

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство скважин
№ 953, H588, 975, 3368, 5198, 5197 месторождения Жанажол

Актобе
2021

Состав исполнителей

Директор Чжан Сяньцунь Чжан Сяньцунь

Заместитель директора Г.С. Нурғалиева Г.С. Нурғалиева

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

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

Инженер I категорий
Отдела разработки Ж.К. Лепесова Ж.К. Лепесова

Инженер ОТБид Л.Т. Альжанов Л.Т. Альжанов

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 №953, Н588, 975, 3368, 5193, 5197 месторождения Жанажол
Месторождение – Жанажол
Цель бурения и назначение скважин - эксплуатационные

Главный инженер проекта


« 15 » 12 2021г

2021



Реферат

Групповой техникий проект на строительство скважин 953, Н588, 975, 3368, 5193, 5197 месторождения Жанажол разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно распоряжения и в соответствии с «Проектом разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол» 2019г.

Проект состоит из –244 страниц
Табличные данные – 73
Рисунков –3
Приложения –8

Нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол в тектоническом отношении относится к Жанажольской ступени, расположенной на восточной бортовой части Прикаспийской впадины. В административном отношении находится в Мугоджарском районе Актюбинской области РК в 240 км к югу от г. Актобе, между Мугоджарскими горами и долиной реки Эмба.

Месторождение Жанажол разрабатывается согласно принятому третьему варианту разработки «Проекта разработки месторождения Жанажол», утвержденного Комитетом геологии и недропользования МИР РК (письмо №12-03-1991-И от 13.05.2019г.)

Разрез проектируемой скважины представлен следующими породами:
Кайнозой (Q+N): песчано-глинистые отложения.
Мезозой (K+J+T₁): переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов.
Верхняя Пермь (P₂): переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.
Нижняя Пермь (P₁):
Кунгур (P₁kg): каменная соль, в верхней и нижней сульфатно-терригенных пачках – переслаивание ангидритов с аргиллитами, в разрезе прогнозируются интервалы текучих глин (25м).
Сакмарский, ассельский ярусы (P_{1s-a}): переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.
Карбон (C_{3g} – C_{2b}): Карбонатная толща КТ-I в разрезе проектных скважин представлена гжельским и касимовским ярусами верхнего карбона, мячковско-подольским горизонтом верхнемосковского яруса среднего отдела карбона. В литологическом плане толща сложена переслаиванием темных аргиллитов и светло-серых доломитов, сульфатно-доломитовых, глинистых известняков, биоморфно-детритовых известняков.
Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта верхнемосковского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками.
Толща КТ-II представлена отложениями каширского, верейского горизонтов нижнемосковского яруса. В литологическом плане толща представлена микритовыми, биогермно-обломочными известняками, прослоями мелкозернистыми, плотными, крепкими и доломитами светлыми, мелкокристаллическими. Горизонт вскрытия: каменноугольные отложения нижнего карбона (КТ-II).

Проектируемые скважины имеют схожую литологи-стратиграфическую характеристику. На этом основании принято решение о составлении группового проекта.

Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины 3368

Цель бурения и назначение скважины – эксплуатационная
Проектный горизонт – КТ-I, КТ-II.



Раздел I. Общая пояснительная записка



Основные проектные данные

Наименование	Значение
1	2
1. Номер скважины, строящейся по данному проекту	953, Н588, 975, 3368, 5193, 5197
2. Площадь (месторождение)	Жанажол
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Цель бурения и назначения скважины	Эксплуатационные
5. Проектный горизонт	КТ-I, КТ-II
По скважине 3368	
6. Проектная глубина, м. по стволу по вертикали	3905 3905
7. Вид скважины	вертикальная
8. Глубина по вертикали кровли толщи КТ-II, м	3802
9. Способ бурения	роторно-винтовой
10. Вид привода	ДВС
11. Вид монтажа (первичный, повторный)	первичный
12. Тип буровой установки	ZJ-45, ZJ-50, ZJ-70
13. Тип вышки	JJ 315/145, JJ 450/45K ₅
14. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
15. Максимальная масса колонны, тн:	
Обсадной	185,9
Бурильной	163,5
16. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут	122
монтаж, демонтаж	20
подготовительные работы к бурению	2
бурение и крепление	100
17. Проектная скорость бурения, м/ст. есс	1173



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	1200	0	1200
Промежуточная	244.5	0	2486	0	2486
Эксплуатационная	168.3	0	3905	0	3905



2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п/п	Название документа (проект геолого- разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол» 2019г.
2	«О разработке ПСД» - распоряжение 7Г - 49 от 28.09.2020г. на проектирование скважины №953, Н588, 975, 3368, 5193, 5197 на месторождении Жанажол 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)	Жанажол
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Мугалжарский
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1983
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 450/45K ₅	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 - для дизелей и котлов (ПКН-2С) - питьевая вода	скважина на воду вахтовой поселок Жанажол вахтовой поселок Жанажол	0.15 22 22	водопровод ф100мм в траншее автоцистерны автоцистерны
Электроснабжение	дизель-электростанция	0.15	12V190BG3 882квт
Связь	радиостанция	непосредственно	«kenwood», транковая
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	20	Авто



Таблица 3.5

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	назва- ние	Расстоян ие до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе - Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	Жанажол – скв №5197 (с гравийной отсыпкой)	6,6			



4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Геологическая часть к проекту на бурение скв. 3368

Тип скважины – эксплуатационная

Цель бурения: получение промышленных притоков нефти из отложений КТ- II

Альтитуда земли – 249,42

Предполагаемая альтитуда ротора - 256м

Проектная глубина – 3905 м

Проектный горизонт забоя – КТ-II

Прогнозные мощности основных целевых горизонтов: КТ- II– 103м

Исследовательские работы при бурении:

1. с глубины 1200м до забоя отбор шлама через 2м, при нефтегазопроявлении – через 1м;
2. геофизические исследования скважины:
 - КВ,ПР,ГК,НГК,ПС , 2ст.зонда, в масштабе 1:500 в интервале 0-1200м
 - КВ,ПР,ГК,НГК,ПС , 2ст.зонда, в масштабе 1:500 в интервале 1150-2486м
 - КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, 2ст.зонда, АК, ГГКП в масштабе 1:500 в интервале 2435-3905м
 - по основному горизонту КТ- II в интервалах 3802-3905м – системой ECLIPS 5700 - DLL-БК, MSFL-МБК, АС-АК, CNL-КНК, ZDL-литолого-плотностной каротаж, GR-ГК, SP-ПС, САЛ-КВ в масштабе 1:200
 - инклинометрия по всей глубине через 20м;
3. каротаж по контролю за качеством цементирования скважины:
 - интервал 0-1200- АКЦ 1:500
 - интервал 1000-2486- АКЦ 1:500
 - интервал 2040-3905- АКЦ 1:500

Требования при проведении работ:

1. координаты забоя скважины - допускаются изменения в радиусе < 50м
2. противовыбросовое оборудование



Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1

Глубина залегания по стволу скважины, м		Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пласта по подошве, град. (Az 63° в направлении от скв. 3706 к скв. 3364)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6
0	5	Четвертичная+неогеновая системы	Q+N		
5	498	Меловая система	K	2°	1,1
498	724	Юрская система	J	2°	1,1
724	974	Триасовая система	T ₁	2°	1,1
		Пермская система			
974	2086	Верхний отдел	P ₂	10°	1,15
		Нижний отдел			
2086	2486	Кунгурский ярус	P ₁ kg	субгоризонт	1,25
2486	2585	Сакмарский ярус	P ₁ s	субгоризонт	1,15
2585	2946	Ассельский ярус	P ₁ a	субгоризонт	1,15
		Каменноугольная система			
		Верхний отдел			
2946	3052	Гжельский ярус	C ₃ g	субгоризонт	1,2
3052	3124	Касимовский ярус	C ₃ k	субгоризонт	1,2
		Средний отдел			
		Московский ярус	C ₂ m		
3124	3573	Мячковский+подольский горизонты	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	субгоризонт	1,2
3573	3802	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	субгоризонт	1,2
3802	3874	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	1°	1,2
3874	3905	Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v		1,2



Литологическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.2

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q+N	0	5	Суглинки	100	Суглинки, местами с галькой песчаника и мергеля
K	5	498	Пески Глины Мергели Песчаники	40 25 20 15	Пески серые, разномерные, полимиктовые Глины серые и зеленовато-серые, мергелистые, алевролитистые. Мергели беловато-серые, плотные Песчаники серые, мелкозернистые
J	498	724	Глины Пески Песчаники	50 30 20	Глины серые, плотные, слоистые Пески серые, разномерные, полимиктовые Песчаники серые, мелкозернистые
T ₁	724	974	Глины Алевролиты Песчаники	50 35 15	Глины серые, слюдяные, алевролитистые Алевролиты среднезернистые, глинистые Песчаники кварцево-слюдяные, среднезернистые
P ₂	974	2086	Глины Песчаники Алевролиты Ангидриты	65 15 15 5	Глины темно-серые, плотные, известковистые, местами красноцветные. Песчаники пестроцветные, мелкозернистые, известковистые, полимиктовые. Алевролиты серые тонкослоистые. Ангидриты серые массивные, крепкие.
P ₁ kq	2086	2486	Каменная соль	85	Каменная соль белая, кристаллическая. В подошве и кровле
ВСТП	2086	2106	Ангидриты	7	ангидриты серые, плотные, массивные с прослоями ар-
Соль	2106	2476	Аргиллиты	3	гиллитов. В разрезе соли прогнозируются интервалы
НСТП	2476	2486			текучих монтмориллонитовых глин общей мощностью 25м.



Групповой технический проект на строительство скважин месторождения Жанажол

1	2	3	4	5	6
Глины текучие (h- 25м)	2240 2362 2373 2397 2416	2242 2368 2380 2403 2420	Глины	5	
P _{1s}	2486	2585	Аргиллиты Алевролиты	75 25	Аргиллиты серые, местами темно-серые, плотные, слоистые. Алевролиты серые, глинистые.
P _{1as}	2585	2946	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	55 25 20	Аргиллиты с пропластками алевролитов и песчаника. Аргиллиты и алевролиты аналогичные вышеописанным. Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, крупнозернистые.
C _{3g}	2946	3052	Известняки Доломиты Аргиллиты	40 28 32	Известняки светло-серые, органогенные, кавернозные, местами глинистые и трещинноватые. Трещины заполнены битумом. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные. Аргиллиты темно-серые
C _{3k}	3052	3124	Известняки Доломиты Аргиллиты	75 15 10	Известняки серые, микрокристаллические, доломитизированные, пористо-кавернозные. Доломиты светло-серые. Аргиллиты темно-серые, плотные, слоистые.
C _{2m₂^{mc+pd}}	3124	3573	Известняки Аргиллиты Доломиты	80 10 10	Известняки светло-серые, органогенные, трещинноватые, кавернозные, с прослоями аргиллитов и доломитов. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные.
C _{2m₂^{pd}}	3573	3802	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	50 30 20	Аргиллиты зеленовато-серые, плотные, песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, алевролиты серые, слоистые.



Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
$C_2m_1^{ks}$	3802	3874	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещиноватые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные.
$C_2m_1^v$	3874	3905	Известняки Аргиллиты	90 10	Породы аналогичны вышеописанным



Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность пород	Твердость кгс/мм ²	Расслоенность пород	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	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+N К	0 5	5 498	Суглинки Пески, глины, мергели, песчаники	2,1 1,98-2	20 - 40	0,01-2	10- 95	3- 15	0,5	III	25-30 5- 2330	1-2 1-3	I I-VII	мягкая	0,30 0,17- 0,45	0,1-3
J	498	724	Глины, пески, песчаники	2,1	15 - 35	0,01-1,5	10- 90	3- 15	0,5	III	10-50	3	I-V	то же	0,25- 0,45	0,1-3,9
T ₁	724	974	Глины, алевролиты песчаники	2,2	12 - 25	0,05-1	10- 90	5- 15	0,5 -1	III	70- 100	1-3	IV,V, X	средняя	0,17- 0,45	0,1- 3,9
P ₂	974	2086	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	то же	0,17- 0,45	0,1-5,4
P ₁ kq ВСТП соль НСТП	2086 2086 2106 2476	2486 2106 2476 2486	Каменная соль, ангидриты, аргиллиты глины текуч	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



Групповой технический проект на строительство скважин месторождения Жанажол

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P _{1s}	2486	2585	Аргиллиты, алевролиты	2,4	4-5	0,0001-0,05	10-80	15	1-3	III	30-150	2	V-VII	крепкие	0,1-0,3	0,1-3,0
P _{1a}	2585	2946	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	2,41	4-50	0,0001-1,5	5-80	10-35	1-3	II-III	40-120	1-2	III-VII	средняя	0,17-0,30	0,1-3,9
C _{3q}	2946	3052	Доломиты известняки, аргиллиты,	2,5	10-15	0,0001-0,1	5-80	10-80	1-3	II-III	50-150	1-4	II-III	то же	0,15-0,35	0,1-3,2
C _{3k}	3052	3124	Известняки, доломиты аргиллиты	2,5	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
C _{2m₂^{mc+pd}}	3124	3802	Аргиллиты, алевролиты, песчаники, доломиты	2,51	10-15	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
C _{2m₁^{ks}} C _{2m₁^v}	3802 3874	3874 3905	Известняки, аргиллиты	2,53	10-15	0,001-0,3	5-80	9-84	1-3	II-III	75-150	4	III	то же	0,1-0,33	0,6-4,2



Нефтегазоносность по разрезу скважины

Нефтеносность

Таблица 4.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость			Параметры растворенного газа				Коэффициент сжимаемости нефти, 1/Мпа	Давление насыщения нефти в пластовых условиях, МПа
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Пластовой нефти, мПа·с при 20°С, мм ² /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина, % по весу	Газосодержание, м ³ /т		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C ₂ m ₁ ^{ks}	3802	3862	порово-трещинно-кавернозный	0,6504	0,8195	$\frac{0,237}{6,36}$	0,88	7,7	279	1,34	0,38	0,743	27,8E-4	28

Примечания: данные взяты из работы «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол_2019г»



Водоносность

Таблица 4.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скважины м	Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды, мг/дм ³						Общая минера ли- зация, г/дм ³	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый ХЛМ – хлормagneзиевый, ХЛК – хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
						анионы			катионы					
						НСО ₃ ⁻	Сl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ + K ⁺			
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q+K	0 - 498	поровый	1,0	17,2-250	-	169	689,9	715,2	200	187,8	268,8	2,22	ГКН	Да
J	498-724	то же	1,02	до 800	-	1,4	1042,8	32,8	93,96	13,44	969,69	2154,1	ХЛК	Нет
T ₁	724-974	то же	1,04	до 500	-	2,0	3482,1	37,2	78,7	52,8	3387	7039,8	ХЛК	Нет
P ₂	974-2086	то же	1,05	до 150	-	1,7	1441	58,7	175,8	99,4	1222	2988,6	ХЛК	Нет
P _{1s-a}	2486-2946	поровый	1,13	до 300	-	10	286,5	50,4	39,3	5,2	302	693,4	СФН	Нет
C _{3g+} C _{3k+} C _{2m₂^{mc+pd}}	2946-3573	порово- трещинно- кавернозный	1,064	до 100	-	1194	54673	2331	5382	1900	25966	91,55	ХЛК	Нет
C _{2m₁^{ks}} +C _{2m₁^v}	3862-3905	то же	1,056	до 100	-	785	48251	880	6044,7	810,1	23261	80	ХЛК	Нет

Примечание: водоносность дана без учета непроницаемых пластов

Данные взяты из работы «Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол_2019г»



Давление и температура по разрезу скважины

Таблица 4.6

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
Q+N+K	0	498	1,0	1,0	Данные бурения скважин 3706, 3366, 3705	анализы не проводились (сведения отсутствуют)			1,68	1,68	Проект разработки м/р Жанажол, 2019г.	1,95	1,95	Проект разработки м/р Жанажол	10	Проект разработки м/р Жанажол, 2019г.
J+ T ₁	498	974	1,0	1,0					1,74	1,74		1,98	1,98		19	
P ₂	974	2086	1,0	1,15					1,89	1,89		2,05	2,05		42	
P ₁ kq	2086	2486	1,25	1,25					1,95	2,23		2,23	2,23		50	
P ₁ s-a	2486	2946	1,0	1,0					1,9	1,9		2,24	2,24		59	
C ₃ q+	2946	3573	1,0	0,9					1,91	1,91		2,25	2,25		71	
C ₃ k+																
C ₂ m ₂ ^{mc+pd}																
C ₂ m ₂ ^{pd}	3573	3802	0,9	0,8	1,95	1,95	2,29	2,29	76							
C ₂ m ₁ ^{ks+}	3802	3905	0,8	0,7	1,95	1,95	2,23	2,23	78							



Таблица 4.7

**Возможные осложнения по разрезу скважины,
поглощения 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 м)		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
К	5	35	5-10	-	да	>1,12		превышение гидростатического давления над пластовым
C _{3q} + C _{3k} + C _{2m₂} ^{mc+pd}	2946	3573	20-40	-	да	>1,1		
C _{2m₁} ^{ks-v}	3802	3905	до 60	-	да	>1,1		



Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			Время до начала осложнения, сут	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)	
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость			
1	2	3	4	5	6	7	8	
Mz	0	974	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	фильтрация не более 10см ³ /30мин	10	проработка, промывка скважины	
P ₂	974	2086		1,12-1,17	фильтрация не более 5-7 см ³ /30мин	15		то же
P _{1S-a}	2486	2946		1,12-1,15	фильтрация не более 4-6 см ³ /30мин	15		то же
C _{2m₂^{pd}}	3573	3802		1,12	фильтрация менее 5см ³ /30мин	15		то же



Таблица 4.9

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность в пластовых условиях (газ-кг/м ³ , нефть-г/см ³ , вода- г/см ³)	Плотность в поверхностных условиях (газ-кг/м ³ , нефть-г/см ³ , вода- 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	8
КТ-II: C ₂ m ₁ ^{ks} +C ₂ m ₁ ^v	3802	3862	нефть	0,6504	0,8195	при снижении Рзаб над Рпл	перелив воды, увеличение водоотдачи, пузырьки газа, в виде пленок нефти, снижение удельного веса



Таблица 4.10

Прихватопасные 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	Смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+T ₁	0	974	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	менее 10	НУ-202,203	да	при бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей; при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	974	2086		амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,12-1,17	5-7	то же	да	
P ₁ kq глины текучие монтморил- лонитовые (h-25м)	2240	2242	вследствии сужения ствола скважины	соленасыщенный	до 1,98	менее 10	то же	да	
	2362	2368							
	2373	2380							
	2397	2403							
2416	2420								
P ₁ s-a	2486	2946	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,12-1,15	4-6	то же	да	
C ₂ m ₂ ^{pd}	3573	3802	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,12	менее 5	то же	да	



Текущие породы

Таблица 4.11

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
P ₁ kg	2086	2486	каменная соль	1,35	при плотности раствора менее предусмотренного
ВСТП	2086	2106			
Соль	2106	2476			
Глины текущие	2240	2242	до 1,98		
	2362	2368			
	2373	2380			
	2397	2403			
	2416	2420			
НСТП	2476	2486			

Прочие возможные осложнения

Таблица 4.12

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения, желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P ₁ kg (в интервалах каменной соли)	2086	2486	кавернообразование	за счет растворения солей.



**Исследовательские работы
Отбор керна, шлама**

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 керна, м	Тип бокового керноотборника	Количество образцов пород, шт	Примечание
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
			отбор керна не предусмотрен			при бурении- $C_3g - C_2m_2^{mc+pd}$	шлама 2946	отбор 3573	3					
						при наличии $C_2m_1^{ks-v}$	3802	3905	3					
						$C_3g - C_2m_2^{mc+pd}$	2946	3573	1					
						$C_2m_1^{ks-v}$	3802	3905	1					
							признаков нефти:				отбор керна боковым керноотборником не предусмотрен			



Геофизические исследования

Таблица 4.14

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	
			от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	1200	0	1200			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,АК, ГГПК, 2ст. зонда, инкл.	1 : 500	2486	1150	2486			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, АК, ГГПК, 2ст. зонда, инкл.	1 : 500	3905	2435	3905			
Виды каротажа после бурения							
КТ-II: DLL, MSFL, AC, CNL, ZDL, GR, SP, CAL					ECLIPSE		
DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	3905	3802	3905			
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200		3802	3905			
AC – АК, акустический каротаж	1 : 200		3802	3905			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200		3802	3905			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200		3802	3905			
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200		3802	3905			
SP – ПС, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации	1 : 200		3802	3905			
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200		3802	3905			
	1 : 200		3802	3905			
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ, ГК	1 : 500	1200	0	1200			
АКЦ, ГК	1 : 500	2040	1000	2476			
АКЦ, ГК	1 : 500	3905	2040	3905			

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



Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкций продуктивного забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II	1	3802	3862			колонна, цемент	стационарная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)		

Примечание: 1. Интервал перфорации определяется после проведения геофизических исследований

2. Плотность раствора при перфорации корректируется геологической службой АО «СНПС-АМГ».



5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления и шурфа

Характеристика трубы					ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
508.0 244.5	30 18	J-55 Д	11.13 10.0	4.2 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).



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	0-1200	444,5	0	1	1	0-1200	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2486	311,2	1000	1	1	0-2486	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях.
4	Эксплуатационная колонна	0-3905	215,9	2040	1	1	0-3905	Разобшение нефтеносных горизонтов.



Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части										
	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м	Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб каждой одноразмерной части				
							Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения ,м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	508	0-30	11,13	1	1	BC	533	0-30
2	1	1	1	339,7	0-1200	10,92	1	1	BC	365	0-1200
3	1	1	1	244,5	2036-2486	11,99	1	1	BC	269,9	2036-2486
				244,5	200-2036	11,05	1	2	BC	269,9	200-2036
				244,5	0-200	11,99	1	3	BC	269,9	0-200
4	1	1	1	168,3	0-3905	12,07	1	1	SEAL-LOCK APEX	187,7	0-3905



**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: 0-974м 974-2086м 2240-2242м 2362-2368м 2373-2380м 2397-2403м 2416-2420м 2486-2946м 3573-3802м
4	Содержание соли в буровом растворе перед вскрытием кунгурских отложений довести до 320 г/л.	Предупреждение кавернообразования
5	При бурении интервалов 5-35, 2946-3573, 3802-3905м 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

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 противодавление на пласт, поддерживать стабильность ствола скважины и до минимума уменьшить вероятность осложнения.

При прохождении первых 50м продуктивного горизонта, в буровой раствор добавляются 2-3% кислоторастворимого временно блокирующего агента ZD-1 и 2-3% нефтерастворимого временного блокирующего агента EP, а в дальнейшем по 1 тонне на каждые 100м проходки, строго контролируется 5% содержание ингибитора KCl в растворе, бурение в зоне возможных обвалов (осыпей) осуществлять с промывкой химически обработанным буровым раствором, имеющим максимально возможно высокую плотность, избегать значительных колебаний плотности бурового раствора.

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 жесткий 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 Жанажол 2019г, выполненный ТОО «Timal Consulting Group», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода 1,34 моль%, перед вскрытием пластов с флюидами, на весь период их вскрытия устанавливается станция геолого-технических исследований (ГТИ). При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятия, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантировано. 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 «Инструкции действия членов вахты при ГНВП», в которой предусматриваются следующие основные работы:

- при обнаружении ГНВП необходимо принять меры по герметизации устья скважины;
- герметизацию устья скважины производить в строгой последовательности, согласно утвержденной инструкции по ликвидации ГНВП;
- действия членов вахты определяются процессом работы, ведущейся на скважине:
 - а/ ГНВП в процессе бурения или промывки скважины;
 - б/ ГНВП при полностью извлеченной из скважины бурильной колонны и геофизических исследованиях;
 - в/ ГНВП при спуско-подъемных операциях;
 - г/ ГНВП при спуске и ОЗЦ обсадных колонн.
- промывочную жидкость при ГНВП следует утяжелять до прекращения проявлений; удельный вес ее должен соответствовать плану работ по ликвидации ГНВП.
- если невозможно дегазировать буровой раствор, циркулирующий в скважине, то весь объем полностью заменяется.
- при снижении плотности бурового раствора из-за поступления в него значительных количеств нефти необходимо раствор заменить свежим, так как удалить нефть из раствора практически невозможно.
- если после герметизации устья скважины при ГНВП избыточное давление под плашками превентора возрастает до недопустимых величин или появления грифонов, угрожающих разрушением скважины, следует попытаться частично сбрасывать давление скважины через выкидные линии с одновременной усиленной закачкой в бурильные трубы утяжеленного раствора.
- если во время выброса герметизировать устье скважины невозможно, а также при возникновении открытого газового или нефтяного фонтана, необходимо удалить всех людей из зоны поражения и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти.
- газонефтяную смесь пустить по одному из отводов превентора в газовый сепаратор.

Работы по ликвидации открытого фонтана производятся по специальным планам.

5. Требования по взрывопожаробезопасности и взрывозащите

6. Специальные требования и мероприятия по вскрытию пластов,

содержащих сероводород, осуществляются согласно действующей Инструкции:

- Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на территории буровой должны располагаться с учётом рельефа местности и направления господствующих ветров.
- Буровая вышка должна устанавливаться, обеспечивая свободное размещение противовыбросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвышечного пространства.



Групповой технический проект на строительство скважин месторождения Жанажол

- Перед спуском в скважину обсадные и насосно-компрессорные трубы, которые будут работать в сероводородной среде, должны быть подвергнуты 100% контролю (опрессовка, калибровка, шаблонирование).

- Химические реагенты нейтрализации сероводорода в составе промывочной жидкости, должны отвечать следующим требованиям:

- полностью нейтрализовать сероводород, не ухудшая качества промывочной жидкости,
- не быть токсичным,
- реакция с сероводородом должна носить необратимый характер.

- К работе на объектах, где возможно содержание сероводорода до 6,0 %, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие специальное обучение, знающие признаки появления сероводорода, его вредное воздействие и умеющие оказывать первую помощь при отравлении. Они должны подвергаться медицинскому контролю при приёме на работу, а в дальнейшем периодическому осмотру.

- Перечень мест отбора и замера утверждается руководителем.

- Контроль воздушной среды должен производиться по утвержденному графику, результаты замеров должны заноситься в специальный журнал.

- При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК необходимо принять меры в соответствии с действующей Инструкцией.

- Перед вскрытием сероводородсодержащих пластов комиссия предприятия должна провести обследование буровой и составить акт о её готовности. При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность, дальнейшие работы должны быть прекращены.

- Обработать промывочную жидкость реагентом для нейтрализации сероводорода из расчета ожидаемой концентрации его в промывочной жидкости, обеспечить буровую запасом этих реагентов.

- Провести дополнительный инструктаж и тренировочные занятия по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и ИТР, осуществляющими бурение.

- Вскрытие пласта и освоение скважины должны осуществляться под непосредственным руководством бурового мастера или ответственного инженерно-технического работника.

- Между членами вахты, а также между другими исполнителями работ должно быть установлено наблюдение для своевременного обнаружения признаков возможного отравления в случае выделения сероводорода.

- В процессе бурения необходимо систематически определять концентрацию водородных ионов в промывочной жидкости (РН), уменьшение которой может указать на увеличение притока сероводорода из пласта.

- Параметры промывочной жидкости должны быть определены после введения нейтрализатора. Не допускается отклонение параметров промывочной жидкости от указанных в геолого-техническом наряде.

- Если после обработки промывочной жидкости концентрация сероводорода продолжает повышаться, промывочную жидкость необходимо утяжелить. Изменение параметров промывочной жидкости в этих случаях должно производиться по решению главного инженера предприятия.

- Перед проведением работ по установке цементных мостов, ванны, спуску колонны и т.д. при вскрытии пластов, содержащих сероводород, промывочная жидкость должна быть обработана нейтрализаторами.

- Шлам (осадок), извлечённый при очистке промывочной жидкости, приемных и запасных ёмкостей желобной системы, содержащих сероводород, необходимо отвести в специальную ёмкость, заполненный нейтрализующим раствором.



- Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн необходимо применять специальные соединения труб и уплотнительные смазки.

- Противовыбросовое оборудование, бурильные трубы и трубопроводы, находившиеся в контакте с сероводородной средой, перед использованием их на другой скважине должны быть опрессованы.

- При обнаружении сероводорода руководитель работ (мастер, бурильщик) должны подать сигнал тревоги.

7. Прогноз возможных аварийных ситуаций, мероприятия по их предотвращению и ликвидации.

Для предупреждения нефтегазопроявлений, аварий с бурильной колонной, водопроявлений, прихватов, частичных поглощений или полной потери циркуляции и других аварий и осложнений необходимо строго руководствоваться разделом 14 ЕТП, а также соблюдать предусмотренные там правила ликвидации.

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 с выдачей руководителю работ результатов и рекомендаций по приведению параметров раствора к указанным в проекте.

- при прохождении продуктивных или газовых пластов, в которых давление ожидается выше гидростатического, на буровой создается запас бурового раствора.

- параметры бурового раствора, находящегося в запасных емкостях соответствуют параметрам рабочего бурового раствора.



Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал ,м	Параметры бурового раствора													
		Плотность , г/см ³	Условная вязкость,сек	Водоотдача , мл	СНС, Па		Коэффициент трения	Корка,мм	Содержание песка	Содержание твердой фазы, %	рН	Минерализация, г/л	AV, МПа.с	PV , Па	Плотность до утяжеления,г/см ³
					1	10									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Амфотерно – полимерный раствор	0-30	1,05-1,10	38-45	< 10	0-2	1-4	-	<1,0	-	-	-	-	-	-	-
Амфотерно – полимерный раствор	30-1200	1,05-1,15	38-45	< 10	0-2	1-4	< 0,15	<1-0,6	< 0,8	-	7-8	35-45	10-16	3-7	1,05
Амфотерно – сульфатный раствор соленасыщенный текущие глины	1200-2086	1,16-1,20	45-60	≤ 9	1-2	5-10	< 0,12	<0,6	< 0,5	< 15	7,5-8,5	25-30	12-25	6-15	1,14
	2086-2240	1,20-1,35	60-90	≤ 6	1-3	3-15	< 0,12	<0,6	< 0,5	< 35	7,5-8,5	25-40	25-60	6-15	1,20
	2240-2486	1,35-1,98													
Амфотерно-полимерный раствор	2486-3905	1,08-1,12	45-60	≤ 7-5	0,5-2	1-5	< 0,12	<0,5	< 0,5	<35	9-10	40-50	15-25	7-10	1,10



Таблица 6.2.

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала-ла	Интервал, м		Название раствора	Плотность раство-ра	Смена рас-ра для бур. интерв.	Название компонента	Концентрация, %			
	от (верх)	До (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8			
I-II	0	1200	амфотерный полимерный раствор	1.05-1.15	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	4-5 0,1 0,1 0,3 0-0,1			
III	1200	2086	Амфотерный сульфатный раствор	1.16-1.20	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	4-5,5 0,2-0,3 0,1-0,2 0,3 0-0,1			
		2086	2240	соленасыщенный				1.20-1.35	PAC-LV PAC-RL	0,2-0,3 0-0,1
		2240	2486	текучие глины				1.35-1.98	SMP-2 NaCL	2 31,13
IV	2486	3905	амфотерный полимерный раствор	1.08-1.12	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL ZD-1 EP-1 KCL	5 0,05-0,1 0,1-0,2 0,3 0,2-0,3 0,1-0,2 3 2 5			



Таблица 6..3

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

№	Наименование	Тип	Ед. изм-я	Норма расхода		
				Под кондуктор	Под тех. колонну	Под экс. колонну
1	2	3	4	5	6	7
1	Структурообразователь	Бентонит	кг/м ³	40-50	40-55	50
2	Регулятор рН	NaOH	кг/м ³	1,0	2,0-3,0	1,0-2,0
3	Контроль жесткости	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	1,0	1,0-2,0	0,5-1,0
4	Флокулянт	FA-367	кг/м ³	3,0	3,0	3,0
5	Разжижитель	XY-27	кг/м ³	0-1,0	0-1,0	-
6	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-LV	кг/м ³	-	2,0-3,0	2,0-3,0
7	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	0-1,0	1,0-2,0
8	Стабилизатор	SMP-2	кг/м ³	-	20,0	20
9	Кольматант	EP-1	кг/м ³			20
10	Барит	BaSO ₄	кг/м ³	По необходимости		
11	Кольматант	ZD	кг/м ³	-		30,0
12	Минерализатор	NaCl	кг/м ³	-	311,3	-
13	Ингибитор	KCl	кг/м ³	-	-	50,0



Таблица 6.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см ³		расхода барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-1200 м	1.05	1.15	-	-
Бурение 1200-2086м	1.16	1.20	-	-
ин-л 2086-2240м	1.20	1.35	соленасыщенный	по необходимости
ин-л 2240-2486м	1.35	1.98	соленасыщенный	по необходимости
Бурение 2486- 3905м	1.08	1.12		-
Резервный				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 обработки раствора	Плотность компонента, г/см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Кальцинированная сода	2.5	5	28
2	Кондуктор	Кальцинированная сода	2.5	5	456
3	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	472
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	312



Таблица 6.6

**Потребность компонентов для обработки бурового раствора
при спуске обсадных колонн**

Номер колонны в поряд-ке 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	56
2	Кондуктор	Графит ГС-1 Крахмал КМЦ-500	2.2 - 1.7	5 10 5	1,1 2,2 1,1
3	Промежуточная	Нефть КМЦ-500	0.86 1.7	50 2	11,3 0,4
4	Эксплуатационная	Нефть Графит ГС-1	0.86 2.2	60 5	10,1 0,8

* Допускается применение хим.реагентов других производств аналогичной характеристикой.



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	1200	
5. Центрифуга	LW400 x 860	1	1200	2486	
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1	2486	3905	
7. Дегазатор	LCN-355	1	3802	3905	



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	Ш-660 РС1	роторный	с навеса до 4	80	45	110
30	1200	Бурение, проработка	Ш-444,5 МР-1	роторный	4-8 4-8	60-105	55-60	55-90
1200	2486	Бурение проработка	Ш-311,2 НЖ-537, JEG-535 Ш-311,2 НЖ-537, JEG-535	роторно-винтовой	4-12 6-8	ВЗД+30-60 60	37-50	130-185
2486	3905	Бурение Проработка	Ш-215,9 НЖТ-517J	роторно-винтовой	6-12 6-8	ВЗД+55 55	30-32	120-170



Таблица 7.2

Потребное количество элементов КНБК

Номер колонны в порядке спуска	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	III-660 PC1 УБТ ф 228,6мм ТФ 444.5 мм	Бурение	0	30	1
		Бурение		18	18
2	III-444.5мм MP-1 III-444.5мм MP-1 УБТ ф228.6мм КЛС 444.5 мм УБТ ф228.6мм УБТ ф 203.2мм УБТ ф 177.8мм ТФ-311.2мм	Разбуривание обратного клапана и башмака	20	30	1
		Бурение	30	800	2
		Бурение	800	1200	1
		Бурение			18
		Бурение			8
		Бурение			53
		Бурение			79
		Разбуривание обратного клапана и башмака	1180	1200	1
		Бурение	1200	2486	3-4
		Проработка	1200	2486	1
3	III-311.2 мм JEG-535 III-311.2мм JEG-535 ВЗД Ø 203мм КЛС 311.2 мм MWD Ø 203мм Нем. УБТ Ø 203мм УБТ Ø 203мм УБТ Ø 178мм	Бурение			9
		Бурение			27
		Бурение			53



продолжение таблицы 7.2					
1	2	3	4	5	6
4	ТФ-215.9мм Ш-215.9 мм НТТ-517J ВЗД Ø172 мм КЛС 215,9 мм MWD Ø168мм Нем.УБТ Ø158,8мм УБТ Ø158,8 мм ТБТ Ø127 мм	Разбуривание обратного клапана и башмака Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение	2466 2486	2486 3905	1 4-5 9 53 240



Таблица 7.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	2486	Бурение, спуск обсадных колонн	5 x 6
2486	3905		5 x 6



Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции(бурение скважины, спуск колонны,разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	нар-ужный диаметр метр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	30	30	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	12	0,4	5,6		
Бурение, проработка	30	1200	1200	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	1042	33,5	35,2	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	1180	1200												
Бурение, проработ.	1200	2486	2486	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2397	77,2	93,8	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2466	2486												
Бурение, проработ.	2486	3905	3905	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3603	116	163,5	2,0	> 1,5



Режим работы буровых насосов

Интервал ,м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от(верх)	до(низ)				коэффициент использован. гидравличес. мощности	Ø цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	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	1200	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	63,0	180	207	0.8	60	46,5x0,8	37,0x2
1200	2486	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	50	41,5x0,9	37x2
2486	3905	Бурение, проработка, промывка	F-1300	1	52,0 65	150 170	268 207	0.9 0,9	55 50	32,32x0,9 41,5x0,9	29,0 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	110	90,0	3.6	0,8	0,2	23,2
30	1200	бурение	55-90	90,0	7.6	22	0.8	9,1
1200	2486	бурение	130-185	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2486	3905	бурение	120-170	100,0	3.4	17,0	7.0	26,3



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

Название обсадной колонны	Интервал ,м	Характеристика бурильных труб, УБТ				Длина труб на интервале , м	Масса труб, т		
		Тип (шифр)	Наружный диаметр	Марка материала (группа прочности) Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения (резьба)		Теоретическая	С нормативным запасом	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Направление	0-30	УБТ	228,6	G-105 9,19	NC-61	18	5,1	5,4	
		СБТ	127			12	0,4	0,42	
Итого:							5,5	5,8	
Кондуктор	0-1200	УБТ	228,6	G-105 9,19	NC-61	26	7,5	7,9	
		УБТ	203,2			NC-56	53	11,8	12,4
		УБТ	177,8			NC-50	79	12,8	13,4
		СБТ	127				1042	33,5	35,2
Итого :						65,6	68,9		
Промежуточная	0-2486	УБТн/м	203,2	G-105 9,19	NC-56	9	2	2,1	
		УБТ	203,2			NC-56	27	6	6,3
		УБТ	177,8			NC-50	53	8,6	9
		СБТ	127				2397	77,2	81,1
Итого :						93,8	98,5		
Эксплуатационная	0-3905	УБТн/м	158,8	G-105 9,19	NC-46	9	1,4	1,5	
		УБТ	158,8			NC-46	53	16,6	17,4
		ТБТ	127			NC-46	240	29,5	31
		СБТ	127				3603	116	121,8
Итого :						163,5	171,7		
Для работы в эксплуатационной колонне	0-3905	СБТ	89	G 9,35	NC-31	3905	83,9	88,1	
Итого:							83,9	88,1	



Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральной отверстии 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	600	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16x13x13	128,1	495
600	1200	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15x13x13	119,2	456
1200	2086	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15x13x13	105,4	465
2086	2486	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15x13x13	130,4	245
2486	3905	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	1200	0	120	164 При опрессовке 164	283
3	Промежуточная колонна	1			по горному 209	давлению 261		
			2036	2486	209	261	298	305
			200	2036	50	209	292	298
			0	200	0	50	280	292
							при опрессовке 280	
4	Эксплуатационная	1	0	3905	0	32	320 при опрессовке 320	419



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	SEAL-LOCK APEX	90SS	12.07	Да



Таблица 8.3

Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб	Интервал установки равнопрочной секции, м	Длина секции, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Характеристика обсадной трубы			Коэффициенты запаса прочности при		
						Номинальный наружный диаметр, мм	Код типа соединения	Марка материала труб Толщина стенок, мм	Избыточное давление наружном	внутреннем	растяжении
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-30	30	4,8	4,8	508	BC	J-55*11,13	8,95	3,46	41,94
2	1	0-1200	1200	109,2	109,2	339,7	BC	J-55*10,92	1,2	1,3	4
3	1	2036-2486	450	21,5	21,5	244,5	BC	110T*11,99	1,9	2,1	21,5
	2	200-2036	1836	119	140,5	244,5	BC	L-80*11,05	1,0	1,4	2,8
	3	0-200	200	14,0	154,5	244,5	BC	L-80*11,99	6,6	1,5	2,8
		Итого:		2486	154,5	154,5					
4	1	0-3905	3905	185,9	185,9	168,3	SEAL-LOCK APEX	90SS*12,07	4,4	2,4	2,0



Суммарная масса обсадных труб

Характеристика трубы		Масса труб с заданной характеристикой, т	
код типа соединения	условное обозначение трубы	теоретическая	с нормативным запасом 5%
1	2	3	4
BC	508 x 11.13мм J-55, стандарт АНИ	4,8	5,04
BC	339.7 x 10.92мм J-55 ,стандарт АНИ	109,2	114,7
BC	244.5 x 11.99 мм 110Т, АНИ	31,5	33,1
BC	244.5 x 11.05мм L-80, АНИ	119	124,9
BC	244.5 x 11.99мм L-80, АНИ	14,0	14,7
SEAL-LOCK APEX	168.3 x 12.07мм 90SS, АНИ	185,9	192,5



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	0-1200	0,6	250	50	1цикл	50
3	Промежуточная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2486	0,6	250	2486	1цикл 1цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2486	1	250	2000	1цикл	20
						2486-3905	0,6		3905	1цикл	20



Таблица 8.6

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см 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	164	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	280	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	68	1,00	-	320	-	1

Таблица 8.7

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	10	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	- 0 25 0	- 30 30 25
2	Кондуктор	Прямой	1	0-1200	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 1140 0	- 1200 1180 1140



Продолжение таблицы 8.7								
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2486	20	Буферная тампоная буферная продавочная	- 1000 2426 0	- 2486 2466 2400
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3905	20	Буферная тампоная буферная продавочная	- 2000 3845 0	- 3905 3885 3845

Таблица 8.8

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		Характеристика жидкости (раствора)						
		Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название	Объем порции, м ³	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость, сП	Динамическая напряжение сдвига, мГс/см ²	Время начала схватывания, мин	Время, ОЗЦ, ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	4	1,0	-	-	-	-
				Тампоная	9,4	1,8	Не регламентируется		120	16
				Буферная	2	1,0	15	30	-	-
				Продавочная	5,0	1,15	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	3	1,0	Не регламентируется		-	-
				Тампоная	112,8	1,85	15	30	150	15
				Буферная	2	1,0	Не регламентируется		-	-
				Продавочная	95,7	1,15	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется		-	-
				Тампоная	87,8	1,86	-	-	210	24
				Буферная	2	1,7	-	-	-	-
				Продавочная	97,3	1,30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется		-	-
				Тампоная	47,1	1,89	-	-	240	24
				Буферная	2	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	65,4	1,12	-	-	-	-

Примечание : Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.



**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 Тампоная	Вода ПЦТ-Марка- G Вода CaCl ₂	1,0 3,15 1,0 2,5
2	Кондуктор	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампоная	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 Тампоная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,30 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампоная	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.



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

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление d= 508 мм	Кондуктор d=339,7мм	Техническая d=244,5мм	Эксплуата- ционная d=168,3 мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки G, т	12	153	119	64
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,ОСТ, ТУ,МУ и т.д. на изготовление	Количес- 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		280	280	FN35x35 2FZ 35x35		комплект	350		
2	Эксплуатационная Колонная головка Фонтанная арматура		320	320	ОКК2-35- x168x245x340К2 АФК6-80/65x35К2 (пр-во КНР)		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) добывными 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 добывным 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.

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.

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.

Освоение скважины должно производиться по типовым или индивидуальным планам с целью определения гидродинамических характеристик пласта и оптимального режима эксплуатации или нагнетания рабочего агента.

Работы по освоению и испытанию скважин начинаются при наличии акта о готовности скважины к выполнению этих работ и обеспечении следующих условий:

1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;

2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;

3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья сепаратора и емкостей не допускается;

4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.



Таблица 9.1

Основные сведения по освоению скважины

№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	ОСВОЕНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	КТ-II
2	Интервал, по вертикали	3802-3905
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	Тип	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, 1м/кг			Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-3802	88,9	SEAL-LOCK APEX	SM90SSU	6,45	13,2	3802	50,2	>1,15	>1,3

Примечание : Глубина спуска НКТ будет уточняться в процессе работ.
При изменении глубины спуска НКТ составляется контрольный расчет и согласуется с заказчиком.



Таблица 9.3

Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

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



Таблица 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	11,5
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 : 1. При освоении скважины на продуктивность проектируется применять раствор хлористого кальция. Расход раствора: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 3905 + 30 = 75,1 \text{ м}^3$ Расход хлористого кальция: $75,1 \times 0.153 = 11,5 \text{ т}$ При согласовании с геологической отделом АО «СНПС-Актотобемунайгаз» при освоении скважины на продуктивность допускается применять и другие растворы, в частности буровой раствор, оставшиеся после бурения под эксплуатационную колонну и запасной буровой раствор.</p> <p>2. Для СКО предусматривается применять нефть. Расход нефти для двух СКО $50 \times 2 = 100 \text{ т}$</p> <p>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</p>			



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 10.2

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	1200	ЦА-400М	1	164
	Башмак Цем. кольцо			1	10
Промежуточная	Обсадная колонна	2486	ЦА-400М	1	280
	Башмак Цем. кольцо			1	60
Эксплуатационная	Обсадная колонна	3905	ЦА-400М	1	320
	Устьевое оборудование				320
	Бур.трубы				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 срезающим 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)



Таблица 11.2

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 -1 шт.,у выбросит -1шт., насосная –2шт., приемных емкостей – 2 шт., жилой комплекс –1шт. (ТПБ РК п.1231)
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 прерентера.

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.

4. Предупреждение газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов (стр.38 настоящего проекта)

Для использования в практической деятельности, а также для обучения буровых бригад и ИТР методам предупреждения и ликвидации ГНВП и открытых фонтанов необходимо применять «Методику глушения скважин при газонефтепроявлении», Закон РК о гражданской защите от 08.04.2016 г. №188-V.



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	<p>Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъёмных операций в бурении. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении 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	<p>Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора . 2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников . 3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад . 4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на



5	<p>строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности:</p> <ol style="list-style-type: none">1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355.2. Правила пожарной безопасности в нефтегазодобывающей промышленности . <p>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: углеводов, 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	7.4	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
3	ВТС	8.2	Тип резьбы высокогерметичные
4	SEAL-LOCK АРЕХ	8.2	Тип резьбы высокогерметичные
5	ПЦТ-1-100	8.10	Портландцемент тампонажный
6	ПЦТ- марки G	8.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°С
7	2FZ 35-35	8.11	Превентор плащечный гидравлический
8	FN35-35	8.11	Превентор универсальный гидравлический
9	FA 367	6.3	Коллоидный защитный реагент
10	XY-27	6.3	Реагент для снижения вязкости
11	JT-888	6.3	Реагент для снижения водоотдачи
12	ZD	6.3	Закупоривающий материал
13	EP	6.3	Реагент структурообразователь
14	NaOH	6.3	Реагент для повышения pH
15	SMP	6.3	Реагент для снижения водоотдачи
16	PAC-LV	6.3	Стабилизирующий реагент



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: $43 \times 2 + 72 \times 100 = 7286 \text{ м}^3$	100	да	-	Скважина	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 04.01.02-2009) Водоснабжения и наружные сети и сооружения $4,5 \times 1,3 \times 122 = 713,7 \text{ м}^3$				



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	Зимний период					
1	2	3	4	5	6	7	8	
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	6,6	
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				
				подготовительн ые работы к строи-тельству	СМР	бурение и крепление	освоение	
							в процессе бурения	вэкспл. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Бентонит	кг/м ³	143			143		
2	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	3,2			3,2		
3	NaOH	кг/м ³	5			5		
4	FA 367	кг/м ³	9,0			9,0		
5	XY-27	кг/м ³	1,5			1,5		
6	EP	кг/м ³	10,0			10,0		
7	SMP-2	кг/м ³	20,0			20,0		
8	PAC-LV	кг/м ³	5,0			5,0		
9	PAC-RL	кг/м ³	2,0			2,0		
10	ZD	кг/м ³	15,0			15,0		
11	NaCL	кг/м ³	155,6			155,6		
12	KCL	кг/м ³	25,0			25,0		
13	Барит	кг/м ³	по необх.			по необх.		
14	III 660 PC1	шт	1			1		
15	III 444.5 мм MP-1	шт	3			3		
16	III 311,2мм JEG-535	шт	3-4			3-4		
17	III 215.9мм HJT-517J	шт	4-5			4-5		
18	СБТ 127 х 9.19 G-105	м	3603			3603		
19	J55-508 х 11.13	т	4,2			4,2		
20	J55-339.7 х 10.92	т	109,2			109,2		
21	110Т-244,5х11.99мм	т	31,5			31,5		
22	L-80-244,5х11.05мм	т	119			119		
23	L-80 -244,5х11.99мм	т	14			14		
24	90SS -177,8х12.65мм	т	185,9			185,9		



Групповой технический проект на строительство скважин месторождения Жанажол

25	СБТ 89 х 9.35	т	83,9					83,9
26	88,9 х 6.45 SM90SS	т	50,2					50,2
27	ПЦТ-марки G	т	348			348		
28	Башмак БК-508	шт	1			1		
29	Башмак БК-340	шт	1			1		
30	Обратный клапан ЦКОД -340	шт	1			1		
31	Центраторы ЦЦ-340/394	шт	33			33		
32	Башмак БК-245	шт	1			1		
33	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1			1		
34	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	54			54		
35	Центраторы ЦЦ-168	шт	77			77		
36	Башмак БК-168	шт	1			1		
37	Обратный клапан ЦКОД-168	шт	1			1		
38								
39								



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	Пункты следования по маршруту	Расстояние между пунктами, км	Вид транспорта (наземный, морской)	Наземные пути	
							Тип дороги	Вид транспортного средства
1	2	3	4	5	6	7	8	9
База ТОО «КБК-Великая стена»	г.Актобе	1	312	Кандагач-Темир	90	Наземный	Асфальтированная грунтовая	Автомобиль
«Актобе мунай сервис»	г.Актобе	2	312	Кандагач-Темир	90	То же	То же	То же
База ПТО иК	Жанажол	3	222	Темир-Кандагач	70	То же	То же	То же
«Актобе мунай сервис»	Кенкияк	4	45	Кенкияк - Жанажол	45	То же	То же	То же
Щебзавод	Берчогурский	5	120	Кенкияк - Жанажол	-	То же	То же	То же
ИП и каротажная партия	Жанажол	6	45	Жанажол	45	То же	То же	То же
НГДУ «ОН»	г. Кандагач	7	222	Темир-Жанажол	130	То же	То же	То же

