%-0,3% XY-27 + 2% смачивающий агент + 3% SMP-1(коллоидное состояние) + порошковое железо

1. Свойства бурового раствора:

3. Плотность: 1,10-1,15 г/см³:

условная вязкость 50-70 с.

Водоотдача по API < 5 мл:

толщина глинистой корки: < 0,5 мм;

пластичная вязкость: 15-25 мПа с;

величина текучести 5-10 Па;

коэффициент сопротивления трения < 0,08; содержание песка < 0,4%.

Объем бурового раствора:

$$Q = (90 + 18,1) = 108,1 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{скв.}} = (380,3 \cdot 0,036 \cdot 1,1) \cdot 1,2 = 18,1 \text{ м}^3$$

где, 90 - объем приемных емкостей бурового раствора, м³;

18,1 - объем скважины под колонну, м.

380,3 - длина интервала ствола, м

0,036 - площадь сечения, м²

1,1 - коэф. кавернозности

Расход материалов

Таблица 8.3

Наименов.	Объем, т	Наименов	Объем, т	Наименование	Объем, т
Бентониты	4.6	Na ₂ CO ₃	0.2	NaOH	0.2
JT888	0.7	XY-27	0.3		
FA-367	0.6	SMP-1	3.5		

8.5 Требования к качеству бурового раствора

Очистка бурового раствора является одним из важнейших условий эффективного бурения. Она влияет на стоимость бурения скважины, скорость бурения, гидравлические потери, толщину фильтрационной корки, а также возможность возникновения осложнений. От очистки бурового раствора зависят показатели работы оборудования и инструмента, экономия реагентов и пр.

Для очистки бурового раствора: необходимо иметь вибросита и пескоотделитель.

Обеспечить нормальную работу насосов и исправность всех клапанов для бесперебойной циркуляции бурового раствора в скважине



Для очистки бурового раствора необходимо иметь:

Вибросито – 1 шт.

Пескоотделитель – 1 шт.

Шламоотделитель – 1 шт.

Резервуарная циклическая система – 1 компл.

9. Проектные параметры бурения

Таблица 9.1

№	Интервал, м	Долото		Св-ва бур. раствора		Параметр проходки.				Гидравлич. параметры							
		Размер (мм)	Тип	Кол-во, шт.	Плотность (г/см ³)	вязкость (с)	Водоотдача (см ³ / за 30 мин)	Нагрузка на долото (тн)	Скорость вращения (об/мин)	Колич. насосов. подача насосов (л/сек)	Давление на насосе (МПа)	Потери давления в трубах, (МПа)	Потери давления в кольцевом пространстве (МПа)	Потери давления в УБТ (МПа)	Потери давления в долотах (МПа)	Примечание	
3	285,3– 380,3	15– 285,3	1	0-15	1,05	35-40	≤10	с навеса	20	1-20	0,5					под направл.	
	215,9	311,2	1	444,5	1,10-1,15	50-70	≤5	4-6	ВЗД+60	1-25-30	6-8	1,02	0,19	0,33	1,11	под тех. колонну	
	MP2-R1	JEG535	РС1														
	1	1	1														
	1,10-1,15																
	50-70																
	≤5																
	3-6																
	ВЗД+60																
	1-25-30																
	8-10																
	1,02																
0,19																	
0,33																	
1,11																	
Под экс. колонну хвостовик																	



10. Заканчивание и тампонаж скважины

Таблица 10.1

Конструкция обсадной колонны

Размер обсад.трубы (мм)	Тип стали	Тип резьбы	Толщина стенки (мм)	Интервал (м)	Вес (тн)	Прочн. на смятие	Прочн.на внутр давл.	Прочн. на растяж
339,7	J55	BC	11,1	0-15	2,1	24,3	89,5	44,9
244,5	L-80	BC	11,05	0-285,3	18,5	13,2	43,6	456
177,8	Хвостовик с секущими щелями(фильтр)			285,3-380,3				

Таблица 10.2

Требования к крутящему моменту обсадной колонны

Порядок об. трубы	Наруж диаметр (мм)	Тип стали	Толщина (мм)	Тип резьбы	Коэффициенты запаса прочности при:		
					избыточном давлении		растяжении
					наружном	внутреннем	
Направление	339,7	J55	11,1	BC			
Тех. колонна	244,5	L-80	11,05	BC	13,2	43,6	24,6
Экс. колонна Хвостовик	177,8						

10.1 Порядок спуска обсадных колонн

Техническая колонна

Техническая колонна ϕ 244,5мм x 11,05 мм марки L-80 или ϕ 244,5мм x 10,03мм марки TP 90
Расстояние башмака от забоя скважины должно быть не меньше 4 м.

Башмак + переводник с ориентирующей конической муфтой + ϕ 244,5 мм обсадная труба x 1 + ϕ 244,5 мм ориентирующая коническая муфта + ϕ 244,5мм компоновка обсадных труб + наконечник

Эксплуатационная колонна Хвостовик

Хвостовик с секущими щелями ϕ 177,8 мм x 8,05мм марки N-80 или ϕ 177,8 мм x 9,19мм марки TP100H

Башмак (с обратным клапаном) + ϕ 177,8 мм обсадная труба с секущими щелями + ϕ 177,8 мм x ϕ 244,5мм гидродинамическая подвеска. Расстояние башмака хвостовика от забоя скважины не менее 10 м, пакер (с переводником разжима с левой нарезкой) + бурильный инструмент + короткая квадратная штанга.

Проектирование хвостовика из труб с секущими щелями

Трубы 177,8 мм x 8,05мм марки N-80

Проект секущих щелей

Ширина щели – 0,35 м, 42 щели каждого цикла, длина щели – 80 мм,



8 циклов щелей на каждый метр, т.е. 336 щелей на каждый метр. Суммарная длина всех щелей 8,5 – 9 м. С двух концов оставляется место для работы элеватором и машинным ключом. Перед спуском в скважину щели покрывают парафином с той целью, чтобы щели не забивались твердой фазой бурового раствора.

Провести дефектоскопию и опрессовку обсадных труб на буровой.

Подготовка обсадных труб и их обмер.

Обеспечить безопасность при спуске колонны.

Установить компоновку нижней части обсадных труб.

Подготовка инструментов

Инструменты для цементирования технической колонны

ф 244,5 мм башмак – 1 шт.

ф 244,5 мм обратный клапан – 1 шт.

ф 244,5 мм центратор – 25шт.

ф 244,5 мм продавочная пробка – 1 шт.

Герметичная смазка для резьб обсадных труб – 2 ведра

10.2 Проектирование цементного раствора

Для направления

Приготовление цементного раствора: цемент класса «G»

Для технической колонны

ф 244,5 мм техническая колонна служит эксплуатационной колонной. Ввиду того, что ф 244,5мм техническая колонна спускается в интервал с углом отклонения ствола скважины в 86,98° и выше, проектируется спуск термоустойчивых труб из стали группы прочности L-80, TP100H.

При цементировании применяются цемент марки «G», что удовлетворит потребности при добыче нефти.

Приготовление цементного раствора: цемент класса «G» +3 %CaCl₂ + 44 -52%Н₂О

Параметры цементного раствора: плотность 1,89 г/см³;

Расчет и требования к работе при тампонаже

Таблица 10.3

Для направления

Закачиваемый раствор	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора	Теоретический объем подлежащий закачке, (м ³)	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Буферная жидкость	1,0	0	0,1	
Цементный раствор	1,89	0	2,5	6,5



Таблица 10.4

Объем цемента и добавочного реагента:

Наименован.	Ед. измерен.	Добавочный объем (%)	Объем после добавок
Сухой цемент	т		17
Вода	м ³	44	7,5
Коагулянт CaCl ₂	т	4,5	0,8

Примечание: На буровой приготовлена чистая вода 15 м³ – объем составляющей воды–200%.

Требования к работе:

Приготовление цементного раствора на буровой должно отвечать требованиям проекта. Закачка цементного раствора должна быть непрерывной, высота подъема цементного раствора до устья.

В процессе закачки цементного раствора постоянно наблюдать за выходом бурового раствора на устье скважины. Если выявлены поглощения и утечка цементного раствора цементирование продолжить согласно расчета.

Время ОЗЦ для кондуктора составляет 24часа.

Таблица 10.5

Эксплуатационная колонна

Объем цементного раствора и продавочной жидкости:

Тип жидкости закачки	Плотность (г/см ³)	Высота подъема раствора	Теоретич объем, (м ³).	Расход сухого цемента с учетом потерь, т
Жидкость продавоч.	1,10	0	15,3	
Буферная жидкость	1,3	0	2	
Цементный раствор	1,89	0	23	35

Технология цементирования: с применением цемента класса «G»

Таблица 10.7

Объем цемента и добавочного реагента:

Наименование	Ед. измерен.	Объем добавок (%)	Объем после добавок (м ³)
Сухой цемент	т		35
Вода	м ³	52	14,7
Ca Cl ₂	т	3	0,8

Примечание: на буровой приготовлена 15 м³ чистой воды – объем 200% составляющей воды.



Требования к работе:

Перед спуском эксплуатационной колонны проработать скважину, после этого спускать эксплуатационную колонну и цементировать скважину.

Время ОЗЦ составляет экс. колонны 48 часов. После ОЗЦ провести акустический каротаж.

10.3 Требования к тампонажу и заканчиванию скважины

Эксплуатационная колонна

Перед спуском эксплуатационной колонны отрегулировать параметры бурового раствора, добавить пластмассовые шарики, чтобы снизить сопротивление давления трения колонны со стенкой скважины.

Иметь в запасе утяжеленный глинистый раствор плотностью $\rho = 1,8 \text{ г/см}^3$ в объеме 15 м^3 , доливая его в колонну при спуске колонны для обеспечения успешного спуска колонны.

Перед спуском колонны промыть и очистить забой скважины от шлама, довести до минимума значение сопротивления трения и при достижении стабилизации стенок скважины начать спуск колонны.

С целью снижения сопротивления трения колонны о стенки скважины через каждые две обсадные трубы установить центратор в наклонном участке. При спуске колонны в нижней части конструкции для первых трех обсадных труб применить стопорный винт с целью их укрепления.

При спуске обсадной колонны колонна должна быть заполнена раствором: при спуске первых 10 обсадных труб облегченным буровым раствором плотностью $1,05 \text{ г/см}^3$: при спуске последующих обсадных труб колонна должна быть заполнена буровым раствором плотностью $1,8 \text{ г/см}^3$ с целью снижения сопротивления трения в наклонном участке.

Эксплуатационная колонна спускается на проектную глубину, далее спускается бурильная колонна для вытеснения утяжеленного бурового раствора. После подъема бурильной колонны через циклический переводник скважину оставляют на циркуляцию буровым раствором в течение двух циклов.

При вытеснении бурового раствора водой, увеличивается весовая нагрузка на крюке, спускаемая колонна должна занимать среднее положение поперечного сечения ствола скважины (спуск центраторов для поддержания соосности ствола скважины) с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором.

Хвостовик

В $\phi 215,9 \text{ мм}$ горизонтальный участок спуск хвостовика с секущими щелями возможно затруднение.

При спуске колонны должны быть применены дополнительные мероприятия с целью снижения сопротивления трения колонны со стенкой скважины для обеспечения спуска хвостовика с секущими щелями до проектной глубины.

В горизонтальном участке через каждые две трубы с секущими щелями должен быть установлен жесткий центратор.

Перед спуском хвостовика с секущими щелями произвести очистку забоя спуском бурильного инструмента.

При очистке забоя скважины параметры бурового раствора регулируются. При заканчивании скважины в состав бурового раствора добавляются пластмассовые шарики с целью снижения сопротивления трения колонны со стенками скважины. Когда параметры бурового раствора стабилизируются, произвести промывку скважины с большой подачей бурового раствора на двух циклах.



В процессе спуска хвостовика с секущими щелями хвостовик должен быть заполнен раствором для предотвращения забивания секущих щелей твердой фазой.

При спуске хвостовика с секущими щелями в ϕ 215,9мм ствол скважины, вследствие малого зазора между стенками скважины и хвостовиком, сопротивление трения между ними увеличивается. В вертикальном участке (или на участке начального увеличения зенитного угла) при входе в колонну утяжелить низ хвостовика с целью увеличения нагрузки и обеспечения спуска хвостовика до проектного горизонтального участка. Для подвески и герметизации хвостовика применяется устройство пакер-подвеска. После спуска хвостовика с секущими щелями на заданную глубину, колонну бурильных труб приподнимают на 0,75 м от забоя. В колонну бурильных труб спускают шар, который при промывке скважины или свободном падении перекрывает внутренний проходной канал устройства для создания избыточного давления в 20 Мпа, уплотнительный элемент устройства надежно запакерывает межтрубное пространство в скважине под давлением в 10 т. После сброса избыточного давления в устройстве натяжением колонны труб проверяют надежность подвески хвостовика, а герметичность межтрубного пространства – опрессовкой. После пакеровки бурильная колонна поднимается на поверхность.

Качество тампонажа и требования к нему:

Цементный раствор за обсадной колонной поднимается до устья скважины. После окончания тампонажа проводится акустический каротаж для контроля качества цементирования. Когда величина акустического каротажа колеблется не более 15 процентов, считается качество тампонажа отличное; колебания акустического каротажа в пределах 15-30 процентов – хорошее качество тампонажа; выше 30 процентов – не соответствует норме. Если по акустическому каротажу трудно ориентироваться по качеству тампонажа, тогда проводится изменяемый плотностной каротаж и т.д.

Нагнетать техническую воду с плотностью 1,0 г/см³ в скважину для контроля герметичности обсадной колонны под давлением 10 МПа. Считается колонна герметичной, если за 30 минут давление снижается не более чем на 0,5 МПа.

11. Оборудование устья после заканчивания скважины

Колонная головка

Колонная головка типа ОКК1-21-245х340.

Оборудование устья скважины и норма НКТ

Глубина спуска: НКТ спускаются до кровли продуктивного пласта.

Конструкция НКТ по согласованию с геологической службой и заказчиком.

Требования к заканчиванию скважины.

Поверхность колонной головки должна быть установлена не выше 30см от поверхности земли. Качество цементации должно быть высоким по данным акустического каротажа, без межпластовых перетоков и чтобы в колонне не было цементных пробок.

Опрессовка эксплуатационной колонны: водой с плотностью 1.0 г/см³ Роп-10 МПа без поглощений считается нормальной.

Точный обмер НКТ, спуск в скважину стандартным шаблоном до искусственного забоя.

Участок под буровую должен быть ровный и чистый в радиусе 15 м.



Таблица 11.1

План строительства скважины

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Интервал (м)	Объект строительства скважины	Планир. дней	Суммар кол-во дней
Направление	444,5	0 - 15	СМР, ПЗР бурению, бурение, цементаж	1	1
Эксплуатационная колонна	311,2	15 – 285,3	Бурение, каротажные работы, цементаж	15	19
Хвостовик	215,9	285,3-380,3	Бурение, каротажные работы	13	32
			Спуск хвостовика, спуск НКТ.	2	34

Период бурения скважины 33.0 дня. Проектная скорость бурения 510м\ст. месяца.

Примечание: Период бурения скважины согласно оперативного графика строительства скважин на мес.Кенкияк.

Таблица 11.2

График строительства скважины

Констр., мм	φ долота, мм	Глуб-а скв., м	Дни											
			3	6	9	12	15	18	21	24	27	30	34	
178.8 x 244.5 339.7	444,5	15	направление											
	311,2	285,3	эксплуатационная. колонна											
	215,9	380,3	заканчивание скв.											



12. Требования к охране недр

При бурении продуктивного интервала провести запланированные мероприятия по максимальной охране недр, чтобы загрязнение пласта было минимальным. Необходимо ускорить темп бурения интервала продуктивного пласта и темп ввода в эксплуатацию для уменьшения загрязнения буровым раствором продуктивного пласта

Перед вскрытием продуктивных горизонтов за 50 м обязательно отрегулировать параметры бурового раствора. При вводе в раствор кальция 2% на стенках ствола скважины образуется тонкая плотная корка, препятствующая дальнейшему проникновению твердой фазы из раствора в продуктивные горизонты. Показатель фильтрации бурового раствора не больше 5 см³/30 мин.

Полностью установить и применять оборудование для очистки бурового раствора при вскрытии объекта, содержание песка не более 0,4%.

После вскрытия продуктивного горизонта ограничить скорость спуска инструмента, с целью предупреждения поглощения.

13. Мероприятия по предупреждению проявлений Общие мероприятия по предупреждению ГНВП

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

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

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

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

4. В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

5. При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.

6. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.

7. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.

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

9. В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.

10. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.

11. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

12. При бурении продуктивного пласта продолжительность технологических остановок сводится к минимуму.

13. При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.

14. При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП».



Первичные действия буровой вахты при обнаружении газонефтеводопроявлений и возникновении открытых фонтанов при строительстве нефтяных и газовых скважин

1. Действия вахты при бурении скважин:

1) Бурильщик подает звуковой сигнал «Выброс», приподнимает буровой инструмент на длину ведущей трубы из расчета, чтобы замок первой трубы с шаровым краном был над столом ротора на уровне элеватора или автоматического ключа бурового (далее - ключ АКБ), а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляет тормоз лебедки;

2) второй помощник бурильщика останавливает насосы. Бурильщик с первым и третьим помощниками демонтируют клинья.

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор) отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ, а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

3) первый и третий помощники бурильщика проверяют задвижки на выкидных линиях, из которых резервные и на отводе на дегазатор должны быть открыты, а остальные закрыты;

4) бурильщик с помощью дублера пульта управления открывает гидроприводную задвижку на линии дросселирования и закрывает универсальный превентор, а если его нет - верхний плащечный;

5) в случае закрытия плащечного превентора по команде бурильщика помощники фиксируют схождение плашек ручным приводом с обязательным отсчетом числа оборотов штурвала, указано на щите; на правом штурвале работает первый и третий, на левом - второй и четвертый помощники бурильщика;

6) бурильщик после 5-10 минут регистрирует избыточное давление на устье скважины, не допуская при этом превышения допустимого давления для последней спущенной колонны и давления гидроразрыва;

7) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководителя организации при участии АСС.

2. Действия вахты при СПО.

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», собранной вахте сообщает о проявлении. Инструмент разгружают на ротор. Затем вахта приступает к спуску труб, который продолжают пока объем поступившего пластового флюида не превысил допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор. Когда отсутствует возможность продолжать спуск труб, бурильщик с помощниками наворачивают ведущую трубу с шаровым краном (вначале наворачивают аварийную трубу с переводником под бурильную колонну другого типоразмера) и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют и страхуют колонну от выталкивания.

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта не предусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с помощниками разгружают инструмент на ротор, устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют, колонну страхуют от выталкивания;



2) ведут дальнейшее наблюдение за изменением давления в трубном и затрубном пространствах;

3) если трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, наворачивают ведущую трубу с шаровым краном и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют;

4) дальнейшие работы по ликвидации проявления проводят по специальному плану.

3. При отсутствии инструмента в скважине бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает вахте о проявлении. Затем вахта приступает к спуску труб в скважину и продолжает его пока объем поступившего флюида не превысит допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор.

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

I вариант. Плашки одного из превенторов установлены под диаметр обсадной колонны:

1) после подачи сигнала «Выброс» бурильщик собранной вахте сообщает о проявлении. Нижняя часть обсадной колонны достигла кровли проявляющего пласта;

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на 0,8-1 метр над столом ротора из расчета нахождения немужфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

3) если нижняя часть обсадной колонны не достигла кровли проявляющего пласта, а объем поступившего в скважину флюида не превысил допустимого, то необходимо ускорить спуск до кровли проявляющего пласта, используя для этого бурильные трубы;

4) для этого бурильщик с помощниками на муфту обсадной трубы устанавливают переводник с обсадной трубы на трубы бурильные. Затем вахта приступает к спуску бурильных труб, по завершении которого колонна труб разгружается на ротор. Устанавливают шаровой кран, наворачивают ведущую трубу и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

5) если отсутствует возможность спуска обсадной колонны на требуемую глубину бурильщик с помощниками разгружают колонну обсадных труб на ротор, устанавливают переводник с шаровым краном, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе так, чтобы переводник был на 0,8-1 метров над столом ротора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор). Колонну страхуют от выталкивания из скважины.

II вариант. Плашки в превенторе установлены под диаметр бурильных труб:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», собранной вахте сообщает о проявлении. Если обсадные трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, навинчивают трубу, снабженную шаровым краном и переводником под обсадную колонну (или устанавливают устройство герметизации устья при спуске обсадных колонн), спускают ее в скважину и колонну труб разгружают на ротор. Наворачивают ведущую трубу и подвешивают колонну труб так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

2) если нижняя часть обсадной колонны не достигла кровли проявляющего пласта, то в зависимости от объема поступившего в скважину флюида вахта выполняет работы предусмотренные в I варианте;

3) о проявлении в процессе спуска обсадной колонны передается сообщение ответственному лицу контроля организации и дальнейшие работы ведутся по специальному плану.



5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», дает указание об остановке проведения геофизических работ и немедленном подъеме приборов из скважины, вахте сообщает о проявлении;

2) бурильщик с помощниками способствуют ускорению подъема приборов из скважины, и сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении;

3) при превышении допустимого объема поступления пластового флюида специальным устройством перерубается кабель и производится герметизация устья.

6. Действия вахты при ремонте скважин. Если устье скважины оборудовано превенторной установкой, практические действия вахты аналогичны изложенным выше. В случае отсутствия превенторной установки персонал выполняет следующие действия:

1) СПО с наличием на устье автомата подземного ремонта (далее - АПР);

2) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает об осложнении, сажает колонну труб на АПР, отключает электродвигатель от сети, помощники наворачивают и закрепляют монтажный патрубок;

3) помощники бурильщика надевают элеватор под муфту монтажного патрубка и подвешивают монтажные устройства на подъемный крюк. Бурильщик приподнимает колонну труб, помощник отводит монтажные устройства в сторону;

4) помощники бурильщика освобождают клинья, вынимают клиновую подвеску из механизма, снимают ее с трубы. Бурильщик опускает колонну труб так, чтобы зацепить механизм монтажными устройствами;

5) бурильщик с помощниками закрепляют механизм монтажными устройствами, отвинчивают болты, крепящие механизм к фланцу устья скважины;

6) бурильщик поднимает колонну труб и механизм. Первый помощник устанавливает вспомогательный элеватор на колонный фланец под муфту трубы;

7) бурильщик опускает механизм и колонну труб до посадки их на вспомогательный элеватор, а помощник снимает элеватор с монтажного патрубка;

8) бурильщик поднимает механизм до выхода из монтажного патрубка и опускает его на пол рабочей площадки;

9) помощники отцепляют от механизма монтажные устройства, снимают их с подъемного крюка и вместе с бурильщиком отворачивают монтажный патрубок;

10) бурильщик и помощники наводят на устье планшайбу с закрепленным уплотнительным кольцом и открытой задвижкой и соединяют патрубок планшайбы с трубами;

11) бурильщик приподнимает колонну труб с планшайбой, а помощник удаляет нижний элеватор;

12) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выходе в емкость. Задвижки на второй выкидной линии, цементировочного агрегата и доливной емкости должны быть закрыты;

13) бурильщик сажает планшайбу на колонный фланец, вместе с помощниками закрепляет ее шпильками и герметизирует устье скважины закрытием задвижек центральной и на выкидной линии в емкость и ведет наблюдение за давлением в скважине;

14) бурильщик с помощниками обвязывают устье с насосом (агрегатом);

15) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине;

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает о проявлении. Сажает колонну труб на фланец;

2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной труб;



- 3) бурильщик при помощи допускного патрубка приподнимает колонну труб с планшайбой, а его помощники удаляют нижний элеватор;
- 4) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выкидной линии отвода в емкость. Задвижки на другой выкидной линии должны быть закрыты;
- 5) бурильщик сажает планшайбу на фланец и с помощниками закрепляет ее шпильками. Вывод кабеля герметизируют способом, применяемым на данной скважине. Ведут наблюдение за давлением в скважине;
- 6) бурильщик и помощники принимают меры по обвязке устья с насосом (агрегатом) и герметизации скважины;
- 7) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине.

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

- 1) бурильщик подает сигнал «Выброс» дает указание представителю геофизической организации об остановке работ и немедленном подъеме геофизических приборов из скважины, сообщает вахте о проявлении;
- 2) бурильщик с помощниками способствует ускорению подъема приборов из скважины, герметизации скважины и сообщает ответственному лицу контроля организации об осложнении.

9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 13.1

Таблица 13.1.

№№ п/п	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
1	2	3
1	При бурении скважин	
1.1	В процессе бурения или промывки скважины	
1.1.1	при наличии обратного или шарового крана под квадратом;	4
1.1.2	при отсутствии обратного клапана или шарового крана под квадратом	14
1.2	При проведении СПО	
1.2.1	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	12
1.2.2	при наличии комбинированного инструмента (аварийная труба с шаровым краном находится на мостках)	15
1.3	При отсутствии инструмента в скважине	
1.3.1	на устье универсальный превентор или превентор с глухими плашками	4
1.3.2	спуск одной свечи с наворотом шарового крана	17
1.3.3	спуск аварийной трубы с шаровым краном	15
1.4	При спуске обсадной колонны	
1.4.1	плашки в превенторе установлены под размер обсадной колонны	16
1.4.2	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	18
2	При ремонте скважин	
2.1	В процессе проведения СПО при установленном превенторе	
2.1.1	Плашки в превенторе установлены под диаметр применяемых труб	9
2.1.2	плашки в превенторе не соответствуют применяемым трубам (аварийная труба с переводником и шаровым краном находится на мостках)	12
2.1.3	При проведении СПО с помощью механизма АПР	22



Продолжение таблицы 13.1.

2.1.4	При проведении СПО без механизма АПР	15
2.1.5	При проведении СПО с ЭЦН	16
2.1.6	При полностью извлеченной колонне	15

Примечание: Регламенты времени даны с учетом накопленного опыта при проведении учебных тревог. Время на аварийные операции должно быть меньше нормативного, поскольку эти операции выполняются в экстремальных условиях, когда мобилизуются все возможности каждого члена вахты

14. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника

1. Основные требования и мероприятия по технической безопасности. При бурении скважин обязательным является применение «Единой системы управления охраной труда в организациях и на предприятиях нефтяной промышленности».

К работе на буровой допускается рабочий персонал, прошедший медицинский осмотр на соответствующую профессию, инструктаж и обучение и сдавший экзамен по технике безопасности.

2. Противопожарные мероприятия осуществляются в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355:

3 Промсанитария на буровой осуществляется согласно «Санитарным правилам для нефтяной промышленности» №1.06.061-94, утвержденным Министерством здравоохранения РК. Все работы производятся в соответствии со следующими документами, указанными в таблице 14.1, 14.2.

При питьевом водоснабжении должен быть заключен договор на регулярное проведение химического и бактериологического контроля качества воды. Хранение питьевой воды осуществляется в специально оборудованных емкостях. Доступ к емкостям с питьевой водой будет ограничен; также будет предусмотрена соответствующая их маркировка.

Выдача спецодежды рабочему персоналу должна проводиться согласно «Сборника норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты рабочих и служащих геологоразведочных организаций и предприятий», М. с изменениями 2013г.

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

1. Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
2. Оставление шарошек на забое;
3. Падение посторонних предметов в скважину;
4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

В целях предупреждения аварий с бурильной колонной строго придерживаться проектных компоновок низа бурильной колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны бурильных труб и забуривания нового ствола (с ограниченной нагрузкой и пониженной проходкой при проработке)

Для предупреждения слома инструмента, не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо



Групповой техникой проект на строительство Н68290, Н68308, Н68328, Н68343, Н68370, Н68498, Н62505, Н68563, Н68575, Н68583 горизонтальных скважин месторождения Кенкияк-надсолевой уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т. Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения

Ликвидация аварий связанных со сломом бурильной колонны, прихватом инструмента, извлечением посторонних предметов, шарошек производится по отдельному плану утвержденному главным инженером буровой организации и в присутствии аварийного мастера.

Таблица 14.1

Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами, позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда, пожарной безопасности работающих. Каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.
2	Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъёмных операций в бурении. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжелении и химической обработке бурового раствора. 5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб. 6. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопрооявления. 7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород. 8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно – монтажных работах в бурении. 9. Методические рекомендаций по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.
3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора. 2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников. 3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад. 4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.



4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: 1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. 2. Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности.
5	Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.

Таблица 14.2

Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты от шума и одеждой, спец. обувью, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности рабочих мест
2	Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Отраслевыми нормами выдачи спец.одежды, спец.обуви и других средств индивидуальной защиты». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты.
3	Учитываю наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м3 (по бензолу).
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011



**15. Механизация и автоматизация технологических процессов,
средства контроля и диспетчеризация**

Таблица 15.1

Средства механизации и автоматизации

№ №	Наименование приспособлений и устройств
1	2
1	Влагоотделитель для пневмосистемы.
2	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу турбобуром или электробуром.
3	Приспособление против скатывания труб со стеллажей.
4	Накаты трубные
5	Крюк двурогий (для подтаскивания бурильных труб, инструмента и вспомогательных работ.
6	Крюк для подвески штропов.
7	Вилка для захвата вкладышей ротора.
8	Ключ для загибания шплинтов роликовых и втулочных цепей.
9	Приспособление для стягивания втулочно-роликовых цепей.
10	Очиститель бурильных труб.
11	Приспособление для отвинчивания 3-х шарошечных долот.
12	Приспособление для рубки стальных канатов.
13	Тележка для выброса бурильных труб из буровой.
14	Устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента или доливная ёмкость.
15	Устройство против разбрызгивания бурового раствора.
16	Съемник гидравлический для буровых насосов.



Таблица 15.2

Средства контроля

№ №	Наименование, а так же тип, вид, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Кол-во, шт
1	2	3	4
1.	Плотномер АБР-1, АГ-ЗПП или ВРП-1	ТУ 25-0427-77 ТУ 25-04-2782-78	1
2.	Прибор определения условной вязкости ВБР-1	ТУ 25-04-2771-77	1
3.	Прибор определения статического напряжения сдвига СНС-3	ТУ 25-04-2765-77	1
4.	Прибор водоотдачи ВМ-6 (ФЛР-1)	ТУ 25-04-2547-80	1
5.	Прибор измерения концентрации водородных ионов рН-метр, ЭВ-74 (лакмусовая бумага)		1
6.	Рулетка 0-20 м	ГОСТ 7502-80	1
7.	Кронциркуль и штангенциркуль	ГОСТ 166-80	по 1 шт.
8.	Гидравлический индикатор веса ГИВ		1
Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.			

Таблица 15.3

Средства диспетчеризации

№ №	Наименование, а так же тип, вид, шифр	ГОСТ, ОСТ, ТУ	Кол-во, шт
1	2	3	4
1	Радиостанция типа «Р-51-401»	(производство Болгария)	1
2	Переговорное устройство УПС	ТУ 39-01-06-705-81-1	1

