

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство скважин 7668, 736, 7670, 783, 831, 7475, 722, 7477
месторождения Северная Трува

Актобе
2023

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

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство скважин 7668, 736, 7670, 783, 831, 7475, 722, 7477
месторождения Северная Трува

Актобе
2023

Состав исполнителей

Директор НИИ 张定子 Чжан Сяньцунь

Первый зам. Директора НИИ Б.С. Табилов Б.С. Табилов

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

Заместитель начальника
отдела разработки Ж.К. Лепесова Ж.К. Лепесова

Ведущий инженер ОТБид Ж.Н. Серикбаев Ж.Н. Серикбаев

Инженер 1 категории ОТБид Г.С. Сугурбаева Г.С. Сугурбаева

Инженер ОТБид Н.М. Танжарикова Н.М. Танжарикова

Согласовано:

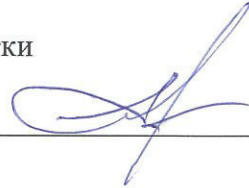
Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Яньфэн

« ____ » _____ 2023г.

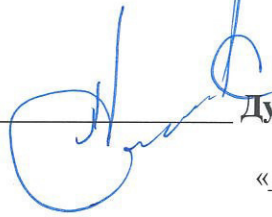
Директор департамента разработки
нефтегазовых месторождений
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



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 скважин 7668, 736, 7670, 783,
831, 7475, 722, 7477 месторождения Северная Трува
Месторождение – Северная Трува
Цель бурения и назначение скважины - эксплуатационные

Главный инженер проекта


« _____ » _____ 2023

2023



Реферат

Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин 7668, 736, 7670, 783, 831, 7475, 722, 7477 месторождения Северная Трува разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно Проекта разработки месторождения Северная Трува и задания на проектирование.

Географические координаты места заложения планируемой скважины:

Скв. 7668 сев.широта: 47° 54' 34,5771" вост. долгота: 57° 26' 12,8003"
Скв. 736 сев.широта: 47° 48' 54,6552" вост. долгота: 57° 22' 26,6947"
скв. 7670 сев.широта: 47° 53' 35,8053", вост. долгота: 57° 25' 22,4976"
скв. 783 сев.широта: 47° 46' 09,816", вост. долгота: 57° 24' 40,467"
скв. 831 сев. широта: 47° 48' 15,54", вост.долгота 57° 20' 46,06"
скв. 7475 сев. широта: 47° 54' 28,25", вост.долгота 57° 28' 32,18"
скв.722 сев. широта: 47° 45' 52,399", вост.долгота 57° 25' 06,694"
скв.7477 сев. широта: 47° 53' 55,6988", вост.долгота 57° 25' 16,9177"

Лицензионный участок (Центральная территория восточного борта Прикаспийской впадины) находится южнее от месторождения Жанажол, в административном отношении расположен между реками Мугоджар и Эмба в Байганинском районе Актюбинской области. В тектоническом отношении данный участок приурочен к центральной части восточного борта Прикаспийской впадины.

В 2015г был выполнен отчет «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Северная Трува Актюбинской области Республики Казахстан» и утвержден ГКЗ РК.

В рамках отчета геологическая модель была уточнена - месторождение по результатам сейсморазведочных работ и бурения скважин осложнено тектоническими нарушениями, которые делят структуру на 15 блоков в карбонатной толще КТ-II и на 10 блоков в толще КТ-I.

По состоянию на 02.01.2020г. составлен отчет «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Северная Трува Актюбинской области Республики Казахстан», где приведена уточненная модель геологического строения месторождения, уточнены контуры всех продуктивных горизонтов, характер и границы их распространения, приведены подсчетные параметры залежи углеводородов, рассмотрены и утверждены запасы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по протоколу ГКЗ №2381 -21-У от 30.11.2021г.

В 2022г был утвержден «Проект разработки месторождения Северная Трува» по рекомендованному 3 варианту разработки предусматривается бурение новых скважин на оба объекта (КТ-I и КТ-II).



Предполагаемые стратиграфические разбивки скважин:

Скважина №	7668
Альтитуда земли, м	256,01
Предполагаемая альтитуда ротора, м	265
Отклонение, м	57
Азимут бурения	251,3°
Стратиграфия	Глубина по подошве, м
К	585
J	715
T ₁	925
P ₂	1655
P _{1kg}	1925
P _{1s}	2047
P _{1a}	2325
C _{3g}	2382
C _{3k}	2496
C _{2m₂^{mc+pd}}	2732
C _{2m₂^{pd}}	3076 (tvd 3074)
C _{2m₁^{ks}}	3175(tvd 3173)
C _{2m₁^v}	3285tvd 3282)
C _{2b}	3299 (tvd 3295)
Прогнозная мощность КТ-II, м	222 (верг. 220)

Проектируемые скважины имеют схожую литолого-стратиграфическую характеристику, единый водонефтяной контакт (ВНК) и находятся в одном блоке. В связи этим было принято решение о составлении группового проекта на строительство скважин.

Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины 7668



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжении 7Г - 54 от 19.09.2022г и 7Г – 68 от 09.11.2022г. АО «СНПС - Актобемунайгаз» предусматривается бурение скважин 7668, 736, 7670, 783, 831, 7475, 722, 7477 месторождения Северная Трува. Групповой проект составлен по разрезу скважины 7668 с проектной глубиной 3299 (tvd 3295)м.

Конструкция скважины разработана с учетом горно-геологических условий и анализа материалов бурения скважин на площадях АО «СНПС - Актобемунайгаз».

Из приведенного совмещенного графика давлений (рис 5.1.) проектируется следующая конструкция скважины:

- | | |
|----------------------------|--------------------|
| - направление | Ф 508мм x 30 м |
| - кондуктор | Ф 339,7мм x 925 м |
| - техническая колонна | Ф 244,5мм x 2325 м |
| - эксплуатационная колонна | Ф 168,3мм x 3299 м |

В случае возникновения поглощения возможно изменение конструкции скважины.

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 102 суток.

Таблицы, не содержащие информацию, в проект не включены.



Таблица 1.1

Основные проектные данные

Наименование	Значение			
1	2			
1. Номера скважин, строящихся по данному проекту	7668, 736, 7670, 783, 831, 7475, 722, 7477			
2. Площадь (месторождение)	Сев. Трува			
3. Расположение (суша, море)	Суша			
4. Глубина моря на точке бурения, м	-			
5. Цель бурения и назначения скважины	эксплуатационные			
6. Проектный горизонт	КТ-I, КТ-II			
Проект составлен по скважине 7668				
7. Проектная глубина, м.	3299(3295)			
8. Вид скважины	наклонно-направленная			
9. Тип профиля	3 участковый			
10. Глубина по вертикали кровли толщи, м	7668-3076			
11. Отклонение от вертикали, м. азимут, зенитный угол:	скв.	азимут	зен. угол	откл.
	7668	251,3°	8	57,04
12. Способ бурения	Роторно-винтовой			
13. Вид привода	ДВС			
14. Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный			
15. Тип буровой установки	ZJ-45, ZJ-50, ZJ-70			
16. Тип вышки	JJ 315/145, JJ 450/45K5			
17. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет			
18. Максимальная масса колонны, тн:				
Обсадной	156,8			
Бурильной	115,8			
19. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	102			
монтаж, демонтаж	20			
подготовительные работы к бурению	2			
бурение и крепление	80			
20. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	1236			



Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направления	508	0	30	0	30
Кондуктор	339,7	0	925	0	925
Промежуточная	244,5	0	2325	0	2325
Эксплуатационная	168,3	0	3295	0	3299



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	Проект разработки месторождения Северная Трува. 2022г.
2	«О разработке ПСД» - распоряжении 7Г - 54 от 19.09.2022г и 7Г – 68 от 09.11.2022г., на проектирование скважины №7668, 736, 7670, 783, 831, 7475, 722, 7477 на месторождении Северная Трува ДРНГМ АО «СНПС - Актобемунайгаз», подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».



3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Северная Трува
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Мугалжарский
Температура воздуха, °С	
наибольшая летняя	+ 40
наименьшая зимняя	- 40
Среднегодовое количество осадков, мм	170
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.6
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	65
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	отсутствуют
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	не заболоченное
Толщина, см	
снежного покрова	20
почвенного покрова	8
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 ZJ-45, ZJ-50 с буровой вышкой JJ 315/145	2,1	СН-459-74
Строительство водяной скважины при безнапорном водоносном горизонте	0,4	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	договорная	-	автоцистерны
- для дизелей и котлов (ПКН-2С)	договорная	-	автоцистерны
- питьевая вода	договорная	-	бутилированная
Электроснабжение	дизель- электростанция	-	12V190BG3 882квт
Связь	радиостанция	непосредст венно	«kenwood», транковая
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	20	Авто



Таблица 3.5

Сведения о подъездных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	назва- ние	Расстояни е до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе – ВП Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	ВП Жанажол – буровая (с гравийной отсыпкой)	60,3			



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Геологическая часть к проекту на бурение скважины 7668

№ скв: 7668

Тип скважины: наклонно-направленная

Географические координаты скв.:

Сев.широта: 47° 54' 34,5771" вост. долгота: 57° 26' 12,8003"

Альтитуда земли – 256,01м

Предполагаемая альтитуда ротора 265м

Отклонение ствола от вертикали – 57м

Азимут направления бурения 251,3°

Горизонт вскрытия: карбон КТ-II.

Прогнозная мощность продуктивного горизонта - 220м (по вертикали)

Кровля продуктивного горизонта на глубине 3075м (вертикальная глубина)

Подошва продуктивного пласта (забой) на глубине 3295 (верт.глубина)

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов, глубина залегания от 5 до 925м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов, глубина залегания от 925 до 1655м.

Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 1655м до 1925м, представлен верхней сульфатно- терригенной пачкой, каменной солью и нижней сульфатно- терригенной пачкой, ВСТП- 1655- 1715м, соль- 1715-1885м, НСТП-1885-1925м.

Сакмарский, ассельский ярусы: глубина залегания от 1925м до 2325м; переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон : глубина залегания КТ-I- 2325- 2732м; МКТ -2732-3075м, КТ-II – 3075- 3295м (вертикальная глубина). Карбонатная толща представлена биокластовыми, оолитовыми известняками с редким переслаиванием аргиллитами.



Раздел I. Общая пояснительная записка



Таблица 4.1

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м глубина по стволу скв.		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пласта по подошве от скв. СТ-6 по Az. 127°		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	индекс	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6	7
0	5		Четвертичная +Мезозойская системы	Q+Mz	субгоризонт	1,1
5	925		Пермская система			
925	1655		Верхний отдел	P ₂	5°	1,15
			Нижний отдел			
1655	1925		Кунгурский ярус	P ₁ kg	5°	1,25
1925	2047		Сакмарский ярус	P ₁ s	5°	1,2
2047	2325		Ассельский ярус	P ₁ a	субгоризонт	1,2
			Каменноугольная система			
			Верхний отдел			
2325	2382	КТ- I	Гжельский ярус	C ₃ g	1°	1,15
2382	2496		Касимовский ярус	C ₃ k	1°	1,2
			Средний отдел			
			Московский ярус	C ₃ m		
2496	2732		Мячковский+подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	1°	1,2
2732	3076	МКТ	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	субгоризонт	1,2
	(tvd 3075)					
3076	3175	КТ-II	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	1°	1,2
	(tvd 3173)					
3175	3285		Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v	1°	1,2
	(tvd 3282)					
3285	3299		Башкирский ярус	C ₂ b		1,2
	(tvd 3295)					



Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Kz+Mz	0	925	Суглинки (Q) Пески Глины Песчаники Аргиллиты Алевролиты	100 10 20 35 20 15	Суглинки, местами с галькой песчаника и мергеля Глины серые и зеленовато-серые, мергелистые, алевритистые. Алевролиты серые, крепкие, массивные Песчаники светло-серые мелко-среднезернистые, полимиктовые, с включением пирита и фрагментов органики.
P ₂	925	1655	Аргиллиты Глины Песчаники Алевролиты Ангидриты	25 20 25 25 5	Аргиллиты светло-серые – серые, плотные, массивные, умеренно известковистые, песчанистые, алевритистые Глины серые до темно-серых, плотные известковистые, местами красноцветные. Песчаники пестроцветные, мелко-тонкозернистые, полимиктовые, средней сортировки, с включениями пирита и слюды. Алевролиты темно-серые тонкослоистые. Ангидриты белые, светло-серые массивные, крепкие, криптокристаллические
P ₁ kg: ВСТП Соль НСТП	1655 1715 1885	1715 1885 1925	Каменная соль Ангидриты Алевриты Гипсы	65 20 10 5	Гипсы серо-белые, серые доломиты, светло-серые гипсовые доломиты. Каменная соль белая, кристаллическая, с прослойками и пропластками темно-серой аргиллитоподобной глины.



1	2	3	4	5	6
P _{1s-a}	1925	2325	Алевролиты Песчаники Аргиллиты Известняки	30 10 55 5	Алевролиты серые, известковистые, крепкие. Песчаники серые до светло-серых, разнозернистые, известковистые, с большим количеством органического детрита, встречаются целые раковины фузулинид; песчаники массивные, крепкие, поры не распространены. Аргиллиты серые, до черных, плотные, слоистые, с включениями обуглившихся растительных остатков, известковистые, прослой темно-серых до черных сланцев.
КТ-I: C _{3g} C _{3k} C _{2m₂^{mc+pd}}	2325	2732	Известняки Доломиты Аргиллиты	65 28 7	Известняки светло-серые, серые мелко – и криптокристаллические средней твердости, доломитистые, с межзернистыми порами растворения и распространены известняки сферолитовые (оолиты и онколиты). Доломиты светло-серые, серые, криптокристаллические, средней твердости, с порами и трещинами растворения. Аргиллиты серые, иногда темно-серые, средней твердости, алевритистые, с включениями пирита, известковистые
МКТ: C _{2m₂^{pd}}	2732	3076 (tvd 3075)	Аргиллиты Песчаники Алевролиты Гравелиты	60 15 20 5	Аргиллиты от светло-серых до темно-серых, алевритистые, в разной степени известковистые, слоистые. Песчаники серые пестроцветные мелко-тонкозернистые, полимиктовые, известковистые и слюдястые, трещинноватые. Алевролиты светло-серые, серые средней плотности, песчаные. Повышенное содержание обуглившихся растительных остатков.
КТ-II: C _{2m₁^{ks+v}}	3076 (tvd 3075)	3299 (tvd 3295)	Известняки Аргиллиты Доломиты	83 15 2	Известняки, реже слабодоломитизированные светло-серые, органогенно-обломочные, перекристаллизованные и изредка оолитовые, мелкокристаллические, однородно-массивные и плитчатые, слабокавернозные, трещинноватые, со стилолитовыми швами. Аргиллиты светло-серые – серо-зеленые, массивные, с включением глауконита.



Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- е-с	Интервал, м по стволу скв.		Краткое название горной породы	Плотность см ³	Пористость %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промышленной классификации	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q Mz	0 5	5 925	Суглинки пески,глины, мергели, песчаники	2,1 1,98-2	15- 35	0,01-2	10- 90	3- 15	0,5	III	25-30 10-50	1-2 1-3	I I-VII	мягкая средняя	0,30 0,17- 0,45	0,1-3 0,1-3,9
P ₂	925	1655	Глины, песчаники, алевролиты ангидриты	2,3	5-15	0,001- 0,25	1-90	1- 10	1-2	III	50- 100	1-3	II- VII	средняя	0,17- 0,45	0,1-5,4
P _{1kq}	1655	1925	Камен. соль, ангидриты	2,3	1-5	0,0001	5-90	1- 15	10 0	III	30- 100	3	I-II	мягкая, средняя	0,25- 0,45	0,1-3,9
P _{1s-a}	1925	2325	Аргиллиты, алевролиты	2,4	4-5	0,0001- 0,05	10- 80	15	1-3	III	30- 150	2	V- VII	крепкая, средняя	0,1-0,3	0,1-3,0
KT-I:	2325	2732	Известняки, аргиллиты известняки, доломиты	2,5	6-15	0,0001- 0,1	5-80	10- 80	1-3	II- III	50- 150	1-4	II-III	средняя	0,15- 0,30	0,1-3,2
MKT C _{2m2} ^{pd}	2732	3076	Аргиллиты песчаники, алевролиты	2,51	3-15	0,0001- 0,3	5-80	10- 80	1-3	II- III	50- 150	4	III	то же	0,1- 0,33	0,6- 4,20
KT-II C ₂	3076	3299	Известняки, аргиллиты, доломиты	2,53	6-15	0,0001- 0,1	5-80	5- 95	1-3	II- III	75- 150	1-4	III	то же	0,1- 0,33	0,1-4,2



Таблица 4.4

**Нефтегазоносность по разрезу скважины
Нефтеносность**

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость пластов. нефти мПа с, КТ-I - 54°, КТ-II 70°	Вязкость	Объемный коэффициент	Коэффициент усадки, %	Параметры растворенного газа				
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					Содерж. сероводорода, моль %	Содерж. углекислого газа моль %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости, 1/Мпа	Давление насыщ в пластов условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
КТ-I: C _{3g+} C _{3k}	2325	2421	трещинно-кавернозно-поровый	0,6841	0,827	0,599	1,518	39,78	0,45	0,23	1,066	21,9E-04	21,04	
КТ-II: C _{2m1} ^{ks-v}	3135 (tvd 3133)	3248 (tvd 3245)		0,6537	0,8224	0,386	1,665	46,95	0,32	0,42	0,985	25,95E-04	28,05	

Примечания: данные взяты из работы «Анализ разработки месторождения Северная Трува_2021г»



Газоносность

Таблица 4.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в сухом газе, моль %		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сверхжидкости газа в пластов. условиях, д.ед	Содержание С5 в пласт. газе, г/м ³	Плотность газоконденсата, г/см ³	
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				Плотность пласт. газа	Плотность С5+ в пласт.газе
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
КТ-II С ₂ м ₁ ^{ks}	3076 (tvd 3075)	3135 (tvd 3133)	порово-трещинно-кавернозный	газ, конденсат	0,32	0,42	0,7027	0,920	305	0,3209	0,6621

Примечания: данные взяты из работы «Анализ разработки месторождения Северная Трува_2021г»



Водоносность

Таблица 4.6

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме мг/дм ³						Степень минерал и-зации, мг-экв/л мг/дм ³	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ – хлормagneзиевый, ХЛК - хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
	от (верх)	до (низ)					анионы			катионы					
							HCO ₃	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ + K ⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q	0	5	поро- вый	1,0	17,2 -250	-	<u>5,8</u> 354.5	<u>22,2</u> 787	<u>11,9</u> 572	<u>0,7</u> 14	<u>0,6</u> 7	<u>38,6</u> 888	<u>79,8</u> 2622	ГКН	Да
Mz	5	925	то же	1,02	до 800	-	<u>1,4</u> 85	<u>1042,8</u> 36970	<u>32,8</u> 1575	<u>93,96</u> 1883	<u>13,44</u> 163	<u>969,69</u> 22303	<u>2154,16</u> 62979	ХЛК	Нет
P ₂	925	1655	то же	1,05	до 150	-	<u>1,7</u> 104	<u>1441</u> 51083	<u>58,7</u> 2819	<u>175,8</u> 3523	<u>99,4</u> 1209	<u>1222</u> 28106	<u>2988,6</u> 86844	ХЛК	Нет
P _{1s-a}	1925	2325	то же	1,13	до 300	-	<u>10</u> 610	<u>286,5</u> 10156	<u>50,4</u> 2421	<u>39,3</u> 788	<u>5,2</u> 63	<u>302</u> 6946	<u>693,4</u> 20984	СФН	Нет
C ₃ (КТ-I)	2421	2732	трещинно- кавернозно- поровый	1,0709	до 394	-	<u>9,18</u> 230	<u>2827,91</u> 58763,6	<u>35,78</u> 1909	<u>278,19</u> 3741	<u>107,6</u> 2107,6	<u>2854,1</u> 30835	<u>до 6112,8</u> 97587,3	ХЛК	Нет
C ₂₋₁ (КТ-II)	3248	3299	то же	1,221	до 67,5	-	<u>32,01</u> 451,65	<u>2249,94</u> 53167,69	<u>40,14</u> 913,82	<u>293,96</u> 3198,58	<u>426,50</u> 993,90	<u>2009,70</u> 28383,03	<u>до</u> <u>5052,25</u> 87108,67	ХЛК	Нет



Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Градиент давления						Градиент						Температура в конце интервала	
	от (низ)	до (верх)	Пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°С	Источник получения
			кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Kz+Mz	0	925	1,0	1,0	Данные бурения скважин на структуре Северная Трува	анализы не проводились (сведения отсутствуют)			1,71	1,71	РФЗ	1,95	1,95	Данные бурения скважин на структуре Сев. Трува	21	Исследования МДТ (Шлюмберже) на скв.ЮТ-2
P ₂	925	1655	1,0	1,05					1,71	1,71		1,98	1,98		35	
P _{1kq}	1655	1925	1,1	1,2					1,89	2,2		2,05	2,05		40	
P _{1s-a}	1925	2325	1,1	1,1					1,9	1,9		2,23	2,23		48	
КТ-I	2325	2732	0,8	0,8					1,91	1,91		2,25	2,25		55	
МКТ	2732	3076	0,9	0,9					1,95	1,95		2,29	2,29		61	
КТ-II	3076 (tvd 3075)	3299 (tvd 3295)	0,9	0,9					1,95	1,95		2,23	2,3		66	



Таблица 4.8

**Возможные осложнения по разрезу скважины
Поглощение бурового раствора**

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) при вскрытии	Градиент давления поглощения, кгс/(см ²)		Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Kz+Mz	5	925	5-10	-	да	>1,1		превышение гидростатического давления над пластовым
P ₂	925	1655	10-15	-	да	>1,2		
КТ-I	2325	2732	20-40	-	да	более 1,1		
КТ-II	3076	3299	до 60		да	более 1,1		



Таблица 4.9

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность, г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость		
1	2	3	4	5	6	7	8
Kz+Mz	0	925	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,09-1,15	фильтрация не более 15см ³ /30мин	10	проработка, промывка скважины
P ₂	925	1655	соленасыщ. раствор	1,11-1,12	фильтрация не более 10-12 см ³ /30мин	15	то же
P _{1s-a}	1925	2325	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,26-1,28	фильтрация не более 8 см ³ /30мин	15	то же



Таблица 4.10

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по стволу)		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность в пластовых условиях г/см ³	Плотность в поверхностных условиях г/см ³	Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)					
1	2	3	4	6	7	8	9
КТ-I C _{3q+k}	2325	2421	нефть	0,6841	0,827	нарушение технологии и параметров бурения. при превышении пластового давления над забойным	в виде пузырьков газа
C _{3k+} C _{2m₂^{mc+pd}}	2421	2732	вода	1,067-1,073	1,071		в виде пленок нефти
КТ-II C _{2m₁^{ks}}	3076 (tvd 3075)	3135 (tvd 3133)	газ	0,3209	0,9013*10 ⁻³		увеличение водоотдачи
C _{2m₁^{ks}} C _{2m₁^v}	3135 (tvd 3133)	3248 (tvd 3245)	нефть	0,6537	0,8224		в виде пузырьков газа
C _{2b}	3248 (tvd 3245)	3299 (tvd 3295)	вода	1,036-1,078	1,055		в виде пленок нефти
							увеличение водоотдачи

Примечания: данные взяты из работы «Анализ разработки месторождения Северная Трува_2021г»



Таблица 4.11

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор рекомендуемый				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕГ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	Плотность г/см ³	водоотдача см ³ /30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+ Mz	0	925	вследствии осыпей и сальни- кообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый р-р	1,09-1,15	менее 15	НУ- 202,203	да	При бурении интервалов глини на растворе с высокой водоотдачей; при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	925	1655		то же	1,11-1,12	10-12	то же	да	
P _{1s-a}	1925	2325		соленасы- щенный	1,26-1,28	6-8	то же	да	



Таблица 4.12

Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	От(верх)	До(низ)		
1	2	3	4	5
P ₁ kg: соль	1655	1925	кавернообразование в интервалах каменной соли	за счет растворения соли



Таблица 4.13

Исследовательские работы
Отбор керна, шлама и грунта

Индекс стратиграфического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов пород, шт	Примечание
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Отбор керна не предусмотрен						P ₂ P _{1kg} P _{1s-a} КТ-I КТ-II	925 1655 1925 2325 3076	1655 1925 2325 2732 3299	Отбор шлама через 2м, при нефтегазопроявлении – через 1м					



Таблица 4.14

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	
			от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Виды каротажа во время бурения							
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2 ст. зонда,инкл.	1 : 500	925	0-925				
КВ,ПР,ГК,НГК, АК ПС, 2 ст. зонда,инкл.	1 : 500	2325	875-2325				
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,АК,ГГКП,инкл.	1 : 500	3299	2275-3299				
Виды каротажа после бурения							
КТ-I:	1 : 200	2460	2325	2460	ECLIPSE		
КТ-II:							
DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	3299	3076	3299			
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200		3076	3299			
АС – АК, акустический каротаж	1 : 200		3076	3299			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200		3076	3299			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200		3076	3299			
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200		3076	3299			
SP – ПС, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации	1 : 200		3076	3299			
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200		3076	3299			
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ,ГК	1 : 500	925	0	925			
АКЦ,ГК	1 : 500	2325	725	2325			
АКЦ,ГК	1 : 500	3299	2125	3299			

Примечание: Интервалы и объемы исследований корректируются геологической службой АО «СНПС-Актобемунайгаз» с учетом фактического разреза скважины, ее состояния и технической оснащенности подрядчика



Станция ГТИ согласно требованиям п.684 «Правил обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» Приказ Министерства по инвестициям и развитию РК от 30.12.2014 №355 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.) устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии - высота вышки плюс 10 метров от устья скважины.

Далее с соблюдением п.673, п. 674, п.676, п.677, п.679, п.680, п.681, п.683, п.685:

Перед началом работ устанавливаются датчики ГТИ на буровой установке.

Монтаж датчиков должен производиться бригадой вышкомонтажников в присутствии ответственного представителя службы ГТИ производителя.

После монтажа производится опрессовка датчиков и составляется Акт проверки готовности скважины к проведению ГТИ.

При проведении ГТИ необходимо:

1) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;

2) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;

3) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;

4) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;

5) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;

6) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

К работе на станциях ГТИ допускаются лица, прошедшие соответствующее профессиональное обучение и проверку знаний по основным и совмещаемым профессиям.

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны информировать представителей организации - владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

В случае невыполнения членами буровой бригады рекомендаций по предотвращению аварийной ситуации старший по смене оператор станции ГТИ обязан сделать соответствующую запись в вахтовом журнале буровой бригады и после этого выйти на связь с представителем Заказчика (в случае его отсутствия на скважине).

Буровая бригада предупреждается обо всех случаях выхода контролируемых параметров за пределы заданных коридоров значений с целью своевременного обнаружения отклонения технологического процесса от нормы, как за счет осложнения скважины, так и за счет предаварийного состояния бурового инструмента и оборудования.

Соединительные кабели и газовоздушная линия размещаются на опорах в защитных приспособлениях.

Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промысловой жидкости, шлама, керна и пластового флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:



- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;
- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

При проведении газового каротажа не допускается добавлять нефть и углеводороды в промывочную жидкость.

При завершении бурения циркуляция продолжается до выхода забойной порции промывочной жидкости на поверхность.

По результатам ГТИ производится регистрация данных на диаграммах, в Рабочем журнале по проведению ГТИ, составляется акт исследований. В процессе бурения скважины более года, акт и отчет о результатах исследований составляют на исследуемый интервал.



**Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации
Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)**

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкций продуктивного забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОШДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожненные колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II		3135 (верт. 3133)	3248 (верт. 3245)			колонна, цемент	стационарная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)		

Примечание: 1. Интервал перфорации определяется после проведения геофизических исследований
2. Плотность раствора при перфорации корректируется геологической службой АО «СНПС-АМГ».



5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления и шурфа

Характеристика трубы					ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
339,7 244.5	30 18	J-55 Д	11.13 10.0	5,5 1.0	5СТ АНИ ГОСТ 632-80	Шахта под направление 3.0х 2.2 х 2.0м Направление Ствол под шурф для квадрата, бурится турбобуром долотом d 311,2мм под углом 20° к вертикали на глубину 18м

Выбор конструкции скважины осуществляется исходя из решаемых ею задач, с учетом требований «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355.

Проектная конструкция скважины должна обеспечивать:

- максимально возможное использование пластовой энергии продуктивных горизонтов в процессе эксплуатации за счет оптимальной конструкции забоя и диаметра эксплуатационной колонны;
- применение эффективного оборудования, оптимальных способов и режимов эксплуатации, поддержание пластового давления, теплового воздействия других методов повышения нефтегазоотдачи пластов;
- условия безопасного ведения работ без аварий и осложнений на всех этапах строительства и эксплуатации скважины;
- получение горно-геологической информации по вскрываемому разрезу;
- условия охраны недр и окружающей среды, в первую очередь за счет прочности и долговечности крепи скважин, герметичности обсадных колонн и перекрываемых ими кольцевых пространств, изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга и от дневной поверхности;
- максимальную унификацию по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины;
- проведение испытания на прочность и герметичность;
- соответствие фактическим геолого-техническим условиям строительства и эксплуатации скважин;

Принимая во внимание геологические особенности разреза, оптимальное число обсадных колонн и глубины установки их башмаков при проектировании конструкции скважины определено количеством зон с несовместимыми условиями проводки ствола по градиентам пластовых (поровых) давлений гидроразрыва (поглощения) пластов, прочности и устойчивости пород (рис.5.1).



График совмещенных давлений

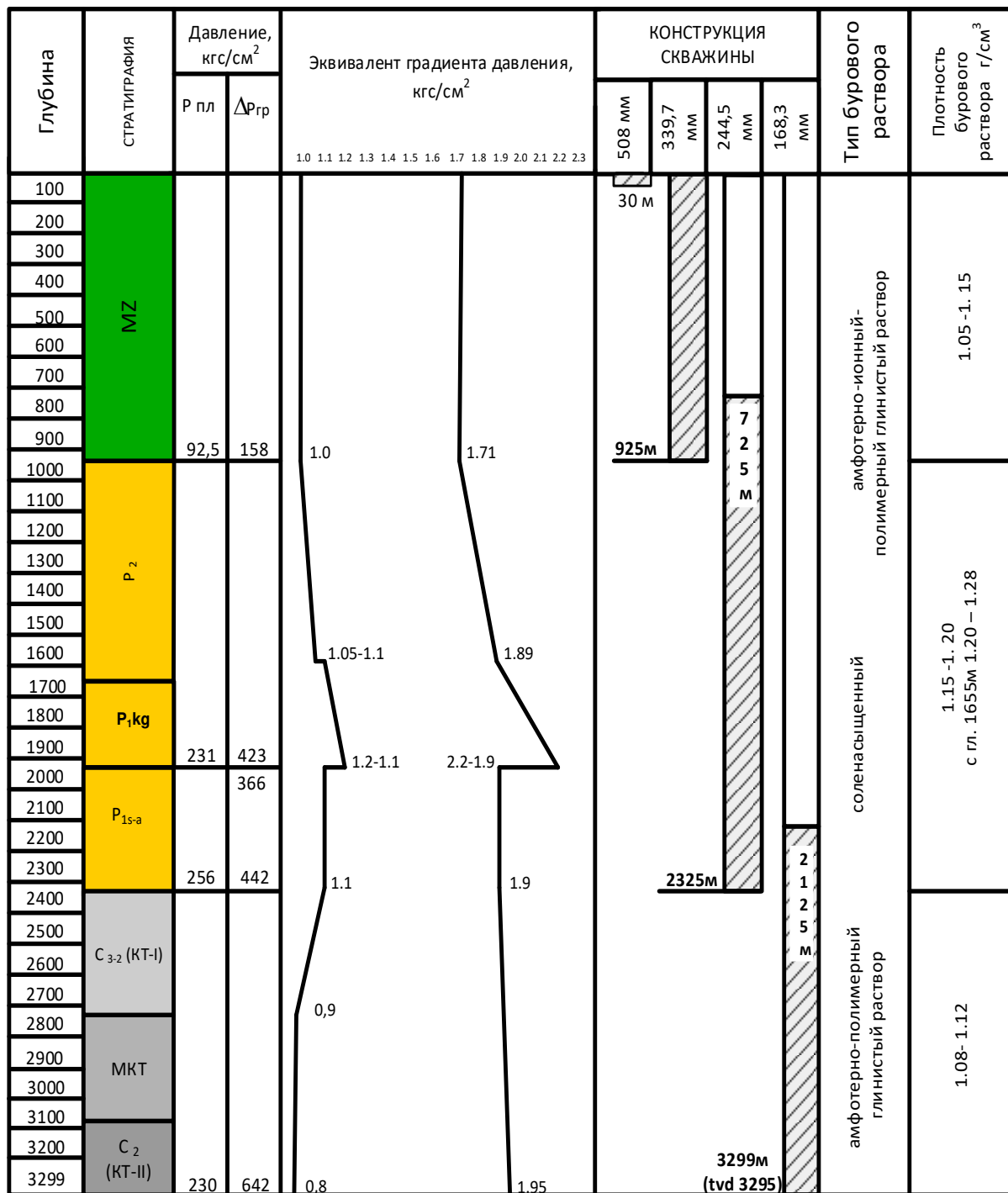


рис.5.1 График совмещенных давлений



Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал по стволу скважины	Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колоннами, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, штук	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки отдельно спускаемой части,	Необходимость спуска колонны (в том числе) в один прием или секциями
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0-30	660	0	1	1	0-30	Перекрытие зон возможного поглощения бурового раствора в верхне -меловых отложениях и перекрытие верхних неустойчивых пород
2	Кондуктор	0-925	444,5	0	1	1	0-925	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2325	311,2	725	1	1	0-2325	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях
4	Эксплуатационная колонна	0-3299	215,9	2125	1	1	0-3299	Разобшение нефтеносных горизонтов.



Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части										
	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м	Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб каждой одноразмерной части				
							Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	508	0-30	11,13	1	1	BC	533	0-30
2	1	1	1	339,7	0-925	10,92	1	1	BC	365	0-925
3	1	1	1	244,5	1615-2325	11,99	1	1	BC	269,9	1615-2325
				244,5	200-1615	11,05	1	2	BC	269,9	200-1615
				244,5	0-200	11,99	1	3	BC	269,9	0-200
4	1	1	1	168,3	0-3299	12,07	1	1	-	187,7	0-3299

Примечание: Допускается применение обсадных колонн с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



**Технико-технологические мероприятия,
предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции**

№№	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1 2 3	Фильтрацию и структурно-механические показатели поддерживать в пределах, указанных в ГТН Введение заданного количества смазывающих добавок (нефть, графит). Путем использования трехступенчатой очистки бурового раствора довести степень очистки до 50-60%.	Предупреждение осыпей, обвалов и прихватов в интервалах: 0-925м 925-1655м 1925-2325м
4	Содержание соли в буровом растворе перед вскрытием кунгурских отложений довести до 320 г/л.	Предупреждение кавернообразования
5	При бурении интервалов 5-925, 925-1655, 2325-2732, 3076-3299м плотность, вязкость, СНС и реологические показатели поддерживать минимально допустимыми.	Предупреждение поглощения бурового раствора
6	Снизить скорость спускоподъемных операций. При вскрытии продуктивных отложений руководствоваться «Правилами по вскрытию сероводородсодержащих горизонтов».	Предупреждение агрессии сероводорода
7	Обеспечить дегазацию промывочной жидкости и установить контроль за доливом её во время подъема буровой колонны.	



6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Общие положение по искривлению скважины

На строительство наклонно - направленных скважин предлагается применение стандартного наземного оборудования, серийно выпускаемых долот, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, а также специальных элементов низа бурильной колонны. Выбранный тип профиля широко применяется на практике и на данном месторождении.

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

При бурении наклонного и горизонтального участков 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.

Конструкция скважины выбрана в соответствии с конструкцией скважин, установленной типовым проектом для данного месторождения.

Бурение скважины с наклонно - направленным проложением 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 «протираания» обсадных колонн, желобообразования, затяжки и заклинивания инструмента и геофизических приборов.



6.1.1 Проектирование профиля ствола скважины 7668

Таблица 6.1.1

Подробный результат расчета траектории ствола

№	Глубина скважины (по оси), м	Глубина скважины по вертикали, м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Интенсивность на 10 м проходки градус/10м	Отклонение от вертикали, м	Примечание
1	0	0	0	251,3	0	0	
2	500	500	0	251,3	0	0	
3	1000	1000	0	251,3	0	0	
4	1500	1500	0	251,3	0	0	
5	2000	2000	0	251,3	0	0	
6	2500	2500	0	251,3	0	0	
7	2869	2869	0	251,3	0	0	Верт.
8	2870	2869,99	0,19	251,3	2	0	
9	2880	2879,99	2,19	251,3	2	0,21	
10	2890	2889,98	4,19	251,3	2	0,76	
11	2900	2899,93	6,19	251,3	2	1,67	
12	2950	2949,47	8	251,3	0	8,48	
13	3000	2998,98	8	251,3	0	15,44	
14	3050	3048,49	8	251,3	0	22,4	
15	3100	3098,01	8	251,3	0	29,35	
16	3150	3147,52	8	251,3	0	36,31	
17	3200	3197,04	8	251,3	0	43,26	
18	3250	3246,55	8	251,3	0	50,22	
19	3295	3291,11	8	251,3	0	56,48	
20	3299	3294,82	8	251,3	0	57,04	

6.2 Технические средства и специальные технологические требования

6.2.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный

1. Предлагается следующая компоновка низа бурильной колонны:

Долото Ш-215.9мм + ВЗД Ø172мм x 7м + КЛС Ø212мм x 1,69м +MWD Ø170мм x 9 м + НУБТ Ø159мм x 9 м + УБТ Ø159мм x 189 м + СБТ Ø127мм x 9,19 мм-G-105.

2. Технологические требования для вертикального участка ствола скважины:

2.1. Для создания лучших условий бурения участка ствола скважины, при бурении вертикального участка ствола скважины предлагается использовать калибраторы с целью получения гладкой траектории ствола скважины и уменьшения осложнений в интервале наклонно направленного участка ствола скважины.

2.2 В верхнем интервале ствола скважины до точки набора угла максимальный угол не должен превышать 3-5⁰, смещение не более 30м.

2.3. Глубина начала зарезки наклонного участка скважины будет уточняться по результатам фактического замера кривизны в вертикальном участке.



6.2.2 Участок набора кривизны

1. Контроль кривизны ствола скважины в интервале стандартным прибором, указанным в рабочем проекте или аналогичными стандартными приборами.
2. В процессе проводки наклонного участка скважины винтовым двигателем необходимо шаблонировать ствол скважины на длину пробуренного интервала через каждые 50 м.

6.2.3 Участок наклонно прямолинейный

1. КНБК для бурения наклонно-прямолинейного участка скважины по рекомендации подрядной организации.
2. Технические требования и мероприятия для проводки наклонно-прямолинейного участка ствола скважины:
 - a. Необходимо обеспечить требуемые моменты свинчивания соединений между долотом и другими опорно - центрирующими устройствами.
 - b. При вынужденных остановках в процессе бурения наклонного участка необходимо постоянно расхаживать инструмент.
 - c. В интервале бурения наклонного участка ствола скважины расход промывочной жидкости должен быть не менее 20-25 л/сек.

6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.

1. Необходимо обеспечить равномерную подачу буровых насосов.
2. Чтобы обеспечить нормальную работу винтового двигателя, в системе циркуляции необходимо использовать фильтры для улавливания в растворе крупных частиц.
3. Чтобы обеспечить качественную работу прибора MWD, в буровой раствор в процессе бурения нельзя добавлять наполнитель крупных фракций для ликвидации поглощений.
4. Спуск инструмента с прибором MWD должен производиться плавно. Под прибором MWD установить обратный клапан.
5. Производительность буровых насосов должна быть не менее 25л/сек.
6. Буровая должна быть непрерывно обеспечена электрической энергией (220 В, 50-60 гц). В случае ожидаемого отключения электроэнергии необходимо предварительно поставить об этом известность инженера технолога «Подрядчика».
7. Для нормальной работы приборов бурильная колонна должна быть прошаблонирована.
8. Нельзя изменять параметры бурового раствора без согласования с «Заказчиком».

6.2.5 Другие технические требования

1. Бурильные трубы:

При бурения наклонно-направленных скважин, в сравнении с вертикальными скважинами, возникают большие сопротивления трения и большая вероятность затяжки и посадки бурового инструмента при спуско – подъёмных операциях. Поэтому буровую необходимо комплектовать новой бурильной колонной или перед началом бурения наклонного участка обеспечить контроль за состоянием бурильных труб неразрушающими методами.



2. Буровые растворы:

Хорошие свойства бурового раствора являются важным фактором успешного выполнения бурения наклонно-направленных скважин. Если большая водоотдача и толстая глинистая корка, то может возникнуть набухание глинистых пород, обвалы стенок скважин и сужения диаметра ствола скважины. Все это приводит к ухудшению ствола скважины. Поэтому при бурении наклонно направленных скважин необходимо обеспечить хорошие свойства бурового раствора в соответствии с проектом.

7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1 Общие положения

Параметры, тип бурового раствора и химические реагенты для его обработки выбраны основываясь на большом опыте бурения скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», опираясь на инженерные решения с учетом следующих требований:

- предупреждение осложнений в процессе бурения;
- снижение до минимума техногенной нагрузки на окружающую среду;
- доступность и технологическая эффективность химреагентов.

Хорошие кольматирующие свойства, низкая фильтрация при высокой температуре и давлении, хорошая смазывающая способность раствора позволяющая создавать противодействие на пласт, поддерживать стабильность ствола скважины и до минимума уменьшить вероятность осложнений.

При прохождении первых 50м продуктивного горизонта обеспечить достаточное содержание в растворе реагентов ZD-1 и EP, для обеспечения кольматирующих свойств, после вскрытия продуктивных пластов поддерживать стабильные параметры бурового раствора, не допускать значительных отклонений. Обеспечить все необходимые технологические условия, для предотвращения возникновения осложнений.

Основные типы и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия продуктивных пластов представлены в таблице 7.1., компонентный состав бурового раствора и характеристики в таблице 7.2

Особое внимание уделяется выбору раствора при вскрытии продуктивного пласта, с учетом следующих требований «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355:

- для раннего обнаружения ГНВП осуществляется контроль прямых и косвенных признаков согласно технологического регламента по всем показателям; обеспечивается жёсткий контроль за химическими и реологическими свойствами бурового раствора, для чего все основные параметры должны измеряться каждые 4 часа, плотность через 10-15 минут (при проявлениях через 5 минут) и условная вязкость через 10-15 минут.

В анализе разработки месторождений Северная Трува 2021г., выполненный ТОО «Timal Consulting Group», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода КТ-I - 0,45 моль%, КТ- II - 0,32 моль%.

При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятия, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантированно. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления.

Прямые:

- снижение плотности промывочной жидкости и разгазирование ее;



- увеличение объема циркулирующей промывочной жидкости в приемных емкостях буровых насосов;

- выделение газа из скважин;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении ее промывки;
- увеличение газопоказаний на станциях газократажа.

Косвенные:

- увеличение механической скорости бурения;
- уменьшение гидравлических сопротивлений на выкиде насосов;
- увеличение веса инструмента на крюке (по показания ГИВ) и др.

Основным средством, предотвращающим ГНВП в бурящихся скважинах, является применение промывочных жидкостей надлежащего качества, которые способны:

- создавать своим весом необходимое противодействие на пласт;
- надежно глинизировать пористые пласты, создавая в стенках скважины тонкую, плотную корку (иметь низкую водоотдачу);
- обладать минимально допустимой вязкостью и статическим напряжением сдвига для обеспечения дегазации.

Плотность бурового раствора должна быть немедленно увеличена в случае небольшого непрерывного движения раствора из скважины при остановленной циркуляции.

Мероприятия по предупреждению проявлений:

При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно п.77,78 «Правила обеспечения промышленной безопасности...» от 30 декабря 2014 года №355:

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.

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 плашечный;

5) в случае закрытия плашечного 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) после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;

8) дальнейшие работы по ликвидации проявления ведутся по указанию руководства организации при участии АСС, в зависимости от соотношений остаточных давлений на стояке и в обсадной колонне по методике ликвидации ГНВП и специальному плану согласованному с АСС и утвержденному руководством организации.

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.

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) после герметизации устья передает сообщение ответственному лицу контроля и оператору станции ГТИ;

5) 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 немурфтовой 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 патрубком планшайбы с колонной трубой;

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.

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

1. Авария с буровой колонной: слом буровой 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 буровой колонной строго придерживаться проектных компоновок низа буровой колонны, в случае изменения (КНБК) ствол скважины тщательно проработать с принятием мер предосторожности против заклинивания колонны буровых 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 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.

Контроль параметров бурового раствора определяется в соответствии с проектом, технологическим регламентом с записью в журнале:

- рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора соответствуют технологическим регламентам.

- показатели свойств бурового раствора не реже одного раза в неделю контролируются специалистами буровой организации.



Таблица 7.1

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал, м	Параметры бурового раствора											
		Плотность, г/см ³	Условная вязкость, сек	Водоотдача, мл	СНС, Па		Корка, мм	Содержание песка	Содержание твердой фазы, %	рН	Минерализация, г/л	AV, МПа.с	Плотность до утяжеления, г/см ³
					1	10							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Амфотерно – ионно-полимерный глинистый раствор	0-30	1,05-1,15	38-45	< 10	0-2	1-6	< 1	< 0,8	-	7,0-7,5	-	-	-
Амфотерно – ионно-полимерный глинистый раствор	30-925	1,05-1,15	38-45	< 10	0-2	1-6	< 1	< 0,8	-	7,0-7,5	45-55	8-15	1,05
Амфотерно – ионно-полимерный глинистый раствор Соленасыщенный	925-1655	1,15-1,20	45-50	9-6	1-3	3-15	< 0,5	< 0,6	15-35	7,5-8,5	25-40	12-25-60	1,15
	1655-2325	1,20-1,28	60-90										1,20
Амфотерно-ионно-полимерный глинистый раствор	2325-3299	1,08-1,12	45-60	7-5	0,5-2	1-5	< 0,5	≤ 0,5	< 8	9-10	40-50	15-25	1,10



Таблица 7.2

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала	Интервал, м		Название раствора	Плотность раствора	Смена рас-ра для бур. интерв.	Название компонента	Концентрация, %
	от (верх)	До (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
I-II	0	925	амфотерно – полимерный глинистый раствор	1.05-1.15	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5 0,1 0,1 0,3 0,1
III	925	1655	амфотерно – сульфатный глинистый раствор	1.15-1.20	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27 PAC-LV PAC-RL SMP-2 NaCl	5,5 0,2 0,3 0,3 0,1 0,3 0,1 2 31,13
	1655	2325	соленасыщенный	1.20-1.28			
IV	2325	3299	Амфотерно-ионно-полимерный глинистый раствор	1.08-1.12	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL KC1 EP-1 ZD-1	5 0,1 0,2 0,3 0,3 0,2 5 2 3



Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

№	Наименование	Тип	Ед. изм-я	Расход		
				Под кондуктор	Под тех. колонну	Под. экс. колонну
1	2	3	4	5	6	7
1	Коагулянт	FA-367	кг/м ³	3	3	3
2	Разжижитель	XY-27	кг/м ³	1	1	-
3	Стабилизатор	SMP-2	кг/м ³	-	20	-
4	Кольматант	ZD-1	кг/м ³	-	-	30
5	Кольматант	EP-1	кг/м ³	-	-	20
6	Кальцинированная сода	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	1	2	1
7	Каустическая сода	NaOH	кг/м ³	1	3	2
8	Бентонит		кг/м ³	50	55	50
9	Понизитель фильтрации	PAC-LV	кг/м ³	-	3	3
10	Понизитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	1	2
11	Хлористый натрий	NaCl	кг/м ³	-	311,3	-
12	Ингибитор	KCl	кг/м ³	-	-	50
13	Барит	BaSO ₄	кг/м ³	По необходимости		



Таблица 7.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, гс/см ³		расхода барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-925м	1.05	1.15	-	-
Бурение 925-1655м	1.15	1.20	-	-
ин-л 1655-2325м	1.20	1.28	соленасыщенный	-
Бурение 2325-3299м Резервный	1.08	1.12		по необход-ти 50

Таблица 7.5

Потребность воды или компонентов для обработки бурового раствора при разбуривании цементных стаканов

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонента, г\см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ раствора, кг\м ³	Количество, тн
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Кальцинированная сода	2.5	5	28
2	Кондуктор	Кальцинированная сода	2.5	5	351
3	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	442
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	264



Таблица 7.6

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонент, г\см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ рас-ра, кг\м ³	Количество, тн
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Графит ГС-1	2.2	5	0,06
2	Кондуктор	Графит ГС-1	2.2	5	0,86
		SMP-2	1.7	5	0,86
3	Промежуточная	Нефть	0.86	50	10,6
		SMP-2	1.7	2	0,42
4	Эксплуатационная	Нефть	0.86	60	8,5
		Графит ГС-1	2.2	5	0,7

* Допускается применение аналогичных хим.реагентов другого производства



Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	Использование очистных устройств		Примечание
			Интервал, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1. Глиномешалка	HQ-200B	1			
2. Вибросито	ATL-1000 x 2	1			
3. Гидроциклон	NCS-12 x 12	1			
4. Илоотделитель	NCN-100 x 2	1			
5. Центрифуга	LW400 x 860	1			
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1			
7. Дегазатор	LCN-355	1	2325	3299	



8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал ,м		Вид технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения			
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	подача насосов, л/с	Давление на стояке, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение	Ш-660РС1	роторный	с навеса до 4	80	55	70
30	925	Бурение, проработка	Ш-444,5 МР1-1	роторный	4-10	80-120	50-60	80-185
925	2325	Бурение проработка	Ш 311,2 JEG-535	роторно-винтовой	4-10	ВЗД+60	45-55	85-175
2325	3299	Бурение проработка	Ш-215.9 НЖ-527	роторно-винтовой	2-8	ВЗД+60	30-35	110-150



Потребное количество элементов КНБК

Номер колон ны в поряд ке	Типоразмер, шифр элементов	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ- метры)
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Ш-660РС1 УБТ ϕ 228,6 мм ТФ 311,2 мм	Бурение	0	30	1
		Бурение		18	18
		Разбуривание обратного клапана и башмака	20	30	1
2	Ш-444,5 МР1-1 Ш-444,5 МР1-1 УБТ ϕ 228.6 мм КЛС ϕ 440мм УБТ ϕ 228.6 мм УБТ ϕ 203 мм УБТ ϕ 177.8 мм ТФ – 311,2 мм	Бурение	30	925	2
		Проработка	30	925	1
		Бурение			18
		Бурение			9
		Бурение			55
		Бурение			83
		Разбуривание обратного клапана и башмака	905	925	1
3	Ш 311,2 JEG-535 Ш 311,2 JEG-535 ВЗД ϕ 203 мм КЛС ϕ 311 мм УБТ _{н/м} ϕ 203 мм MWD ϕ 203 мм УБТ ϕ 203 мм УБТ ϕ 177.8 мм ТФ – 311,2 мм	Бурение	925	2325	3-4
		Проработка	925	2325	1
		Бурение			9
		Бурение			55
		Бурение			83
		Разбуривание обратного клапана и башмака	2305	2325	1
4	Ш-215.9 НЖ-527 ВЗД ϕ 172мм КЛС ϕ 212мм MWD ϕ 170мм НУБТ ϕ 159мм УБТ ϕ 159 мм	Бурение	2325	3299	3
		Бурение			9
		Бурение			250



Таблица 8.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	925	Бурение, спуск обсадных колонн	5 x 6
925	3299		5 x 6



Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции(бурение скважины, спуск колонны,разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	нар-ужный диаметр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	30	30	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	12	0,4	5,6		
Бурение, проработка	30	925	925	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	760	24,5	58	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	905	925												
Бурение, проработ.	925	2325	2325	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2178	70,1	97,8	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2305	2325												
Бурение, проработ.	2325	3299	3299	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3040	97,9	115,8	2,0	> 1,5



Режим работы буровых насосов

Интервал ,м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от(верх)	до(низ)				коэффициент использован.гидравличес.мощности	Ø цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэфф-ицент наполнения	число двойных ходов в минуту	Производительность, л/с(из характеристики насоса)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
0	30	Бурение, промывка	F-1300	2	62,0	180	185	0.8	60	46,5x0,8	37,0x2
30	925	Бурение,про-работка,про-мывка	F-1300	2	63,0	180	207	0.8	60	46,5x0,8	37,0x2
925	2325	Бурение,про-работка,про-мывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	50	41,5x0,9	37x2
2325	3299	Бурение,про-работка,про-мывка	F-1300	1	52,0	150	268	0.9	55	32,32x0,9	29,0
					65	170	207	0,9	50	41,5x0,9	37

Примечание: Тип бурового насоса может меняться в зависимости от комплектации буровой установки.



Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
				долоте (насадках)	УБТ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	бурение	70	90,0	3.6	0,8	0,2	23,2
30	925	бурение	80-185	90,0	7.6	22	0.8	9,1
925	2325	бурение	85-175	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2325	3299	бурение	110-150	100,0	3.4	17,0	7.0	26,3



**Характеристика и масса бурильных труб,
УБТ по интервалам бурения**

Название обсадной колонны	Интервал ,м	Характеристика бурильных труб, УБТ				Длина труб на интервале , м	Масса труб, т	
		Тип (шифр)	Наружный диаметр	Марка материала (группа прочности) Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения (резьба)		Теоретическая	С нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-30	УБТ	228,6	G-105	NC-61	18	5,2	5,46
Итого:		СБТ	127		3-133	12	0,4	0,42
Кондуктор	0-925	УБТ	229	G-105 9,19	NC-61	18+9	7,8	8,2
Итого :		УБТ	203		NC-56	55	12,2	12,8
		УБТ	178		NC-50	83	13,5	14,2
		СБТ	127		3-133	760	24,5	25,7
					58	60,9		
Промежуточная	0-2325	НУБТ	203	G-105 9,19	NC-56	9	2	2,1
Итого :		УБТ	203		NC-56	55	12,2	12,8
		УБТ	178		NC-50	83	13,5	14,2
		СБТ	127		3-133	2178	70,1	73,6
					97,8	102,7		
Эксплуатационная	0-3299	НУБТ	159	G-105 9,19	NC-46	9	1,1	1,2
Итого :		ТБТ	127		NC-38	250	16,8	17,6
		СБТ	127		3-133	3040	97,9	102,8
					115,8	121,6		
Для работы в эксплуатационной колонне	0-3299	СБТ	88,9	G-9,35	3-102	3299	70,9	74,5
Итого:							70,9	74,5



Таблица 8.8

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологическ. операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки до лота(центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральный. отверстия мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабатываемая на долоте кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	30	бурение	0,4	0,015	централь.	23,5	3	16x15x15	128,1	495
30	460	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16x13x13	128,1	495
460	925	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15x13x13	119,2	456
925	1655	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15x13x13	105,4	465
1655	2325	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15x13x13	130,4	245
2325	3299	бурение	1,01	0,051		15,6	2	13x11	123,4	213



9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 9.1

Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине раздельно спускаемой части колонны											
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²							
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9						
1	Направление	1	0	30	0	1.0	При цементир. 24	17						
2	Кондуктор	1	0	925	0	92	176	235						
3	Промежуточная колонна	1	1615	2325	по горному 200	216	271	287						
									200	1615	66	200	266	271
									0	200	0	66	245	266
													при опрессовке 245	
4	Эксплуатационная	1	0	3299	0	224	320	345						
							при опрессовке 320							



Таблица 9.2

Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Характеристика обсадных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр	производство	условный код типа соединения	марка труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	Импортное	BC	J-55	11.13	Да
339.7	Импортное	BC	J-55	10.92	Да
244.5	Импортное	BC	110T	11.99	Да
	Импортное	BC	L-80	11.05	Да
	Импортное	BC	L-80	11.99	Да
168,3	Импортное	-	90SS	12.07	Да

Примечание: Допускается применение обсадных колонн с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб	Интервал установки равнопрочной секции, м	Длина секции, м	Масса секции, т	С нормативным запасом 5%	Характеристика обсадной трубы			Коэффициенты запаса прочности при		
						Номинальный наружный диаметр, мм	Код типа соединения	Марка материала труб Толщина стенок, мм	Избыточном давлении наружном	внутреннем	растяжении
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-30	30	4,2	4,4	508	BC	J-55*11,13	9,0	3,5	42
2	1	0-925	925	84,2	88,4	339,7	BC	J-55*10,92	1,6	1,2	5,2
3	1	1615-2325	710	49,7	52,2	244,5	BC	110T*11,99	2,3	2,3	13,6
	2	200-1615	1415	91,7	96,3	244,5	BC	L-80*11,05	1,3	1,6	3,2
	3	0-200	200	14	14,7	244,5	BC	L-80*11,99	5	2	3,2
		Итого:	2325	155,4							
4	1	0-3299	3299	156,8	164,6	168,3	-	90SS*12,07	3,5	2,4	2,4

Примечание: Допускается применение обсадных колонн с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип,шифр,инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб,м	Допустимая скорость спуска труб,м/с	Периодичность долива колонны,м	Промежуточные промывки		
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ,ОСТ,ТУ на изготовление				Глубина,м	Продолжительность	Расход, л/с
			1			2	3	4			
1	Направление	1	Элеватор	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импортных труб	0-30	0,6	30	30	1цикл	50
2	Кондуктор	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-925	0,6	250	925	1цикл	50
3	Промежуточная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2325	0,6	250	800 2325	1цикл 1цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2325	1	250	2000	1цикл	20
						2325-3299	0,6		3299	1цикл	20
Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков											



Таблица 9.5

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздльно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны ,тс	Плотность жидкости для опрессовки,г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке , кгс/см ²		Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу вверх)
				Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	-	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	-	1,15	1,15	176	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	245	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	70	1,00	-	320	-	1

Таблица 9.6

Цементирования обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования , м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м	Высота цементного стакана	Название порции тампонажного раствора	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	Прямой	1	0-30	5	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	- 0 25 0	- 30 30 25
2	Кондуктор	Прямой	1	0-925	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 865 0	- 925 905 865
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2325	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 725 2265 0	- 2325 2305 2265



Продолжение таблицы 9.6								
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3299	20	Буферная тампоная буферная продавочная	- 2125 3239 0	- 3299 3279 3239

Таблица 9.7

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке Название колонны	Номер части колонны в Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название	Характеристика жидкости (раствора)							
			Объем порции, м ³	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость, сП	Динамическая напряжение сдвига, мГс/см ²	Время начала схватывания, мин	Время, ОЗЦ, ч		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	4	1,0	-	-	-	-
				Тампоная	9,4	1,8	Не регламентируется		120	16
				Буферная	2	1,0	15	30	-	-
				Продавочная	5,0	1,15	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	3	1.0	Не регламентируется		-	-
				Тампоная	95,7	1.85	15	30	150	15
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется		-	-
				Продавочная	74	1.15	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется		-	-
				Тампоная	95	1.86	-	-	210	24
				Буферная	2	1.7	-	-	-	-
				Продавочная	91	1.30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется		-	-
				Тампоная	33,4	1,89	-	-	240	24
				Буферная	2	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	55,1	1,12	-	-	-	-
Примечание : Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



Таблица 9.8

**Компонентный состав жидкостей для цементирования
и характеристики компонентов**

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу- вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	1	1	Буферная Тампонажная	Вода ЩТ-Марка- G Вода CaCl ₂	1,0 3,15 1,0 2,5
2	Кондуктор	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ЩТ-Марка- G CaCl ₂	1,0 1,15 1,0 3,15 2,5
3	Промежуточная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ЩТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,28 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор ЩТ-Марка- G Вода	1,0 1,12 3,15 1,0

Примечание: Крепление скважины каждой колонной производится по индивидуальному плану работ, учитывающему фактические условия в стволе скважины. К плану работ прилагается расчет обсадных труб на прочность, исходя из фактического их наличия, и расчет цементажа.



Таблица 9.9

**Потребное количество материалов, цементировочной техники
для цементирования обсадных колонн**

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление Ø 508 мм	Кондуктор Ø 339,7мм	Техническая Ø 244,5мм	Эксплуата- ционная Ø 168,3мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки G, т	12	130	130	45
2	Количество ЦСМ, шт	1	2	2	2
3	Осреднительных ёмкостей, шт	-	1	1	1
4	Станций контроля СКЦ-2М	1	1	1	1
5	Блоков манифольда	1	1	1	1

* Перед цементированием колонн производится анализ цемента в лаборатории, при этом определяется количество и тип необходимых реагентов –добавок.



**Оборудование устья скважины
Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)**

Обсадная колонна		Но- мер схе- мы об- вязки ПВО	Давление опрес- совки устьевого оборудования и ПВО, кгс/ см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ,ОС Т, ТУ,МУ и т.д. на изготовлен ие	Количест- во, шт	Допус- тимое рабочее давлени екгс/см ²	Масса	
Номер в по- рядке спуска	Название		после устано вки	перед вскры- тием напор- ного гори- зонта					единицы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Промежуточная		245	245	FN35x35 2FZ 35x35		комплект	350		
2	Эксплуатационная Колонная головка		320	320	ОКК2-35- x168x245x340К2					
3	Фонтанная арматура				АФК6-80/65x35К2		комплект	350		



10. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Освоение скважин - комплекс работ по вызову притока жидкости (газа) из пласта в скважину, обеспечивающего ее продуктивность в соответствии с локальными (местными) добычными возможностями пласта. После бурения, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны призабойная зона скважины, особенно поверхность вскрытой части пласта, бывает загрязнена тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Поэтому и в результате некоторых других физико-химических процессов образуется зона с пониженной проницаемостью, иногда сниженной до нуля. Цель освоения - восстановление естественной проницаемости пород призабойной зоны и достижение притока, соответствующего добычным возможностям скважины.

Сущность освоения скважины заключается в создании депрессии, т. е. перепада между пластовым и забойным давлениями, с превышением пластового давления над забойным. Достигается это двумя путями: либо уменьшением плотности жидкости в скважине, либо снижением уровня (столба) жидкости в скважине.

В первом случае буровой раствор последовательно заменяют водой, затем - нефтью.

Во втором случае уровень в скважине снижают одним из следующих способов: отгартыванием желонкой или поршневанием; продавкой сжатым газом; аэрацией (прокачкой газожидкостной смеси); откачкой жидкости штанговыми скважинными насосами или погружными центробежными электронасосами.

Таким образом, можно выделить следующие шесть основных способов вызова притока: замена скважинной жидкости на более легкую, компрессионный метод, аэрация, откачка глубинными насосами, тартание, поршневание.

Перед освоением на устье скважины устанавливают арматуру в соответствии с применяемым методом и способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной колонны устанавливают задвижку высокого давления на случай необходимости перекрытия ствола.

Замену скважинной жидкости производят следующим образом. После перфорации эксплуатационной колонны в скважину до фильтра опускают насосно-компрессорные трубы. Затем в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду. Буровой раствор, находящийся в скважине, вытесняется из нее по трубам. Если после замены бурового раствора водой возбудить скважину (т. е. вызвать приток) не удастся, то переходят на промывку скважины нефтью. После промывки скважины (прямой или обратной) водой или дегазированной нефтью можно достигнуть уменьшения забойного давления: Продавка с помощью сжатого газа (газлифтный способ освоения). Сущность метода заключается в нагнетании сжатого газа или воздуха в кольцевое пространство между подъемными трубами и обсадной колонной. Сжатый газ вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через спущенные в нее насосно-компрессорные трубы на дневную поверхность. Аэрация - процесс смешения жидкости с пузырьками сжатого газа (воздуха). При аэрации за счет постепенного смешения сжатого газа и жидкости, заполняющей скважину (бурового раствора, воды, нефти), уменьшается плотность жидкости и тем самым плавно снижается давление на забой.

Для аэрации к скважине кроме водяной (нефтяной) линии от насоса подводят также газовую линию от компрессора. Жидкость и газ смешиваются в специальном смесителе (эжекторе) или газопроводящей линии скважины, и аэрированная жидкость (газожидкостная смесь) нагнетается в ее затрубное пространство. При замене жидкости, находящейся в скважине, этой смесью давление на забой снижается, и, когда оно становится меньше пластового, нефть начинает поступать из пласта в скважину.

Освоение с помощью скважинных насосов применяют в скважинах, которые предполагается эксплуатировать глубинно-насосным способом. В некоторых случаях перед спуском насосных труб забой очищают с помощью желонки. Если ствол и забой чисты, то в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, штанговый насос, устанавливают станок-качалку, и пускают скважину в эксплуатацию. Точно так же осваивают скважины, которые будут эксплуатироваться погружными электронасосами.



Исходя из существующих на данный момент представлений о месторождении, нормативно-правовых требований и накопленного опыта работы АО «СНПС Актобемунайгаз» общая схема заканчивания скважин в настоящее время состоит из следующих этапов:

Вскрытие объекта производится в основном роторным способом.

При отсутствии поглощения бурового раствора объект вскрывается на всю толщину пласта и спускается эксплуатационная колонна. Освоение скважины должно производиться по типовым или индивидуальным планам с целью определения гидродинамических характеристик пласта и оптимального режима эксплуатации или нагнетания рабочего агента.

Основные этапы работ по освоению скважины:

- установка внутрискважинного и устьевого оборудования,
- отработка скважины,
- очистка призабойной зоны пласта,
- проведение СКО, если есть в этом необходимость,
- отработка скважины через регулируемый штуцер. После выхода скважины на режим отработка должна производиться не менее четырех часов. часов.

Скважина, требующая интенсификации притока на месторождении, будет обрабатываться соляной кислотой с использованием гибких НКТ. Другие методы интенсификации притока, такие как матричная кислотная обработка или гидроразрыв пласта будут проводиться по мере необходимости.

Все операции по освоению корректируются в плане работ геологической службой Заказчика по данным ГИС и другим показателям.

Таблица 10.1

Основные сведения по освоению скважины

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ОСВОЕНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	(КТ- II)
2	Интервал, по стволу (вертикали)	3076-3299(3075-3295)
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	Перфорация, SDP44RDX38-1
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	16,13
6	Ожидаемый продукт	нефть
7	Метод освоения	перевод на ингибированную нефть
8	Удельный вес раствора хлористого кальция, гс/см ³	1,18
9	Фонтанная арматура	АФК6-80/65x35К2
10	Дежурство ЦА	постоянно
11	Интенсификация притока	СКО



Таблица 10.2

**Освоение горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне
Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)**

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции НКТ (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м	Характеристика трубы				Длина секции	Масса секции (теоретическая) тн	Коэффициент запаса прочности на избыточное давление	
			Номинальный наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, 1м/кг			Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	2	0 - 600	88,9	SM90SS	6,45	13,2	600	8	>1,15	>1,3
	1	600 - 3076	73	SM90SS	7,01	11,4	2476	28,2	>1,15	>1,3
		Итого:					3076	36,2		
<p>Примечание : Глубина спуска НКТ будет уточняться в процессе работ. При изменении глубины спуска НКТ составляется контрольный расчет и согласуется с заказчиком.</p>										



Таблица 10.3

Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количес тва вызовов	Источник норм времени	Продолжитель- ность работы, сут	
1	2	3	4	5	
1	Подготовительные работы перед освоением		Сборник сметных норм времени на испытание, ВНИИОЭНГ 1985г.	2,1	
	Первичная перфорация ЦА-400	1		2,8	
	Вызов притока ЦА-400	1		2,6	
	Шаблонирование колонны ЦА-400	1		1,1	
	Задавка скважины ЦА-400	1		1,3	
	Итого:			10	
	Дежурство цементирующей техники				
	-первичная перфорация ЦА-400	1		2,8	
	Работа спец.техники при СКО 2 раза	1		5,6	
	ЦА-400	1	5,6		



Таблица 10.4

Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
1	Хлористый кальций	т	10,4
2	Ингибитор MnO ₂ или КО-101	т	0.1
3	Нефть	т	100
4	Соляная кислота ингибированная, марка А,24-27% концентрации	т	24 x 2=48
<p>Примечание :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. При освоении скважины на продуктивность проектируется применять раствор хлористого кальция. Расход раствора: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 3299 + 30 = 68,1 \text{ м}^2$ Расход хлористого кальция: $68,1 \times 0.153 = 10,4 \text{ т}$ При согласовании с геологической отделом АО «СНПС-Актобемунайгаз» при освоении скважины на продуктивность допускается применять и другие растворы, в частности буровой раствор, оставшиеся после бурения под эксплуатационную колонну и запасной буровой раствор. 2. Для СКО предусматривается применять нефть. Расход нефти для двух СКО $50 \times 2 = 100 \text{ т}$ 3. Для защиты оборудования от сероводородной агрессии применяется нейтрализатор сероводорода- двуокись марганца 0.1% или КО-101–10%, а также другие, имеющиеся у заказчика и подрядчика. Расход ингибитора и нефти принято соответственно 0.1т и 100т. Тара: мешки- для ингибитора Автоцистерны – для нефти 			



11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

Бурение скважины начинают проконтролированным инструментом и спуско-подъемным оборудованием. Неразрушающий их контроль производится по единому графику, составленному Буровым Подрядчиком.

После аварии с буровым инструментом или спуско-подъемным оборудованием и перед проведением ответственных работ производится внеочередной контроль. Контроль бурильных труб проводится также перед ответственными операциями.

Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводятся по методике изготовителя в установленном порядке, согласно межгосударственному стандарту принятому Межгосударственным Советом по стандартизации, метрологии и сертификации (протокол № 8 от 12 октября 1995 г.) и СТ РК ИСО 11961-2009 Промышленность нефтяная и газовая. Трубы бурильные стальные. Дата введения с 2010.07.01.

Таблица 10.1

Виды операций контроля и объемы работ по дефектоскопии бурильного инструмента, проводимые с применением передвижной дефектоскопической лаборатории

Название обсадной колонны	№ п/п	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Периодичность дефектоскопии сут		Вид операции дефектоскопии
			Участка трубных резьб	Зона сварного шва труб	
1	2	3	4	5	6
Техническая	1	СБТ	60	60	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования
Эксплуатационная	2	СБТ	30	45	

Таблица 11.2

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины, м	Используемая для операции техника		Максимальная давления, кгс/см ²
			тип (шифр)	кол-во, шт	
1	2	3	4	5	6
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов	0	ЦА-400М	1	300
Кондуктор	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	925	ЦА-400М	1	176
				1	10
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	2325	ЦА-400М	1	245
				1	60
Эксплуатационная	Обсадная колонна Устьевое оборудование Бур.трубы	3299	ЦА-400М	1	320
					320
					300



12. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ

Таблица 12.1

Средства механизации и автоматизации

№ №	Наименование приспособлений и устройств	Изготовитель
1	2	3
1	Пневматический клиновый захват или механизм для удержания труб	импортный (КНР)
2	Механизированный (пневматический, гидравлический или др.) буровой ключ	импортный (КНР)
3	Пневматический раскрепитель бурильных свеч	импортный (КНР)
4	Влагоотделитель для пневмосистемы	импортный (КНР)
5	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу турбобуром или электробуром	импортный (КНР)
6	Приспособление против скатывания труб со стеллажей	импортный (КНР)
7	Накаты трубные	импортный (КНР)
8	Вилка для захвата вкладышей ротора	импортный (КНР)
9	Механизм для крепления, перепуска и изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната	импортный (КНР)
10	Ограничитель подъема талевого блока.	импортный (КНР)
11	Приспособление для правильной намотки на барабан лебедки	импортный (КНР)
12	Предохранитель к манометрам буровых насосов	импортный (КНР)
13	Комбинированный колпачок для перемещения долот	импортный (КНР)
14	Приспособление для отвинчивания 3-х шарошечных долот	импортный (КНР)
15	Приспособление для рубки стальных канатов	импортный (КНР)



16	Устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента или доливная ёмкость	импортный (КНР)
17	Устройство против разбрызгивания бурового раствора	импортный (КНР)
18	Предохранительный клапан со сре-зающим шплинтом (для сброса жидкости из нагнетательного трубо-провода буровых насосов при превышении давления выше допустимого)	импортный (КНР)
19	Подсвечник с подогревом	импортный (КНР)
20	Съемник гидравлический для буровых насосов	импортный (КНР)



Средства контроля

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1.	Плотномер	КНР	2
2.	Прибор определения условной вязкости	КНР	1
3.	Прибор определения статического напряжения сдвига	КНР	1
4.	Прибор водоотдачи	КНР	1
5.	Прибор измерения концентрации водородных ионов рН-метр, (лакмусовая бумага)	КНР	1
6	Индикаторы давления, показывающие	КНР	9
7.	Прибор определения концентрации твердой фазы в растворе	КНР	1
8.	Уровнемер в приемных емкостях	КНР	1
9	Рулетка 0-20 м	КНР	2
10	Кронциркуль и штангенциркуль	КНР	3
11	Гидравлический индикатор веса	КНР	2
12	Роторный манометр	КНР	1

Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.



Таблица 12.3

Средства диспетчеризации

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт
1	2	3	4
1	Радиостанция типа «KENWOOD»	(производство Сингапур)	1
2	Носимая радиостанция типа «ТС-600»	(производство КНР)	4

* Для обеспечения устойчивой связи подрядчик самостоятельно может определять тип связи.

Таблица 12.4

Средства контроля воздушной среды

№ п/п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172-8 канал, Япония	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у выбросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ППБ НГО 30.12.2014г. №355)
2	Переносные газосигнализаторы HS-82, Япония	2.0	



13. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ

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 13.1, 13.2.

На площадке проектируемой буровой также размещается жилищно-бытовой блок (полевой лагерь), оснащенный всем необходимым для проживания людей. Расстояние от вышки до этого блока будет превышать высоту вышки плюс 10м; он размещается с учетом сезонной (на период бурения) розы ветров и направления отводов превентера.

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.

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

Буровая и жилые комплексы обеспечиваются аптечками с медикаментами и средствами оказания первой медицинской помощи.

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

4. Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
5. Оставление шарошек на забое;
6. Падение посторонних предметов в скважину;
7. 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



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.

13.1 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 трубой;

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 13.6.1.

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	



Продолжение таблицы 13.1		
1	2	3
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
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

Таблица 13.2

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 - подъемных операций в бурении. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжеления и химической обработке бурового раствора. 5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб. 6. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопроявления. 7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при



	<p>бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород .</p> <p>8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительной – монтажных работах в бурении.</p> <p>9. Методические рекомендации по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.</p> <p>3 Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда :</p> <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 цементируемых агрегатов и рабочих по цементированию скважин. <p>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:</p> <ol style="list-style-type: none">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 . <p>5 Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.</p>
--	---



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, представленными в таблице 13.3.
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) см. таблицу 13.3.
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, представленными в таблице 13.4.
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



Таблица 13.4

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№№ п/п	Наименование, а также тип,вид,шифр, и т.п.	Потребное количество для бригады		
		Вышкомонтажной	буровой	опробования
1	2	3	4	5
1	Куртка х/б на утепленной подкладке	20	30	12
2	Брюки х/б на утепленной подкладке	20	30	12
3	Спецобувь зимняя	20	30	12
4	Костюм брезентовый	20	30	12
5	Спецобувь летний	20	30	12
6	Рукавицы меховые	20	30	12
7	Каска защитная	20	30	12
8	шлем под защитную каску	20	30	12
9	очки защитные	20	30	12
10	костюм х/б с водоотталкивающей пропиткой	0	30	0
11	Рукавицы антивибрационные	0	30	0
12	Респиратор фильтрующий	0	30	0
13	Противогаз марки «А»	0	30	0
Отраслевые нормы выдачи за счет средств работодателя специальной одежды,специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной и газовой промышленности от 11 июля 2008 г. №177-п Примечание: Допускается применять аналогичные средства индивидуальной защиты и спецодежда				



Таблица 13.5

Средства коллективной защиты от шума и вибрации

№№ п/п	Наименование, а также тип, вид, шифр, и т.п.	Место установки на буровой
1	2	3
1	Кожух (импортный)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмо-системы
2	Виброизолирующая площадка (резиновые коврики)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума (используются специальные наушники)	Выхлопной патрубок пневматического бурового ключа



Нормы электрической освещенности

№№ пп	Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность при общем освещении лампами накаливания, люкс
1	2	3	4
1.	Устья скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
2.	Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок.	XIIIa	30
3.	Территории резервуарных парков, групповых установок.	XIII	2
4.	Места установки КИПиА		50
5.	Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
6.	Насосные станции	VI	50
7.	Компрессорные цеха	IV	75
8.	Нефтеналивные и сливные эстакады:		
	на поверхности пола	X	30
	на горловине цистерны	IX	50
9.	Автомобильные дороги, автостоянки и погрузочно-разгрузочные площадки		8

* ППБ НГО 30.12.2014г. №355 (Приложение б)



14. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов.

Таблица 14.1.

№ п/п	Сокращения, виды, шифры	Номера таблиц	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	УБТ	7.7	Трубы бурильные утяжеленные
2	СБТ	7.7	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
3	ВС	8.2	Трубы высокогерметичные
4	ПЦТ-1-100	8.10	Портландцемент тампонажный
5	ПЦТ- марки G	8.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°С
6	FZ 35x35	8.11	Превентор плащечный гидравлический
7	FH35x35	8.11	Превентор универсальный гидравлический
8	FA-367	6.3	Коллоидный защитный реагент
9	XУ-27	6.3	Реагент для снижения вязкости
10	ZD	6.3	Закупоривающий материал
11	EP	6.3	Противоразрушительный реагент для бурения
12	NaOH	6.3	Реагент для повышения Рн
13	SMP-2	6.3	Реагент для снижения водоотдачи



Раздел II. Организация строительства



1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1

Водоснабжение

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м ³	Водопотребление, м ³
Вода для технических нужд				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	397,55
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	486
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	103,8
Итого				987,35
Питьевое и бытовое водоснабжение				
Характеристика источника водоснабжения			Расчетная потребность	
Вода привозится в цистернах			150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009) Водоснабжения и наружные сети и сооружения $4,5 \times 1,3 \times 10^2 = 596,7 \text{ м}^3/\text{год}$	



2. ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ

Таблица 2.1

Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки				Потребность жидкого топлива для котельной установки, кг/час	База снабжения ГСМ		
всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км	
	Топлива, м ³ /сут		Масла кг/сут				Смазки кг/сут
	Летний период	Зимний период					
1	2	3	4	5	6	7	8
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	60,3
По установленным нормам расхода на установку.							



Таблица 2.2

Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ № п/п	Наименование материалов	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства					
				подготовительные работы к строительству	СМР	бурение и крепление		освоение	
						название колонны	значение	в процессе бурения	в экспл. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Бентонит	кг/м ³	80-100				80-100		
2	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	3,0-4,0				3,0-4,0		
3	NaOH	кг/м ³	3,0-4,0				3,0-4,0		
4	FA 367	кг/м ³	6,0				6,0		
5	XY-27	кг/м ³	2,0				2,0		
6	PAC-LV	кг/м ³	2,0-3,0				2,0-3,0		
7	SMP-2	кг/м ³	20,0				20,0		
8	PAC-RL	кг/м ³	1,0-2,0				1,0-2,0		
9	Барит	кг/м ³	по необх				по необх		
10	ZD-1	кг/м ³	3,0				3,0		
11	EP-1	кг/м ³	2,0				2,0		
12	NaCl	кг/м ³	311,3				311,3		
13	Ш 660 PC1	шт	1				1		
14	Ш 444.5 мм MP1-1	шт	2				2		
15	Ш 311,2мм JEG-535	шт	3-4				3-4		
16	Ш 215.9мм HJ-527	шт	3				3		
17	СБТ 127 x 9.19 G-105	м	3040				3040		
18	J55-508 x 11.13	т	4,2				4,2		
19	J55-339.7 x 10.92	т	84,2				84,2		
20	110Т-244,5x11.99мм	т	49,7				49,7		
21	L-80-244,5x11.05мм	т	91,7				91,7		



22	L-80 -244,5x11.99мм	т	14,0				14,0		
23	90SS-168,3x12,09мм	т	156,8				156,8		
24	СБТ 89 х 9.35 мм	т	70,9				70,9		
25	88,9 х 6.45 SM 90 SSU	т	8						8
26	73 х 7,01 SM90SS	т	28,2						28,2
27	ПЦТ-марки G	шт	317				317		
28	Башмак БК-508	шт	1				1		
29	Башмак БК-340	шт	1				1		
30	Обратный клапан ЦКОД-340	шт	1				1		
31	Центратор ЦЦ-340/394	шт	26				26		
32	Башмак БК-245	шт	1				1		
33	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1				1		
34	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	58				58		
35	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	41				41		
36	Башмак БК-168	шт	1				1		
37	ЦКОД-168	шт	1				1		



3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1

Маршрут транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятия		Номер пункта	Характеристика маршрута			
Наименование организации пробазы, карьеры	Пункт		Общая протяженность, км	Вид транспорта (наземный, морской)	Наземные пути	
					Тип дороги	Вид транспортного средства
1	2	3	4	5	6	7
Актобе	Вахтовый поселок	1	244	Наземный	Асфальтированная грунтовая	Автомобиль
Актобе	Новый вахтовый поселок	2	299,7	То же	То же	То же
Актобе	Кенкияк ЦИТС КНГДУ	3	203,1	То же	То же	То же
Актобе	Новая база УПТОиК	4	248,7	То же	То же	То же
Актобе	ЦДНГ-3 ОНГДУ	5	311,8	То же	То же	То же
Щебзавод	Вахтовый поселок	6	1,3	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	База «Актобе мунай сервис»	7	6,1	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	Кенкияк ЦИТС КНГДУ	8	45,6	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	ЦДНГ-3 ОНГДУ	9	65,0	То же	То же	То же

