

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство скважин
№7764, 7804, 829, Н828, 849, 7870, 7612, 841,
827, 7942, 7837, 684, 595, 825, 831
месторождения Северная Трува

Актобе
2021

Состав исполнителей

Директор НИИ Чжан Сяньцунь Чжан Сяньцунь

Зам. директора НИИ Г.С. Нургалиева Г.С. Нургалиева


Начальник ОТБид А.С. Бейсекова А.С. Бейсекова

Инженер I категорий
ОТБид Г.С. Сугурбаева Г.С. Сугурбаева

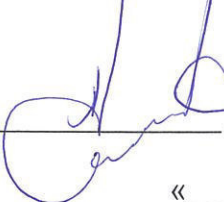
Инженер II категорий
Отдела разведки Н.Ж. Уржаев Н.Ж. Уржаев

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

Согласовано:

Первый заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Есенгулов Т.С.**

« » _____ 2021г.

/Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»  **Дун Мэнкунь**

« » _____ 2021г.

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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


ПАСПОРТ

Групповой технический проект на строительство скважин 7764, 7804, 829,
Н828, 849, 7870, 7612, 841, 827, 7942, 7837, 684, 595, 825, 831 месторождения
Северная Трува

Месторождение – Северная Трува

Цель бурения и назначение скважины - эксплуатационные

Главный инженер проекта


« 30 » 09 2021г.

2021



Реферат

Групповой технический проект на строительство эксплуатационных скважин: №7764, 7804, 829, Н828, 849, 7870, 7612, 841, 827, 7942, 7837, 684, 595, 825, 831 месторождения Северная Трува разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно задания на проектирование и в соответствии с «Анализом разработки месторождения Северная Трува» 2019г.

Географические координаты места заложения планируемых скважин:

7764 сев.широта: 47° 53' 1,8698", вост. долгота: 57° 24' 33,5504"

7804 сев.широта: 47° 52' 39,0007", вост. долгота: 57° 24' 47,4424"

829 сев. широта: 47° 48' 54,7423", вост.долгота 57° 20' 44,0083"

Н828 сев.широта: 47° 50' 18,1832", вост. долгота: 57° 20' 34,4753"

849 сев.широта: 47° 46' 06,998", вост. долгота: 57° 18' 52,69"

7870 сев.широта: 47° 51' 25,5013" вост. долгота: 57° 26' 28,3606"

7612 сев.широта: 47° 54' 4,8803", вост. долгота: 57° 25' 43,5071"

841 сев.широта: 47° 47' 42,0567", вост. долгота: 57° 18' 51,2406"

827 сев.широта: 47° 48' 54,5114", вост. долгота: 57° 21' 37,5145"

7942 сев.широта: 47° 50' 58,4753", вост. долгота: 57° 26' 02,7053"

7837 сев.широта: 47° 51' 46,8671", вост. долгота: 57° 26' 14,7902"

684 сев.широта: 47° 45' 51,71", вост. долгота: 57° 18' 31,61"

595 сев.широта: 47° 47' 3,1364", вост. долгота: 57° 20' 10,5890"

825 сев.широта: 47° 48' 54,6585", вост. долгота: 57° 22' 26,6851"

831 сев.широта: 47° 48' 15,54", вост. долгота: 57° 20' 46,06"

Месторождение Северная Трува находится южнее от месторождения Жанажол, в административном отношении расположен между реками Мугоджар и Эмба в Байганинском районе Актыубинской 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 Актобинской области Республики Казахстан» и утвержден ГКЗ РК. По степени изученности месторождения запасы свободного и растворенного газа, нефти и конденсата оценены по категориям С₁ и С₂ по карбонатным толщам КТ-I и КТ-II. Залежи всех продуктивных пластов относятся к типу пластовых, тектонически и литологически экранированных.

В 2015г составлен проект «Дополнение к технологической схеме разработки месторождения Северная Трува» на основе утвержденных ГКЗ РК запасов УВ, а также с использованием всех фактических материалов по скважинам, данных гидродинамических и геофизических исследований скважин. В проекте рассмотрены и предложены несколько вариантов дальнейшей эффективной разработки месторождения. В результате сопоставления экономических показателей в целом по месторождению, рекомендуемым вариантом разработки является 6. Этот вариант комбинированный (КТ-I -5 вариант, КТ-II -4 вариант) и характеризуется наилучшими экономическими показателями.

В 2019г был составлен Анализ разработки месторождения Северная Трува с целью комплексного изучения результатов геолого-промысловых, геофизических, гидродинамических и других исследований скважин и пластов в процессе разработки эксплуатационного объекта, а также динамики показателей разработки для текущего размещения запасов углеводородного сырья и процессов, протекающих в продуктивных пластах, выработкой на этой основе рекомендаций совершенствованию системы разработки в целях оптимизации добычи и увеличения коэффициентов извлечения углеводородного сырья



Предполагаемые стратиграфические разбивки скважин:

Скважина №	7764
Альтитуда земли, м	254,92
Предполагаемая альтитуда ротора, м	264
Стратиграфия	Глубина по подошве, м
К	653
Ж	767
T ₁	906
P ₂	1333
P ₁ kg	1856
P ₁ s-a	2363
C ₃ g	2440
C ₃ k	2503
C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2720
C ₂ m ₂ ^{pd}	3086
C ₂ m ₁ ^{ks}	3184
C ₂ m ₁ ^v	3245
C ₂ b	3285
Прогнозная мощность КТ-II, м	199

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 7764.



Раздел I. Общая пояснительная записка



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения 7Г - 47 от 02.07.2021г. АО «СНПС - Актобемунайгаз» предусматривается бурение скважин 7764, 7804, 829, Н828, 849, 7870, 7612, 841, 827, 7942, 7837, 684, 595, 825, 831 месторождения Северная Трува. Групповой проект составлен по разрезу скважины 7764 с проектной глубиной 3285м.

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 х 30 м |
| - кондуктор | Ф 339,7мм х 910 м |
| - техническая колонна | Ф 244,5мм х 2363 м |
| - эксплуатационная колонна | Ф 168,3мм х 3285м |

В случае возникновения поглощения возможно изменение конструкции скважины.

Проектная продолжительность цикла строительства скважины за исключением освоения – 92 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	7764, 7804, 829, Н828, 849, 7870, 7612, 841, 827, 7942, 7837, 684, 595, 825, 831
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 7764	
7. Проектная глубина, м.	3285
8. Вид скважины	вертикальная
9. Тип профиля	-
10. Глубина по вертикали кровли толщи, м	3086
11. Отклонение от вертикали, м. азимут, зенитный угол:	-
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 450/45
17. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
18. Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	159,7
Бурильной	120,5
19. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	92
монтаж, демонтаж	20
подготовительные работы к бурению	2
бурение и крепление	70
20. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	1095



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	910	0	910
Промежуточная	244,5	0	2363	0	2363
Эксплуатационная	168,3	0	3285	0	3285



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	«Анализ разработки месторождения Северная Трува» 2019г.
2	«О разработке ПСД» - распоряжение 7Г - 47 от 02.07.2021г., на проектирование скважин №7764, 7804, 829, Н828, 849, 7870, 7612, 841, 827, 7942, 7837, 684, 595, 825, 831 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, ZJ-70 с буровой вышкой JJ 315/145, JJ 450/45	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	скважина на воду	0,15	водопровод ф100мм в траншее
- для дизелей и котлов (ПКН-2С)	вахтовой поселок Жаназол	62,4	автоцистерны
- питьевая вода	вахтовой поселок Жаназол	62,4	автоцистерны
Электроснабжение	дизель-	0,15	12V190BG3 882квт
Связь	электростанция 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)	62,4			



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Геологическая часть к проекту на бурение скв. 7764

Тип скважины: вертикальная

Географические координаты места заложения скважины:
7764 – сев.широта: 47° 53' 1,8698", вост. долгота: 57° 24' 33,5504"

Альтитуда земли – 254,92
Альтитуда ротора (предполагаемая) – 264м

Горизонт вскрытия: карбон КТ-II

Прогнозная мощность продуктивного горизонта - 199м

Кровля продуктивного горизонта на глубине 3086
Подошва продуктивного горизонта(забой) на глубине 3285м

Литология:
Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м.

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов,
глубина залегания от 5 до 906м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов,
глубина залегания от 906 до 1333м.

Нижняя пермь:
Кунгур: глубина залегания от 1333 до 1856м, каменная соль– 1333-1828м, НСТП- 1828-1856м
Сакмарско-ассельские отложения: глубина залегания от 1856 до 2363м
переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания КТ-I – 2363 - 2720м; МКТ – 2720 - 3086м;
КТ-II – 3086- 3285м. Карбонатная толща представлена биокластовыми, органогенными известняками с редким переслаиванием аргиллитов.



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. 5586 к скв. 7764 по Az 300°		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)		название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6	7
0	5		Четвертичная +Мезозойская системы	Q+Mz	субгоризонт	1,1
5	906		Пермская система			
906	1333		Верхний отдел	P ₂	20°	1,15
			Нижний отдел			
1333	1856		Кунгурский ярус	P ₁ kg	5°	1,25
1856	1998		Сакмарский ярус	P ₁ s	3°30'	1,2
1998	2363		Ассельский ярус	P ₁ as	2°	1,2
			Каменноугольная система			
			Верхний отдел			
2363	2440		Гжельский ярус	C ₃ g	2°	1,15
2440	2503	КТ- I	Касимовский ярус	C ₃ k	2°	1,2
			Средний отдел			
			Московский ярус	C ₃ m		
2503	2720		Мячковский+подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	субгоризонт	1,2
2720	3086	МКТ	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	1°30'	1,2
3086	3184	КТ-II	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	1°30'	1,2
3184	3245		Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v	1°30'	1,2
3245	3285		Башкирский ярус	C ₂ b		1,2



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	906	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	906	1333	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, кристоллические
P _{1kg} :	1333	1856	Каменная соль Ангидриты Алевриты Гипсы Аргиллиты	85 5 3 2 5	Гипсы серо-белые, серые доломиты, светло-серые гипсовые доломиты, ангидриты, алевриты. Каменная соль белая, кристаллическая, с прослойками и пропластками темно-серой аргиллитоподобной глины.



1	2	3	4	5	6
P _{1s-a}	1856	2363	Алевролиты Песчаники Аргиллиты Известняки	30 10 55 5	Алевролиты серые, известковистые, крепкие. Песчаники серые до светло-серых, разномзернистые, 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}	2363	2720	Известняки Доломиты Аргиллиты	85 8 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, алевролитистые, с включениями пирита, известковистые.
МКТ: C _{2m₂} ^{pd}	2720	3086	Аргиллиты Песчаники Алевролиты Гравелиты	60 15 20 5	Аргиллиты от светло-серых до темно-серых, алевролитистые, 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} C _{2b}	3086	3285	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 стиллолитовыми швами. Аргиллиты светло-серые – серо-зеленые, массивные, с включением глауконита.



Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфиче-с ского	Интервал, м по стволу скв.		Краткое название горной породы	Плотность см ³	Пористость %	Проницаемост ь, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой 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	5 906	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	906	1333	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}	1333	1856	Камен. соль, ангидриты, аргиллиты	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}	1856	2363	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:	2363	2720	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 ₂ m ₂ ^{pd}	2720	3086	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	3086	3285	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
Газоносность**

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание в сухом газе, моль %		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сверхсжимаемости 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 C ₂ m ₁ ^{ks}	3086	3132	порово-трещинно-кавернозный	газ, конденсат	0,32	0,52	0,7027	0,920	305	0,3176	0,7436

Примечания: данные взяты из работы «Анализ разработки месторождения Северная Трува_2019г»



Таблица 4.5

Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость Вязкость пластов. нефти мПа·с, КТ-I - 54°, КТ-II 70°	Объемный коэффициент	Коэффициент усадки, %	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации					Газосодержание, м ³ /т	Содерж. сероводорода, моль %	Содерж. углекислого газа моль %	Плотность газа поверхностных условиях, кг/м ³	К коэффициент сжимаемости, 1/Мпа	Давление насыщ в пластов условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
КТ-I C _{3g+} C _{3k}	2363	2435	трещинно-кавернозно- поровый	0,6809	0,831	0,599	1,518	39,78	30	228,1	0,52	0,23	1,050	21,9E-04	21,04
КТ-II C _{2m₁^{ks+}} C _{2m₁^v}	3132	3233		0,6537	0,8325	0,379	1,665	46,95	18,7	298,1	0,32	0,42	0,981	25,95 E-04	28,05

Примечания: данные взяты из работы «Анализ разработки месторождения Северная Трува_2019г»



Таблица 4.5

Водоносность

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 <u>мг-эквивалентной форме</u> мг/дм ³						Степень минерал и-зации, <u>мг-экв/л</u> 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	906	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	906	1333	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}	1856	2363	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)	2435	2720	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)	3233	3285	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



Таблица 4.6

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	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Kz+Mz	0	906	1,0	1,0	Данные бурения скважин: 5585, 5586 месторождения Северная Трува	анализы не проводились (сведения отсутствуют)			1,71	1,71	Техсхема разработки м-я Северная Трува	1,95	1,95	Данные бурения скважин на месторождении Северная Трува	21	Исследования МДТ (Шломберже) на скв.ЮГ-2
P ₂	906	1333	1,0	1,0					1,71	1,71		1,98	1,98		29	
P _{1kq}	1333	1856	1,1	1,18					1,89	2,2		2,05	2,05		39	
P _{1s-a}	1856	2363	1,1	1,1					1,9	1,9		2,23	2,23		48	
КТ-I	2363	2720	0,9	0,8					1,91	1,91		2,25	2,25		55	
МКТ	2720	3086	0,8	0,8					1,95	1,95		2,29	2,29		62	
КТ-II	3086	3285	0,8	0,8					1,95	1,95		2,23	2,3		65	



Таблица 4.7

**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	906	5-10	-	да	>1,1		превышение гидростатического давления над пластовым
P ₂	906	1333	10-15	-	да	>1,2		
КТ-I	2363	2720	20-40	-	да	более 1,1		
КТ-II	3086	3285	до 60		да	более 1,1		



Таблица 4.8

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			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
Kz+Mz	0	906	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,09-1,14	фильтрация не более 15см ³ /30мин	проработка, промывка скважины
P ₂	906	1333	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,14-1,15	фильтрация не более 10-12 см ³ /30мин	то же
P _{1s-a}	1856	2363	соленасыщ. раствор	1,24-1,26	фильтрация не более 8 см ³ /30мин	то же
C _{2m₂^{pd}}	2720	3086	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,10-1,12	Фильтрация менее 8см ³ /30мин	то же



Таблица 4.9

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м (по стволу)		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	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	5	6	7
КТ-I						
C ₃ q	2363	2435	нефть	0,831	нарушение технологии и параметров бурения. при превышении пластового давления над забойным	в виде пленок нефти
C ₃ q+C ₃ k+C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2435	2720	вода	1,071		увеличение водоотдачи
КТ-II						
C ₂ m ₁ ^{ks}	3086	3132	газ	0,7027*10 ⁻³		в виде пузырьков газа
C ₂ m ₁ ^{ks+v}	3132	3233	нефть	0,8325		в виде пленок нефти
C ₂ m ₁ ^v + C ₂ b	3233	3285	вода	1,055	увеличение водоотдачи	

Примечания: данные взяты из работы «Анализ разработки месторождения Северная Трува» 2019г., а также из работ ИЛ НИИ АО «СНПС-Актобемунгаз»



Таблица 4.10

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, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность г/см ³	водоотдача см ³ /30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+ Mz	0	906	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый р-р	1,09-1,14	менее 15	да	При бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей; при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	906	1333		то же	1,14-1,15	10-12	да	
P _{1s-a}	1856	2363		соленасыщенный	1,24-1,26	6-8	да	
C _{2m₂^{pd}}	2720	3086		амфотерный ионный полимерный глинистый р-р	1,10-1,12	менее 8	да	



Таблица 4.11

Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	От(верх)	До(низ)		
1	2	3	4	5
P ₁ kg	1333	1856	кавернообразование в интервалах каменной соли	за счет растворения соли

Текущие породы

Таблица 4.12

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Краткое название пород	Плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Переслаивание каменной соли и сульфатно-терригенных пород	1333	1828	в интервалах каменной соли	1,26	при плотности раствора менее предусмотренного



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
$C_3g+C_3k+C_2m_2^{mc+pd}$ $C_2m_1^{ks+v}+C_2b$	Отбор керна обычным способом не предусмотрен					P ₂ P ₁ kg P ₁ s-a КТ-I МКТ КТ-II	910 1333 1856 2363 2720 3086	1333 1856 2363 2720 3086 3285	Отбор шлама через 2м, при нефтегазопроявлении – через 1м		Отбор керна боковым грунтоносом не предусмотрен			



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	
1	2	3	от (верх)	до (низ)			6
Виды каротажа во время бурения							
БК,КНК,ГК,КВ,ПС,2ст. зонда,инклинометрия	1 : 500	910	0	910			
БК,КНК,ГК,КВ,ПС,2ст. зонда,АК,ГГКП,инклин.	1 : 500	2363	860	2363			
БК,МБК,КНК,ГК,КВ,ПС,2ст.зонда,АК,ГГКП, инклинометрия	1 : 500	3285	2313	3285			
Виды каротажа после бурения							
КТ-I:	1 : 200	2485	2363	2485	ECLIPSE		
КТ-II:							
DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	3285	3086	3285			
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200		3086	3285			
АС – АК, акустический каротаж	1 : 200		3086	3285			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200		3086	3285			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200		3086	3285			
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200		3086	3285			
SP – ПС, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации	1 : 200		3086	3285			
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200		3086	3285			
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ,ГК	1 : 500	910	0	910			
АКЦ,ГК	1 : 500	2363	710	2363			
АКЦ,ГК	1 : 500	3285	2163	3285			

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



Таблица 4.15

Работы по освоению продуктивных горизонтов 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 освоения: передвижная, стационарная	Количество режимов (штуцеров), шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при 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
КТ-II		3132	3233			колонна, цемент	стационарная	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)	1293,2	0,8325

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
наруж- ный диа- метр,м	дли- на	марка мате- риала	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

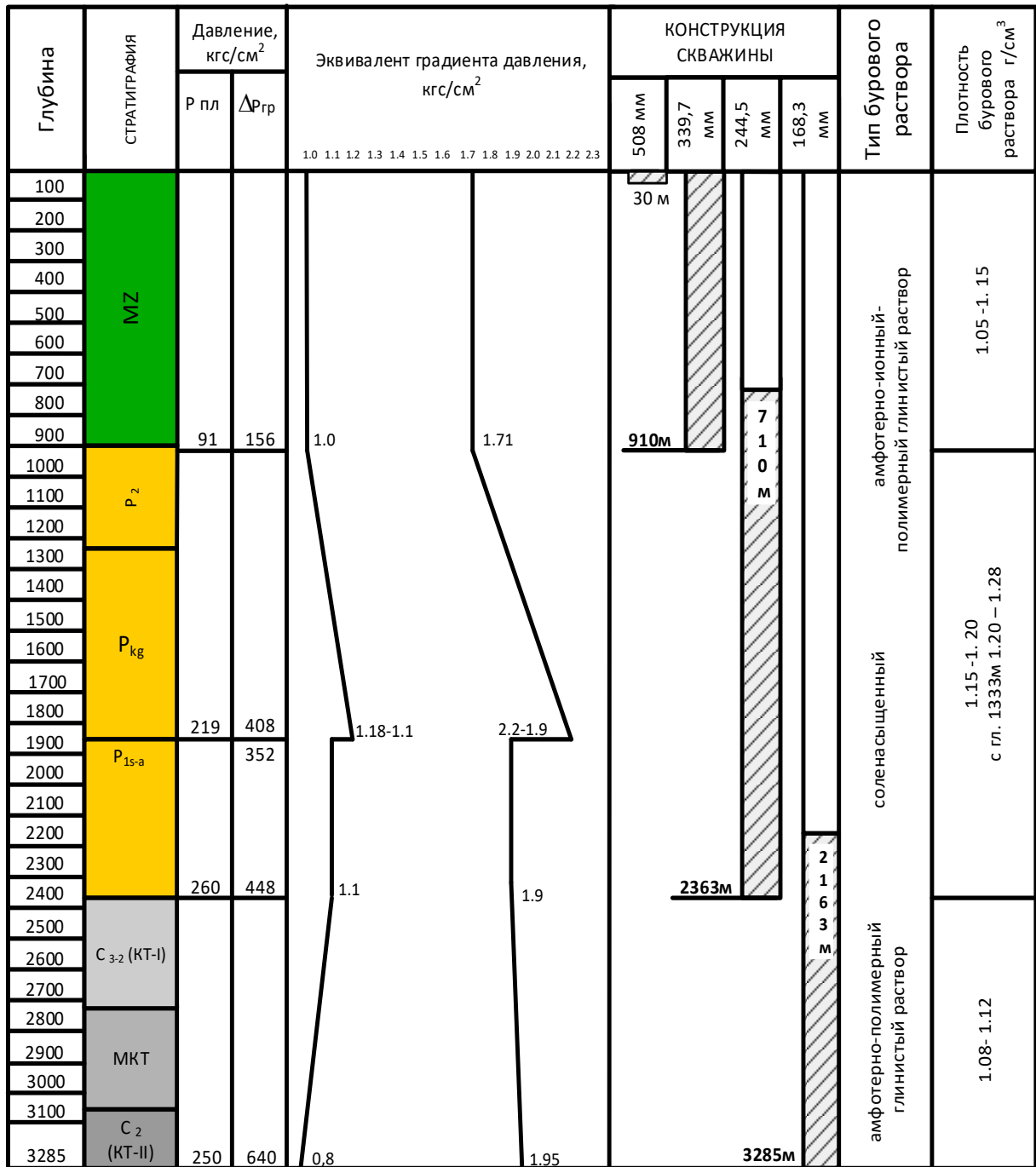


рис.5.1 График совмещенных давлений



Таблица 5.2

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 раздельно спускаемых частей колонны, штук	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно 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	0-910	444,5	0	1	1	0-910	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2363	311,2	710	1	1	0-2363	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях
4	Эксплуатационная колонна	0-3285	215,9	2163	1	1	0-3285	Разобщение нефтеносных горизонтов.



Таблица 5.3

Характеристика отдельно 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	0-910	10,92	1	1	BC	365	0-910
3	1	1	1	244,5	1283-2363	11,99	1	1	BC	269,9	1283-2363
				244,5	200-1283	11,05	1	2	BC	269,9	200-1283
				244,5	0-200	11,99	1	3	BC	269,9	0-200
4	1	1	1	168,3	0-3285	12,07	1	1	-	187,7	0-3285

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).



Таблица 5.4

**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: 0-906м 906-1333м 1856-2363м 2720-3086м
4	Содержание соли в буровом растворе перед вскрытием кунгурских отложений довести до 320 г/л.	Предупреждение кавернообразования
5	При бурении интервалов 5-906, 906-1333, 2363-2720, 3086-3285м 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 бурильной колонны.	



6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

6.1 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 осложнения.

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 осложнения.

Основные типы и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия продуктивных пластов представлены в таблице 6.1., компонентный состав бурового раствора и характеристики в таблице 6.2

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 2019г., выполненный ТОО «Timal Consulting Group», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода КТ-I - 0,52 моль%, КТ- II - 0,32 моль%.

При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятий, 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 газокаратажа.

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 патрубок планшайбы с колонной труб;

3) бурильщик при помощи допускного патрубка приподнимает колонну труб с планшайбой, а его помощники удаляют нижний элеватор;

4) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выкидной линии отвода в емкость. Задвижки на другой выкидной линии должны быть закрыты;

5) бурильщик сажает планшайбу на фланец и с помощниками закрепляет ее шпильками. Вывод кабеля герметизируют способом, применяемым на данной скважине. Ведут наблюдение за давлением в скважине;

6) бурильщик и помощники принимают меры по обвязке устья с насосом (агрегатом) и герметизации скважины;

7) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине.

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

2) бурильщик с помощниками способствует ускорению подъема приборов из скважины, герметизации скважины и сообщает ответственному лицу контроля организации об осложнении.

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

1. Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;

2. Оставление шарошек на забое;

3. Падение посторонних предметов в скважину;

4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

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

Для предупреждения слома инструмента, не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо 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 6.1

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	30-910	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	910-1333	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
	1333-2363	1,20-1,28	60-90										1,20
Амфотерно-ионно-полимерный глинистый раствор	2363-3285	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 6.2

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	11
I-II	0	910	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	910	1333	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
	1333	2363	соленасыщенный	1.20-1.28			
IV	2363	3285	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 6.4

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 0-910 м	1.05	1.15	-	-
Бурение 910-1333м	1.15	1.20	-	-
ин-л 1333-2363м	1.20	1.28	соленасыщенный	-
Бурение 2363-3285м Резервный	1.08	1.12		по необход-ти 50

Таблица 6.5

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработ-ки 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	Кальциниро-ванная сода	2.5	5	28
2	Кондуктор	Кальциниро-ванная сода	2.5	5	346
3	Промежуточная	Кальциниро-ванная сода	2.5	5	448
4	Эксплуатационная	Кальциниро-ванная сода	2.5	5	295



Таблица 6.6

**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	0,85
		SMP-2	1.7	5	0,85
3	Промежуточная	Нефть	0.86	50	10,7
		SMP-2	1.7	2	0,43
4	Эксплуатационная	Нефть	0.86	60	8,5
		Графит ГС-1	2.2	5	0,7

* Допускается применение аналогичных хим.реагентов других производителей



Таблица 6.7

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	30	910	
5. Центрифуга	LW400 x 860	1	910	2363	
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1	910	3285	
7. Дегазатор	LCN-355	1	2363	3285	



7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 7.1

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	III-660PC1	роторный	с навеса до 4	80	55	70
30	910	Бурение, проработка	III-444,5 MP1-1	роторный	6-18 4-8	90-100	50-55	80-180
910	2363	Бурение проработка	III 311,2 JEG-535	роторно-винтовой	4-8 4-8	ВЗД+60	45-60	80-140
2363	3285	Бурение проработка	III-215.9 HJ-527	роторно-винтовой	4-6 4-8	ВЗД+90	35	60-160



Таблица 7.2

Потребное количество элементов КНБК

Номер колонны в порядке	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	500	1
		Проработка	500	910	1
		Бурение			18
		Бурение			9
		Бурение			55
		Бурение			86
		Разбуривание обратного клапана и башмака	890	910	1
3	Ш 311,2 JEG-535 Ш 311,2 JEG-535 ВЗД ϕ 203 мм УБТ ϕ 203 мм КЛС ϕ 311 мм УБТ ϕ 203 мм УБТ ϕ 177.8 мм ТФ – 311,2 мм	Бурение	910	2363	2-3
		Проработка	910	2363	1
		Бурение			9
		Бурение			55
		Бурение			86
		Разбуривание обратного клапана и башмака	2343	2363	1
4	Ш-215.9 НЖ-527 ВЗД ϕ 172 мм УБТ ϕ 158.7мм КЛС ϕ 214мм УБТ ϕ 158.7мм	Бурение	2363	3285	3
		Бурение			27
		Бурение			136



Таблица 7.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	910	Бурение, спуск обсадных колонн	5 x 6
910	3285		5 x 6



Конструкция бурильных колонн

Вид технологическо й операции(бурение скважины, спуск колонны,разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допусти-мая глущина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочност и трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	нар-ужный диаметр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастаю щая 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	910	910	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	742	23,9	57,9	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	890	910												
Бурение, проработ.	910	2363	2363	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2213	71,2	99,4	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2343	2363												
Бурение, проработ.	2363	3285	3285	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3122	100,5	120,5	2,0	> 1,5



Таблица 7.5

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	коэффициент 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	910	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	63,0	180	207	0.8	60	46,5x0,8	37,0x2
910	2363	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	50	41,5x0,9	37x2
2363	3285	Бурение, проработка, промывка	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	910	бурение	80-180	90,0	7.6	22	0.8	9,1
910	2363	бурение	80-140	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2363	3285	бурение	60-160	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 СБТ	228,6 127	G-105 9,19	NC-61 3-133	18 12	5,2 0,39	5,46 0,4
Итого:							5,59	5,9
Кондуктор	0-910	УБТ УБТ УБТ СБТ	228,6 203,2 177,8 127	G-105 9,19	NC-61 NC-56 NC-50 3-133	18+9 55 86 742	7,8 12,2 14,0 23,9	8,2 12,8 14,7 25,1
Итого :							57,9	60,8
Промежуточная	0-2363	УБТ УБТ СБТ	203,2 177,8 127	G-105 9,19	NC-56 NC-50 3-133	9+55 86 2213	14,2 14,0 71,2	14,9 14,7 74,8
Итого :							99,4	104,4
Эксплуатационная	0-3285	УБТ СБТ	158,7 127	G-105 9,19	NC-50 3-133	27+136 3122	20,0 100,5	21,0 105,5
Итого :							120,5	126,5
Для работы в эксплуатационной колонне	0-3285	СБТ	88,9	G-9,35	3-102	3285	68,9	72,4
Итого:							68,9	72,4



Таблица 7.8

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	500	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16x13x13	128,1	495
500	910	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15x13x13	119,2	456
910	1333	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15x13x13	105,4	465
1333	2363	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15x13x13	130,4	245
2363	3285	бурение	1,01	0,051		15,6	2	13x11	123,4	213



8. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 8.1

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	910	0	91	157	238
3	Промежуточная колонна	1			по горному	давлению	157	
			1333	2363	160	264	270	284
			200	1333	160	264	256	270
			0	200	60	160	242	256
					0	60	при опрессовке 242	
4	Эксплуатационная	1	0	3285	0	206	320	356
							при опрессовке 320	



Таблица 8.2

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	0-910	910	82,8	86,9	339,7	BC	J-55*10,92	1,6	1,4	5,2
3	1	1283-2363	1080	75,6	79,3	244,5	BC	110T*11,99	1,8	2,3	8,9
	2	200-1283	1083	70,1	73,6	244,5	BC	L-80*11,05	1,6	1,7	3,1
	3	0-200	200	14	14,7	244,5	BC	L-80*11,99	5,4	2,0	3,0
		Итого:	2363	159,7							
4	1	0-3285	3285	154,7	162,4	168,3	-	90SS*12,07	3,8	2,4	2,4



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	5	6	7	8	9	10	11	12
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	0-910	0,6	250	910	1цикл	50
3	Промежуточная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2363	0,6	250	800 2363	1цикл 1цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2000	1	250	2000	1цикл	20
						2000-3285	0,6		3285	1цикл	20

Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков



Таблица 8.5

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер разднльно 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	157	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	242	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	65	1,00	-	320	-	1

Таблица 8.6

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	0-910	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 850 0	- 910 890 850
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2363	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 710 2303 0	- 2363 2343 2303



Продолжение таблицы 8.6								
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3285	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 2163 3225 0	- 3285 3265 3225

Таблица 8.7

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	-	-	-	-
				Тампонажная	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		-	-
				Тампонажная	94,2	1.85	15	30	150	15
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется		-	-
				Продавочная	72,8	1.15	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	95,1	1.86	-	-	210	24
				Буферная	2	1.7	-	-	-	-
				Продавочная	90,5	1.30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	32,4	1,89	-	-	240	24
				Буферная	2	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	54,3	1,12	-	-	-	-
Примечание : Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



Таблица 8.8

**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 ПЦТ-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 ПЦТ-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 ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,28 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор ПЦТ-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 8.9

**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	127	130	43
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		242	242	FN35x35 2FZ 35x35		комплект	350		
2	Эксплуатационная Колонная головка		320	320	ОКК2-35- x168x245x340К2					
3	Фонтанная арматура				АФК6-80/65x35К2		комплект	350		



9. 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 9.1

Основные сведения по освоению скважины

№ п/п	ПОКАЗАТЕЛИ	ОСВОЕНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	(КТ- II)
2	Интервал, по стволу (вертикали)	3086-3285
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 9.2

**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, т/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 - 3086	73	SM90SS	7,01	11,4	2486	28,1	>1,15	>1,3
		Итого:					3086	36,1		
<p>Примечание : Глубина спуска НКТ будет уточняться в процессе работ. При изменении глубины спуска НКТ составляется контрольный расчет и согласуется с заказчиком.</p>										



Таблица 9.3

Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количес тва вызвов	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 цементировочной техники				
	-первичная перфорация ЦА-400	1		2,8	
	Работа спец.техники при СКО 2 раза	1		5,6	
	ЦА-400	1		5,6	



Таблица 9.4

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	10,3
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: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 3285 + 30 = 67,9 \text{ м}^3$ Расход хлористого кальция: $67,9 \times 0.153 = 10,3 \text{ т}$ 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 			



10. 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 10.2

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	910	ЦА-400М	1	157
				1	10
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	2363	ЦА-400М	1	242
				1	60
Эксплуатационная	Обсадная колонна Устьевое оборудование Бур.трубы	3285	ЦА-400М	1	320
					320
					300



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

Таблица 11.1

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 11.3

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 11.4

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 вибросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ППБ НГО 30.12.2014г. №355)
2	Переносные газосигнализаторы HS-82, Япония	2.0	



12. 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.

Таблица 12.1

Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами, позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда, пожарной безопасности работающих. Каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.
2	Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - 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 бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород . 8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительной – монтажных работах в бурении. 9. Методические рекомендации по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.
3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда : <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора .



	<ol style="list-style-type: none">2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников .3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад .4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.
4	<p>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 .
5	<p>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	Учитывая 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/м ³ (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



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				



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 6)



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

Таблица 13.1.

№ 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	XY-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

Потребность в технической воде									
Расчетная потребность в технической воде м ³ /сут	Объем запасных емкостей для воды м ³	Необходимо ли (да нет)		Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	Строить водопровод	Наименование	Месторождение	Рабочий расход м ³ /ч	Расстояние до буровой	Длина, м	Диаметр, мм
72 При бурении 43 При подготовительных работах Общий расход воды: 43x2+72x70+ =5126м ³	100	да	-	Сква жина	В пределах буровой	До 3,6	0,15	160	100
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 4,5x1,3x92=538,2м ³ /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			Масла кг/сут		Смазки кг/сут	наименование	расстояние до буровой, км
	Топлива, м ³ /сут		Летний период					
1	2	3		4	5	6	7	8
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	62,4	
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	III 660 PC1	шт	1				1		
14	III 444.5 мм MP1-1	шт	2				2		
15	III 311,2мм JEG-535	шт	3-4				3-4		
16	III 215.9мм HJ-527	шт	3				3		
17	СБТ 127 x 9.19 G-105	м	3122				3087		
18	J55-508 x 11.13	т	4,2				4,2		
19	J55-339.7 x 10.92	т	82,8				82,8		
20	110Т-244,5x11.99мм	т	75,6				75,6		
21	L-80-244,5x11.05мм	т	70,1				70,1		



22	L-80 -244,5x11.99мм	т	14,0				14,0		
23	90SS-168,3x12,09мм	т	156,4				156,4		
24	СБТ 89 x 9.35 мм	т	68,9				68,9		
25	88,9 x 6.45 SM 90 SSU	т	8						8
26	73 x 7,01 SM90SS	т	28,1						28,1
27	ПЦТ-марки G	т	312				312		
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				25		
32	Башмак БК-245	шт	1				1		
33	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1				1		
34	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	50				60		
35	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	68				38		
36	Башмак БК-168	шт	1				1		
37	ЦКОД-168		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

