

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство скважин
№№963, 976, 5184, 5186, 955, 959, 5154, 5194, 2678, 956, 938,
5185, 957, 5196, Н978, Н979, 5156, 2630, 2631 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

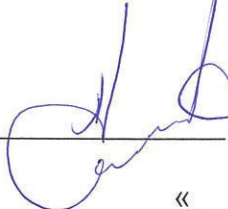
Инженер I категорий
Отдела разработки Ж.К. Лепесова Ж.К. Лепесова

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 963, 976, 5184, 5186, 955, 959, 5154, 5194, 2678, 956, 938, 5185, 957, 5196, Н978, Н979, 5156, 2630, 2631 месторождения Жанажол
Месторождение – Жанажол
Цель бурения и назначение скважин - эксплуатационные

Главный инженер проекта


« 20 » 12 2021г

2021



Реферат

Групповой технический проект на строительство скважин 963, 976, 5184, 5186, 955, 959, 5154, 5194, 2678, 956, 938, 5185, 957, 5196, Н978, Н979, 5156, 2630, 2631 месторождения Жанажол разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно распоряжения и в соответствии с «Проектом разработки нефтегазо-конденсатного месторождения Жанажол» 2019г.

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, открытое в 1978 году, является крупным месторождением со сложным геологическим строением. Залежи приурочены к двум карбонатным толщам КТ-I и КТ-II.

По состоянию на 15.09.1985г были подсчитаны и утверждены ГКЗ СССР запасы нефти, газа, конденсата и попутных компонентов по нижней карбонатной толще КТ-II. На основе этих запасов в 1983 и 1986 годах были составлены технологические схемы, согласно которым залежи пачек “Б” и “В” введены в разработку в 1983-1984гг, залежи пачек “А” и “Дюг” – в 1986г, пачки “Дсевер” и “Г” – в 1988-1989 гг.

В 2010г выполнен «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол» и утвержден ГКЗ РК (протокол №978-10-У от 18.10.2010г). На основе утвержденных запасов составлен «Проект разработки месторождения Жанажол», (протокол №132 Заседания Рабочей группы от 27.04.2011г).

В 2019г выполнен «Проект разработки месторождения Жанажол». (протокол №13/7 от 12-13.09.2019.) В рамках проекта представлены и утверждены технологические показатели разработки месторождения. Согласно проекту месторождение Жанажол разрабатывается по третьему варианту разработки.

С целью достижения утвержденных КИН, в проекте разработки предусмотрено: использование существующих низкоэффективных скважин путем перевода их на другие вышележащие объекты для эффективного, рационального использования существующего фонда скважин, бурение дополнительного фонда скважин с целью полного охвата размещением скважин по площади нефтеносности в пределах эффективных продуктивных толщин; для повышения эффективности заводнения в нефтяной части и повышения коэффициента охвата заводнением перевод некоторых добывающих скважин под нагнетание воды.

Месторождение по разрезу делится на толщи КТ-I и КТ-II и соответственно на 9 объектов разработки - по толще КТ-I: I объект разработки – пачка А; II – пачка Б; III – пачка Всеv; IV – пачка Вюг. По толще КТ-II: V объект разработки – пачка Гсев; VI – пачка Гюг; VII – пачка Дсев; VIII – пачка Дв юг; IX – пачка Дн юг.

На месторождении Жанажол КТ-II является основной толщей по содержанию НИЗ нефти, где содержатся 66,5% от общих начальных извлекаемых запасов месторождения.

Разрез проектируемых скважин 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 проектируемых скважин возможны интервалы пластичных глин.

Сакмарский, ассельский ярусы (P₁s-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 и башкирским ярусом. В литологическом плане толща представлена микритовыми, биогермно-обломочными известняками, прослоями мелкозернистыми, плотными, крепкими и доломитами светлыми, мелкокристаллическими. Горизонт вскрытия: каменноугольные отложения башкирского яруса среднего карбона (КТ-II).

Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины 5184.

№ скв.	5184	
Целевая пачка	Дюг	
Альтитуда земли, м	178,8	
Предполагаемая альтитуда ротора, м	188	
Азимут направления бурения, градус	251°	
Общее отклонение, м	426	
Стратиграфия	Глубина залегания по подошве пласта, м	
	К	423
	J	544
	T ₁	850
	P ₂	2070
	P ₁ kq	2363
	ВСТП	2098
	Глины текучие	2291-2305
	Соль	2328
	НСТП	2363
кровля КТ-I	P ₁ s	2434
	P ₁ a	2563
	C ₃ q	2688
	C ₃ k	2752
	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	3030
кровля КТ-II	C ₂ m ₂ ^{pd}	3418 (tvd 3381)
	C ₂ m ₁ ^{ks}	3530 (tvd 3472)
	C ₂ m ₁ ^v	3660 (tvd 3578)
	C ₂ b	3920 (tvd 3790)

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



Раздел I. Общая пояснительная записка



Основные проектные данные

Таблица 1.1

Наименование	Значение						
1	2						
1. Номер скважины, строящейся по данному Проекту	963, 976, 5184, 5186, 955, 959, 5154, 5194, 2678, 956, 938, 5185, 957, 5196, Н978, Н979, 5156, 2630, 2631						
2. Площадь (месторождение)	Жанажол						
3. Цель бурения и назначения скважины	эксплуатационная						
4. Проектный горизонт	КТ-I, КТ- II						
По скважине 5184							
5. Проектная глубина, по стволу, по вертикали	3920 3790						
6. Вид скважины	наклонно-направленная						
7. Тип профиля	3 участковый						
8. Глубина по вертикали кровли толщи КТ- II, м	3381						
9. Азимут, максимальный зенитный угол, град. отклонение от вертикали, м.	<table border="1"> <thead> <tr> <th>азимут</th> <th>зенит. угол</th> <th>откл.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>251</td> <td>35,41</td> <td>425</td> </tr> </tbody> </table>	азимут	зенит. угол	откл.	251	35,41	425
азимут	зенит. угол	откл.					
251	35,41	425					
10.Способ бурения	роторно-винтовой						
11.Вид привода	ДВС						
12.Тип буровой установки	ZJ –45, ZJ – 50, ZJ-70 (из наличия)						
13.Тип вышки	JJ 315/145 К, JJ 450/45К ₅						
14.Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет						
15.Максимальная масса колонны, тн:							
Обсадной	186,6						
Бурильной	152,2						
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. мес	1176						



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	900	0	900
Промежуточная	244,5	0	2363	0	2363
Эксплуатационная	168,3	0	3790	0	3920



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 – 47 от 02.07.2021г., на проектирование скважин №963, 976, 5184, 5186, 955, 959, 5154, 5194, 2678, 956, 938, 5185, 957, 5196, Н978, Н979, 5156, 2630, 2631 месторождения 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 450/45К 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 (ПKN-2С) - питьевая вода	скважина на воду вахтовой поселок Жанажол вахтовой поселок Жанажол	0.15 17 17	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

Сведения о подъездных путях

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 – ВП Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	ВП Жанажол – буровая (с гравийной отсыпкой)	17			



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

к проекту на бурение скв. 5184

№ скв: 5184

Тип скважины: наклонно-направленная.

Географические координаты места заложения скважины:

Сев. широта: $48^{\circ}17'20,5577''$, вост. долгота $57^{\circ}22'11,5674''$

Отклонение ствола от вертикали – 426м.

Альтитуда земли – 178,8м.

Предполагаемая альтитуда ротора 188м

Азимут направления бурения 251°

Проектный забой- 3790м (tvd).

Горизонт вскрытия: карбон (КТ-II: пачка Дю).

Прогнозная мощность продуктивного горизонта (КТ-II) - 409м.

Кровля продуктивного пласта на глубине 3381м (tvd).

Подошва продуктивного пласта (забой) на глубине 3790м (tvd).

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м.

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов, глубина залегания от 5 до 850м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов, глубина залегания от 850 до 2070м.

Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 2070м до 2363м; соль – 2098-2328, НСТП – 2328-2363.

Текущие монтмориллонитовые глины- 2291-2305м.

Сакмарский и ассельский ярусы: глубина залегания от 2363м до 2563м; переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания (вертикальная) КТ-I – 2563-3030м; МКТ– 3030-3381м;

КТ-II – 3381-3790м. Карбонатная толща представлена биокластовыми, органогенными известняками с редким переслаиванием аргиллитов.



Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1

Глубина залегания по стволу скважины, м		Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пласта по подошве, град. (Az 263° в направлении от скв. 5119 к скв. 5184)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	7
0	5	Четвертичная+неогеновая системы	Q+N		
5	423	Меловая система	K	субгоризонт	1,1
423	544	Юрская система	J	субгоризонт	1,1
544	850	Триасовая система	T ₁	субгоризонт	1,1
		Пермская система			
850	2070	Верхний отдел	P ₂	7°	1,15
		Нижний отдел			
2070	2363	Кунгурский ярус	P ₁ kg	субгоризонт	1,25
2363	2434	Сакмарский ярус	P ₁ s	субгоризонт	1,15
2434	2563	Ассельский ярус	P ₁ a	3°	1,15
		Каменноугольная система			
		Верхний отдел			
2563	2688	Гжельский ярус	C ₃ g	4°	1,2
2688	2752	Касимовский ярус	C ₃ k	3°	1,2
		Средний отдел			
		Московский ярус	C ₂ m		
2752	3030	Мячковский+подольский горизонты	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	3°	1,2
3030	3418 (tvd 3381)	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	3°	1,2
3418	3530 (tvd 3472)	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	3°	1,2
3530	3660 (tvd 3578)	Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v	3°	1,2
3660	3920 (tvd 3790)	Башкирский ярус	C ₂ b		1,2



Литологическая характеристика разреза скважины

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	423	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	423	544	Глины Пески Песчаники	50 30 20	Глины серые, плотные, слоистые Пески серые, разномерные, полимиктовые Песчаники серые, мелкозернистые
T ₁	544	850	Глины Алевролиты Песчаники	50 35 15	Глины серые, слюдяные, алевролитистые Алевролиты среднезернистые, глинистые Песчаники кварцево-слюдяные, среднезернистые
P ₂	850	2070	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.



Групповой технический проект на строительство скважин месторождения Жанажол

1	2	3	4	5	6
P ₁ kq	2070	2363	Каменная соль	75	Каменная соль белая, кристаллическая. В подошве и кровле –ангидриты серые, плотные, массивные с прослоями аргиллитов. В разрезе прогнозируются глины текучие зеленые монтмориллонитовые.
ВСТП	2070	2098	Ангидриты	15	
соль	2098	2328	Аргиллиты	5	
НСТП	2328	2363	Глины	5	
глины текучие	2291	2305			
P ₁ s	2363	2434	Аргиллиты	75	Аргиллиты серые, местами темно-серые, плотные, слоистые. Алевролиты серые, глинистые. Аргиллиты с пропластками алевролитов и песчаника. Аргиллиты и алевролиты аналогичные вышеописанным. Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, крупнозернистые.
P ₁ as	2434	2563	Алевролиты	25	
			Аргиллиты	55	
			Алевролиты	25	
			Песчаники	20	
C ₃ g	2563	2688	Известняки	40	Известняки светло-серые, органогенные, кавернозные, местами глинистые и трещинноватые. Трещины заполнены битумом. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные. Аргиллиты темно-серые
			Доломиты	28	
			Аргиллиты	32	
C ₃ k	2688	2752	Известняки	75	Известняки серые, микрокристаллические, доломитизированные, пористо-кавернозные. Доломиты светло-серые. Аргиллиты темно-серые, плотные, слоистые.
			Доломиты	15	
			Аргиллиты	10	
C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2752	3030	Известняки	80	Известняки светло-серые, органогенные, трещинноватые, кавернозные, с прослоями аргиллитов и доломитов. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные.
			Аргиллиты	10	
			Доломиты	10	
C ₂ m ₂ ^{pd}	3030	3418 (tvd 3381)	Аргиллиты	50	Аргиллиты зеленовато-серые, плотные, песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, алевролиты серые, слоистые.
			Песчаники	30	
			Алевролиты	20	



1	2	3	4	5	6
$C_2m_1^{ks}$	3418	3530 (tvd 3472)	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещиноватые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные.
$C_2m_1^v$	3530	3660 (tvd 3578)	Известняки Аргиллиты	90 10	Породы аналогичны вышеописанным
C_2b	3660	3920 (tvd 3790)	Известняки Аргиллиты	90 10	Породы аналогичны вышеописанным



Таблица 4.3

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	5 423	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	423	544	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	544	850	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	850	2070	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	2070 2070 2098 2328	2363 2098 2328 2363	Каменная соль, ангидриты, Аргиллиты	2,3	1-5	0,0001	5-90	1- 15	10 0	III	30- 100	3	I-II	мягкая, средняя	0,25- 0,45	0,1-3,9



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}	2363	2434	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}	2434	2563	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}	2563	2688	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}	2688	2752	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}}	2752	3418	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} C _{2b}	3418 (в.3381) 3530 3660	3530 (в.3472) 3660 (в.3578) 3920 (в.3790)	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

Газоносность

Таблица 4.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, моль %		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Плотность газа (газовая шапка), кг/м ³		Плотность конденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа			В пластовых условиях	В стандартных условиях	В пластовых условиях	В стандартных условиях	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-I: C _{3q} +C _{3k} +C _{2m₂} ^{mc+pd}	2563	2748	порово-трещинно-кавернозный	газ	1,13	0,31	0,8275	0,874	0,3244*10 ⁻³	0,8275	0,9382	0,7703	11,5-61

Примечания: данные взяты из работы «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Жанажол 2020г»



Нефтеносность

Таблица 4.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вязкость пластовой нефти, мПа·с при 20°С, мм ² /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина % по весу	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Газосодержание, м ³ /т	Содерж. сероводорода, моль %	Содерж. углекислого газа моль %	Относительная по воздуху плотность газа	К коэффициент сжимаемости, 1/МПа	Давление насыщ в пластов условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2748	2845	порово-трещинно-кавернозный	0,6574	0,8166	$\frac{0,346}{6,39}$	0,8	6,1	241,7	1,14	0,52	0,724	20,9E-4	26,4
C ₂ m ₁ ^{ks} + C ₂ m ₁ ^v + C ₂ b	3418 (в.3381)	3905 (в.3777)		0,7189	0,8429	$\frac{0,344}{6,36}$	0,9	7,3	285,6	1,11	1,12	0,748	16,4E-4	29,8

Примечания: данные взяты из работы «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Жанажол 2020г»



Водоносность

Таблица 4.6

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 - 423	поровый	1,0	17,2-250	-	169	689,9	715,2	200	187,8	268,8	2,22	ГКН	Да
J	423-544	то же	1,02	до 800	-	1,4	1042,8	32,8	93,96	13,44	969,69	2154,1	ХЛК	Нет
T ₁	544-850	то же	1,04	до 500	-	2,0	3482,1	37,2	78,7	52,8	3387	7039,8	ХЛК	Нет
P ₂	850-2070	то же	1,05	до 150	-	1,7	1441	58,7	175,8	99,4	1222	2988,6	ХЛК	Нет
P _{1s-a}	2363-2563	поровый	1,13	до 300	-	10	286,5	50,4	39,3	5,2	302	693,4	СФН	Нет
C _{2m2} ^{mc+pd}	2845-3030	порово- трещинно-	1,064	до 100	-	1194	54673	2331	5382	1900	25966	91,55	ХЛК	Нет
C _{2b}	3905-3920 (в. 3777- 3790)	кавернозный 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 «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Жанажол 2020г»



Давление и температура по разрезу скважины

Таблица 4.7

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			°C	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	423	1,0	1,0	Данные бурения скважин Н5119, Н5121, 5162 анализы не проводились (сведения отсутствуют)				1,68	1,68	Проект разработки месторождения Жанажол	1,95	1,95	Проект разработки месторождения Жанажол	10	Проект разработки м. Жанажол
J+ T ₁	423	850	1,0	1,0		1,74	1,74	1,98	1,98	20						
P ₂	850	2070	1,0	1,15		1,89	1,89	2,05	2,05	41						
P ₁ kq	2070	2363	1,15	1,25		1,95	2,23	2,23	2,23	47						
P ₁ s-a	2363	2563	1,0	1,0		1,9	1,9	2,24	2,24	51						
C ₃ q+ C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2563	3030	1,0	0,9		1,91	1,91	2,25	2,25	60						
C ₂ m ₂ ^{pd}	3030	3418 (в. 3381)	0,8	0,8		1,95	1,95	2,29	2,29	67						
C ₂ m ₁ ^{ks+} C ₂ m ₁ ^v +C ₂ b	3418	3920 (в. 3790)	0,7	0,7		1,95	1,95	2,23	2,23	76						



Таблица 4.8

**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 _{2m₂} ^{mc+pd}	2563	3030	20-40	-	да	>1,1		
C _{2m₁} ^{ks-v} +C _{2b}	3418	3920	до 60	-	да	>1,1		



Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость	
1	2	3	4	5	6	7
Mz	0	850	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	фильтрация не более 10см ³ /30мин	проработка, промывка скважины то же то же то же
P ₂	850	2070		1,12-1,16	фильтрация не более 5-7 см ³ /30мин	
P _{1s-a}	2363	2563		1,12-1,15	фильтрация не более 4-6 см ³ /30мин	
C _{2m₂^{pd}}	3030	3418		1,12	фильтрация менее 5см ³ /30мин	



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-I: C ₃ q+ C ₃ k +C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2563	2748	газ	0,3244*10 ⁻³	0,8275	при снижении Рзаб над Рпл	перелив воды, увеличение водоотдачи, пузырьки газа, в виде пленок нефти, снижение удельного веса
C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2748	2845	нефть	0,6574	0,8166		
КТ-II: C ₂ m ₁ ^{ks} +C ₂ m ₁ ^y +C ₂ b	3418 (в.3381)	3905 (в.3777)	нефть	0,7189	0,8429		



Таблица 4.11

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	850	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	850	2070			1,12-1,16	5-7	то же	да	
P _{1kq} глины текучие монтмориллонитовые	2291	2305	вследствии сужения ствола скв.	соленасыщенный	до 1,7	менее 10	то же	да	
P _{1s-a}	2363	2563	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,12-1,15	4-6	то же	да	
C _{2m₂^{pd}}	3030	3418	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный ионный полимерный глинистый раствор	1,12	менее 5	то же	да	



Текущие породы

Таблица 4.12

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	2070	2363	каменная соль	1,35 до 1,7	при плотности раствора менее предусмотренного
ВСТП	2070	2098			
соль	2098	2328			
глины текущие	2291	2305			
НСТП	2328	2363			

Прочие возможные осложнения

Таблица 4.13

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)	2098	2328	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-	шлама	отбор			отбор керна боковым керноотборником не предусмотрен			
							$C_3g - C_2m_2^{mc+pd}$	2563	3030	3				
							$C_2m_1^{ks-v} - C_2b$	3418	3920	3				
							при наличии признаков	признаков	нефти:					
						$C_3g - C_2m_2^{mc+pd}$	2563	3030	1					
						$C_2m_1^{ks-v} - C_2b$	3418	3920	1					



Геофизические исследования

Таблица 4.15

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	
1	2	3	4	5			6
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	900	0	900			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,АК, ГГПК, 2ст. зонда, инкл.	1 : 500	2363	850	2363			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, АК, ГГПК, 2ст. зонда, инкл.	1 : 500	3920	2315	3920			
Виды каротажа после бурения							
КТ-I: DLL, MSFL, AC, CNL, ZDL, GR, SP, CAL	1 : 200	2885	2563	2885	ECLIPSE		
КТ-II: DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	3920	3418	3920			
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200		3418	3920			
AC – АК, акустический каротаж	1 : 200		3418	3920			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200		3418	3920			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200		3418	3920			
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200		3418	3920			
SP – ПС, каротаж потенциалов	1 : 200		3418	3920			
самопроизвольной поляризации	1 : 200		3418	3920			
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200		3418	3920			
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ, ГК	1 : 500	900	0	900			
АКЦ, ГК	1 : 500	2363	700	2363			
АКЦ, ГК	1 : 500	3920	2163	3920			

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



Таблица 4.16

Работы по освоению скважины, сведения по эксплуатации

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	3418 (tvd 3381)	3905 (tvd 3777)			колонна, цемент	стационар ная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)	1511	0.7189

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



5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления и шурфа

Характеристика трубы					ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наруж- ный диа- метр,м	дли- на	марка мате- риала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
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).



График совмещенных давлений

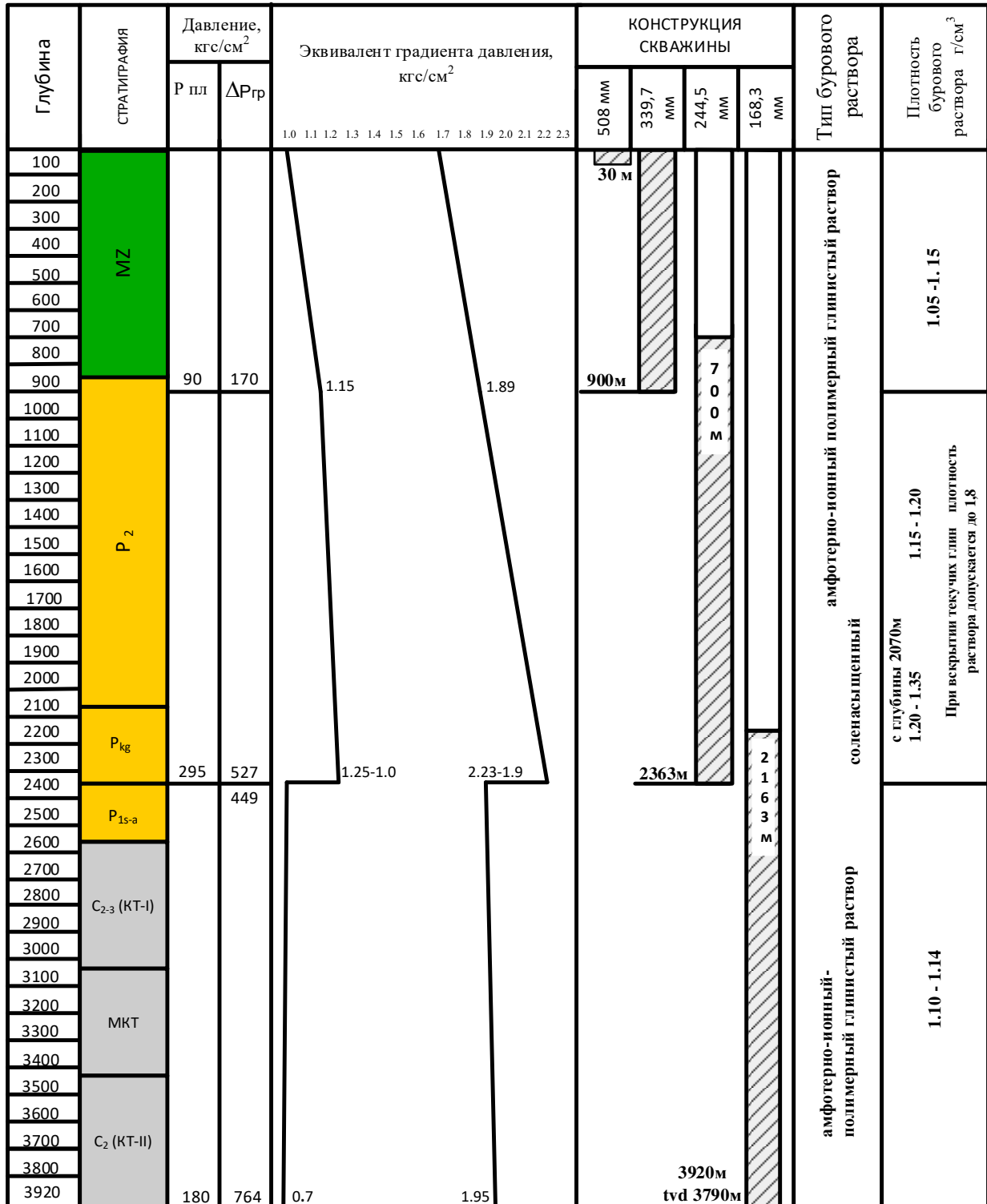


Рис.5.1 График совмещенных давлений



Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал по стволу скважины	Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колоннами, м	Количество отдельно спускаемых частей колонны, штук	Номер отдельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки отдельно спускаемой части,	Необходимость спуска колонны (в том числе) в один прием или секциями
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0-30	660	0	1	1	0-30	Перекрытие зон возможного поглощения бурового раствора в верхне -меловых отложениях и перекрытие верхних неустойчивых пород
2	Кондуктор	0-900	444,5	0	1	1	0-900	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых частично верхне-пермских отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2363	311,2	700	1	1	0-2363	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях
4	Эксплуатационная колонна	0-3920	215,9	2163	1	1	0-3920	Разобщение нефтеносных горизонтов.



Таблица 5.3

Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части										
	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м	Ограничение на толщину стенки не более, мм	Соединение обсадных труб каждой одноразмерной части				
							Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения ,м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	508	0-30	11,13	1	1	BC	533	0-30
2	1	1	1	339,7	0-900	10,92	1	1	BC	365	0-900
3	1	1	1	244,5	1820-2363	11,99	1	1	BC	269,9	1820-2363
				244,5	200-1820	11,05	1	2	BC	269,9	200-1820
				244,5	0-200	11,99	1	3	BC	269,9	0-200
4	1	1	1	168,3	0-3920	12,65	1	1	-	190,5	0-3920

Примечание: Включение в компоновку проектируемых обсадных колонн других труб с соответствующими резьбовыми соединениями допускается при отсутствии указанных труб с требуемыми прочностными характеристиками основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).



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

№№	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Фильтрацию и структурно-механические показатели поддерживать в пределах, указанных в ГТН	Предупреждение осыпей, обвалов и прихватов в интервалах: 0-850м 850-2070м 2363-2563м 3030-3418м
2	Введение заданного количества смазывающих добавок (нефть, графит).	
3	Путем использования трехступенчатой очистки бурового раствора довести степень очистки до 50-60%.	
4	Содержание соли в буровом растворе перед вскрытием кунгурских отложений довести до 320 г/л.	Предупреждение кавернообразования
5	При бурении интервалов 5-35м, 2563-3030м, 3418-3920м плотность, вязкость, СНС и реологические показатели поддерживать минимально допустимыми.	Предупреждение поглощения бурового раствора
6	Обеспечить дегазацию промывочной жидкости и установить контроль за доливом её во время подъема бурильной колонны.	



6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Общие положение по искривлению скважины

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

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

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

При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

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

Бурение скважины с наклонно - направленным проложением ствола обеспечивается компоновками низа бурильной колонны, подготовленными подрядной организацией.

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

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

6.1 Проект профиля

Тип проектного профиля - трех - участковый:

1. Участок вертикальный;
2. Участок набора кривизны;
3. Участок наклонно-прямолинейный;

Таблица 6.1

Результат расчета профиля ствола скважины 5184

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	250,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3100,00	0,00	250,99	3100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3277,05	35,41	250,99	3265,99	-17,26	-50,10	52,99	6,00
3919,97	35,41	250,99	3790,00	-138,60	-402,30	425,51	0,00



Таблица 6.2

Таблица результатов расчета проектного профиля ствола скважины 5184

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	250,99	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3100,00	0,00	250,99	3100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3110,00	2,00	250,99	3110,00	-0,06	-0,16	0,17	6,00
3120,00	4,00	250,99	3119,98	-0,23	-0,66	0,70	6,00
3130,00	6,00	250,99	3129,95	-0,51	-1,48	1,57	6,00
3140,00	8,00	250,99	3139,87	-0,91	-2,64	2,79	6,00
3150,00	10,00	250,99	3149,75	-1,42	-4,11	4,35	6,00
3160,00	12,00	250,99	3159,56	-2,04	-5,92	6,26	6,00
3170,00	14,00	250,99	3169,31	-2,77	-8,05	8,51	6,00
3180,00	16,00	250,99	3178,96	-3,61	-10,49	11,10	6,00
3190,00	18,00	250,99	3188,53	-4,57	-13,26	14,02	6,00
3200,00	20,00	250,99	3197,98	-5,63	-16,33	17,28	6,00
3210,00	22,00	250,99	3207,32	-6,79	-19,72	20,86	6,00
3220,00	24,00	250,99	3216,52	-8,07	-23,42	24,77	6,00
3230,00	26,00	250,99	3225,58	-9,44	-27,41	28,99	6,00
3240,00	28,00	250,99	3234,49	-10,92	-31,70	33,53	6,00
3250,00	30,00	250,99	3243,24	-12,50	-36,29	38,38	6,00
3260,00	32,00	250,99	3251,81	-14,18	-41,16	43,53	6,00
3270,00	34,00	250,99	3260,20	-15,95	-46,31	48,98	6,00
3277,05	35,41	250,99	3265,99	-17,26	-50,10	52,99	6,00
3280,00	35,41	250,99	3268,40	-17,82	-51,72	54,70	0,00
3290,00	35,41	250,99	3276,55	-19,70	-57,20	60,49	0,00
3300,00	35,41	250,99	3284,70	-21,59	-62,67	66,29	0,00
3310,00	35,41	250,99	3292,85	-23,48	-68,15	72,08	0,00
3320,00	35,41	250,99	3301,00	-25,37	-73,63	77,88	0,00
3330,00	35,41	250,99	3309,15	-27,25	-79,11	83,67	0,00
3340,00	35,41	250,99	3317,30	-29,14	-84,59	89,46	0,00
3350,00	35,41	250,99	3325,45	-31,03	-90,06	95,26	0,00
3360,00	35,41	250,99	3333,60	-32,92	-95,54	101,05	0,00
3370,00	35,41	250,99	3341,75	-34,80	-101,02	106,85	0,00
3380,00	35,41	250,99	3349,90	-36,69	-106,50	112,64	0,00
3390,00	35,41	250,99	3358,05	-38,58	-111,98	118,44	0,00
3400,00	35,41	250,99	3366,20	-40,46	-117,45	124,23	0,00
3410,00	35,41	250,99	3374,35	-42,35	-122,93	130,02	0,00
3420,00	35,41	250,99	3382,50	-44,24	-128,41	135,82	0,00
3430,00	35,41	250,99	3390,65	-46,13	-133,89	141,61	0,00



Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
3440,00	35,41	250,99	3398,80	-48,01	-139,37	147,41	0,00
3450,00	35,41	250,99	3406,95	-49,90	-144,85	153,20	0,00
3460,00	35,41	250,99	3415,10	-51,79	-150,32	158,99	0,00
3470,00	35,41	250,99	3423,25	-53,68	-155,80	164,79	0,00
3480,00	35,41	250,99	3431,40	-55,56	-161,28	170,58	0,00
3490,00	35,41	250,99	3439,55	-57,45	-166,76	176,38	0,00
3500,00	35,41	250,99	3447,71	-59,34	-172,24	182,17	0,00
3510,00	35,41	250,99	3455,86	-61,22	-177,71	187,96	0,00
3520,00	35,41	250,99	3464,01	-63,11	-183,19	193,76	0,00
3530,00	35,41	250,99	3472,16	-65,00	-188,67	199,55	0,00
3540,00	35,41	250,99	3480,31	-66,89	-194,15	205,35	0,00
3550,00	35,41	250,99	3488,46	-68,77	-199,63	211,14	0,00
3560,00	35,41	250,99	3496,61	-70,66	-205,10	216,93	0,00
3570,00	35,41	250,99	3504,76	-72,55	-210,58	222,73	0,00
3580,00	35,41	250,99	3512,91	-74,44	-216,06	228,52	0,00
3590,00	35,41	250,99	3521,06	-76,32	-221,54	234,32	0,00
3600,00	35,41	250,99	3529,21	-78,21	-227,02	240,11	0,00
3610,00	35,41	250,99	3537,36	-80,10	-232,49	245,91	0,00
3620,00	35,41	250,99	3545,51	-81,98	-237,97	251,70	0,00
3630,00	35,41	250,99	3553,66	-83,87	-243,45	257,49	0,00
3640,00	35,41	250,99	3561,81	-85,76	-248,93	263,29	0,00
3650,00	35,41	250,99	3569,96	-87,65	-254,41	269,08	0,00
3660,00	35,41	250,99	3578,11	-89,53	-259,89	274,88	0,00
3670,00	35,41	250,99	3586,26	-91,42	-265,36	280,67	0,00
3680,00	35,41	250,99	3594,41	-93,31	-270,84	286,46	0,00
3690,00	35,41	250,99	3602,56	-95,20	-276,32	292,26	0,00
3700,00	35,41	250,99	3610,71	-97,08	-281,80	298,05	0,00
3710,00	35,41	250,99	3618,86	-98,97	-287,28	303,85	0,00
3720,00	35,41	250,99	3627,01	-100,86	-292,75	309,64	0,00
3730,00	35,41	250,99	3635,16	-102,74	-298,23	315,43	0,00
3740,00	35,41	250,99	3643,31	-104,63	-303,71	321,23	0,00
3750,00	35,41	250,99	3651,46	-106,52	-309,19	327,02	0,00
3760,00	35,41	250,99	3659,61	-108,41	-314,67	332,82	0,00
3770,00	35,41	250,99	3667,76	-110,29	-320,14	338,61	0,00
3780,00	35,41	250,99	3675,92	-112,18	-325,62	344,40	0,00
3790,00	35,41	250,99	3684,07	-114,07	-331,10	350,20	0,00
3800,00	35,41	250,99	3692,22	-115,96	-336,58	355,99	0,00
3810,00	35,41	250,99	3700,37	-117,84	-342,06	361,79	0,00
3820,00	35,41	250,99	3708,52	-119,73	-347,54	367,58	0,00



Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимутальный угол, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
3830,00	35,41	250,99	3716,67	-121,62	-353,01	373,38	0,00
3840,00	35,41	250,99	3724,82	-123,50	-358,49	379,17	0,00
3850,00	35,41	250,99	3732,97	-125,39	-363,97	384,96	0,00
3860,00	35,41	250,99	3741,12	-127,28	-369,45	390,76	0,00
3870,00	35,41	250,99	3749,27	-129,17	-374,93	396,55	0,00
3880,00	35,41	250,99	3757,42	-131,05	-380,40	402,35	0,00
3890,00	35,41	250,99	3765,57	-132,94	-385,88	408,14	0,00
3900,00	35,41	250,99	3773,72	-134,83	-391,36	413,93	0,00
3910,00	35,41	250,99	3781,87	-136,71	-396,84	419,73	0,00
3919,97	35,41	250,99	3790,00	-138,60	-402,30	425,51	0,00

6.2 Технические средства и специальные технологические требования

6.2.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный

1. Предлагается следующая компоновка низа бурильной колонны:

Долото Ш-215.9мм + ВЗД Ø172мм x 7м + КЛС Ø212мм x 1,69м + MWD Ø168мм x 0,70м + УБТн/м Ø165мм x 9 м + ТБТ Ø159мм x 277 м + СБТ Ø127мм x 9,19 мм-G-105.

2. Технологические требования для вертикального участка ствола скважины:

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

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

2.3. Глубина начала зарезки наклонного участка скважины (3100м) будет уточняться по результатам фактического замера кривизны в вертикальном участке.

6.2.2 Участок набора кривизны

1. Контроль кривизны ствола скважины в интервале 3100-3280м стандартным прибором, указанным в рабочем проекте или аналогичными стандартными приборами.
2. В процессе проводки наклонного участка скважины винтовым двигателем необходимо шаблонировать ствол скважины на длину пробуренного интервала через каждые 50 м.

6.2.3 Участок наклонно прямолинейный

1. КНБК для бурения наклонно-прямолинейного участка скважины по рекомендации подрядной организации.

2. Технические требования и мероприятия для проводки наклонно-прямолинейного участка ствола скважины:

- а. Необходимо обеспечить требуемые моменты свинчивания соединений между долотом и другими опорно - центрирующими устройствами.



- в. При вынужденных остановках в процессе бурения наклонного участка необходимо постоянно расхаживать инструмент.
- с. В интервале бурения наклонного участка ствола скважины расход промывочной жидкости должен быть не менее 20-25 л/сек.

6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.

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

6.2.5 Другие технические требования

1. Бурильные трубы:

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

2. Буровые растворы:

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



7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1 Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

В анализе разработки месторождений Жанажол 2019г, выполненный ТОО «Timal Consulting Group», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода 1,11 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 гарантированно. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления.

Прямые:

- снижение плотности промывочной жидкости и разгазирование ее;
- увеличение объема циркулирующей промывочной жидкости в приемных емкостях буровых насосов;
- выделение газа из скважин;
- перелив промывочной жидкости из скважины при прекращении ее промывки;
- увеличение газопоказаний на станциях газокаратажа.

Косвенные:

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



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

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

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

Мероприятия по предупреждению проявлений:

При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно п.77,78 «Правила обеспечения промышленной безопасности...» от 30 декабря 2014 года №355, с изменениями и дополнениями от 22.11.2019г :

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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



пространствах;

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

3) о проявлении в процессе спуска обсадной колонны передается сообщение



ответственному лицу контроля организации и дальнейшие работы ведутся по специальному плану.

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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



фланец;

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

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

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

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

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

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

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

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

2. Оставление шарошек на забое;

3. Падение посторонних предметов в скважину;

4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

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

Для предупреждения слома инструмента, не допускать вибрации колонны при бурении, при появлении вибрации необходимо выйти из зоны критических колебаний для чего надо уменьшить или увеличить нагрузку на долото. Во время спуско-подъемных операций не допускать посадок и затяжек инструмента свыше собственного веса на 10 т. Для предупреждения оставления шарошек при бурении не передерживать долото на забое, для чего определять момент подъема долота по показаниям контрольно-измерительных приборов и изменению скорости механического бурения

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

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

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

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



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	30-900	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	900-2070	1,15-1,20	45-60	≤ 9	1-2	5-10	< 0,12	<0,6	< 0,5	< 15	7,5-8,5	25-30	12-25	6-15	1,15
	2070-2291	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
	2291-2363	1,35-1,8													
Амфотерно-полимерный раствор	2363-3920	1,10-1,14	45-60	≤ 7-5	0,5-2	1-5	< 0,12	<0,5	< 0,5	<35	9-10	40-50	15-25	7-10	1,08



Таблица 7.2.

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Номер интервала	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	900	амфотерный полимерный раствор	1.05-1.15	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5 0,1 0,1 0,3 0,1
III	900	2070	Амфотерный сульфатный раствор	1.15-1.20	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5,5 0,3 0,2 0,3 0,1
	2070	2291	соленасыщенный	1.20-1.35		PAC-LV	0,3
	2291	2363	текучие глины	1.35-1.8		PAC-RL SMP-2 NaCL	0,1 2 31,13
IV	2363	3920	амфотерный полимерный раствор	1.10-1.14	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL ZD-1 EP-1 KCL	5 0,1 0,2 0,3 0,3 0,2 3 2 5



Таблица 7.3

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	50	55	50
2	Регулятор pH	NaOH	кг/м ³	1,0	3,0	2,0
3	Контроль жесткости	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	1,0	2,0	1,0
4	Флокулянт	FA-367	кг/м ³	3,0	3,0	3,0
5	Разжижитель	XY-27	кг/м ³	1,0	1,0	-
6	Регулятор реологии, понизитель фильтрации	PAC-LV	кг/м ³	-	23,0	3,0
7	Регулятор реологии, понизитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	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 7.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, гс/см ³		расхода барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-900 м	1.05	1.15	-	-
Бурение 900-2070м	1.15	1.20	-	-
ин-л 2070-2291м	1.20	1.35	соленасыщенный	-
ин-л 2291-2363м	1.35	1.8	соленасыщенный	по необходимости
Бурение 2363-3920м	1.10	1.14	-	-
Резервный				50



Таблица 7.5

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	342
3	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	449
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	314

Таблица 7.6

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонент, г\см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ рас-ра, кг\м ³	Количество, тн
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Графит ГС-1	2.2	5	0,06
2	Кондуктор	Графит ГС-1	2.2	5	0,8
		Крахмал	-	10	1,6
		КМЦ-500	1.7	5	0,8
3	Промежуточная	Нефть	0.86	50	10,8
		КМЦ-500	1.7	2	0,4
4	Эксплуатационная	Нефть	0.86	60	10,1
		Графит ГС-1	2.2	5	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	900	
5. Центрифуга	LW400 x 860	1	900	2363	
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1	2356	3920	
7. Дегазатор	LCN-355	1	2563	3920	



8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал ,м		Вид технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения			
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	подача насосов, л/с	Давление на стояке, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	30	Бурение	Ш-660 РС1	роторный	с навеса до 4	80	55-56	110
30	900	Бурение, проработка	Ш-444,5 НJ517G	роторный	4-6 2-6	90-100	45-55	60-100
900	2363	Бурение	Ш-311,2 JEG-535	роторно-винтовой	2-6	ВЗД+45-70	45-55	100-170
		проработка	Ш-311,2 JEG-535		2-6	90		
2363	3920	Бурение	Ш-215,9 НJ527	роторно-винтовой	4-12	ВЗД+60-80	24-29	80-110
		Проработка	Ш-215,9 НJ527		4-6			



Потребное количество элементов КНБК

Таблица 8.2

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 Ø 228,6м ТФ 444.5 мм	Бурение Бурение Разбуривание обратного клапана и башмака	0	30 18	1 18
2	III-444.5мм HJ517G III-444.5мм HJ517G УБТ Ø 229мм КЛС Ø 444.5 мм УБТ Ø 229 мм УБТ Ø 203мм УБТ Ø 178мм ТФ-311.2мм	Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Разбуривание обратного клапана и башмака	20 30 600	30 600 900	1 1 18 27 55 79
3	III-311.2 мм JEG-535 III-311.2мм JEG-535 ВЗД Ø 244 мм КЛС Ø 308 мм MWD Ø203 мм УБТн/м Ø 203 мм УБТ Ø178 мм	Бурение Проработка Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение	880 900 900	900 2363 2363	1 3-4 1
		Бурение Бурение			9 54



продолжение таблицы 8.2					
1	2	3	4	5	6
4	ТФ-215.9мм	Разбуривание обратного клапана			
		и башмака	2343	2363	1
	III-215.9 мм HJ527	Бурение	2363	3920	5-6
	ВЗД Ø172 мм	Бурение			
	КЛС Ø212 мм	Бурение			
	MWD Ø168 мм	Бурение			
УБТн/м Ø165 мм	Бурение			9	
ТБТ Ø 159 мм	Бурение			277	



Таблица 8.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	2363	Бурение, спуск обсадных колонн	5 x 6
2363	3920		5 x 6



Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	нар-ужный диаметр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	30	30	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	12	0,4	5,5		
Бурение, проработка	30	900	900	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	739	23,8	56,6	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	880	900												
Бурение, проработ.	900	2363	2363	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2300	74	84,8	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2343	2363												
Бурение, проработ.	2363	3920	3920	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3634	117	152,2	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	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
30	900	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
900	2363	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0 52,0	170 150	207 268	0.9 0.9	50 55	41,5x0,9 32,32x0,9	37x2 29,0
2363	3920	Бурение, проработка, промывка	F-1300	1	65	150	268	0,9	55	32,32x0,9	29,0

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	900	бурение	60-100	90,0	7.6	22	0.8	9,1
900	2363	бурение	100-170	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2363	3920	бурение	80-110	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		3-133	12	0,4	0,42
Итого:							5,5	5,8
Кондуктор	0-900	УБТ	229	G-105 9,19	NC-61	18+9	7,8	8,2
		УБТ	203		NC-56	53	11,8	12,4
		УБТ	178		NC-50	81	13,2	13,9
		СБТ	127		3-133	739	23,8	25
Итого :						56,6	59,4	
Промежуточная	0-2363	УБТ	203	G-105 9,19	NC-56	9	2	2,1
		УБТ	178		NC-50	54	8,8	9,2
		СБТ	127		3-133	2300	74	77,8
Итого :						84,8	89	
Эксплуатационная	0-3920	УБТ	165	G-105 9,19	NC-46	9	1,2	1,3
		ТБТ	159		NC-38	277	34	35,8
		СБТ	127		3-133	3634	117	122,8
Итого :						152,2	159,8	
Для работы в эксплуатационной колонне	0-3920	СБТ	89	G 9,35	3-102	3920	84,3	88,5
Итого:							84,3	88,5



Таблица 8.8

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид техно-логическ. операции	Наимень-шая ско-рость вос-ходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема про мывки до лота(цент-ральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центрально-отверстии мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабаты-ваемая 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	400	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16x13x13	128,1	495
400	900	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15x13x13	119,2	456
900	2070	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15x13x13	105,4	465
2070	2363	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15x13x13	130,4	245
2363	3920	бурение	1,01	0,051		15,6	2	13x11	123,4	213



9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 9.1

Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине отдельно 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	900	0	90	128	268
3	Промежуточная колонна	1			по горному	давлению	При опрессовке 128	
			2020	2363	207	248	289	295
			200	2020	50	207	283	289
			0	200	0	50	271	283
							при опрессовке 271	
4	Эксплуатационная	1	0	3920	0	212	320	423
							при опрессовке 320	



Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

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

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



Параметры обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб	Интервал установки равнопрочной секции, м	Длина секции, м	Масса секции, т	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	4,2	4,2	508	BC	J-55*11,13	9,0	3,5	42,0
2	1	0-900	900	81,9	81,9	339,7	BC	J-55*10,92	1,7	1,7	5,3
3	1	2020-2363	343	24	24	244,5	BC	110Т*11,99	2	2,2	28,2
	2	200-2020	1820	117,9	141,9	244,5	BC	L-80*11,05	1,3	1,5	3,2
	3	0-200	200	14,0	155,9	244,5	BC	L-80*11,99	6,6	1,7	3,2
		Итого:	2363	155,9	155,9						
4	1	0-3920	3920	186,6	186,6	168,3	-	90SS*12,07	3,7	2,4	2

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



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	4,2	4,41
BC	339.7 x 10,92мм J-55	86,4	90,7
BC	244.5 x 11.99 мм 110T	24	25,2
BC	244.5 x 11.05мм L-80	117,9	123,8
BC	244.5 x 11.99мм L-80	14,0	14,7
-	168.3 x 12.07мм 90SS	186,6	195,9



Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр, инструмент для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м	Допустимая скорость спуска труб, м/с	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление				Глубина, м	Продолжительность	Расход, л/с
			1			2	3	4			
1	Направление	1	Элеватор	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импортных труб)	0-30	0,6	30	30	1цикл	50
2	Кондуктор	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-900	0,6	250	900	1цикл	50
3	Промежуточная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2363	0,6	250	800 2363	1цикл 1цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер-элеватор	тоже	тоже	0-2363 2363-3920	1 0,6	250	2000 3920	1цикл 1цикл	20 20
Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков											



Таблица 9.6

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	128	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	271	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	72	1,00	-	320	-	1

Таблица 9.7

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	0-900	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 840 0	- 900 880 840
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2363	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 700 2303 0	- 2363 2343 2303
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3920	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 2156 3860 0	- 3920 3900 3860



Таблица 9.8

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке	Название колонны	Номер части колонны в	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции, м ³	Плотность, г/см ³	Пластическая вязкость, сП	Динамическая нагрузка сдвига, МГС/см ²	Время начала схватывания, мин	Время, ОЗЦ, ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	4	1,0	-	-	-	-
Тампонажная				9,4	1,8	Не регламентируется		120	16	
Буферная				2	1,0	15	30	-	-	
Продавочная				5,0	1,15	-	-	-	-	
2	Кондуктор	1	1	Буферная	3	1.0	Не регламентируется		-	-
Тампонажная				86,1	1.85	15	30	150	15	
Буферная				2	1.0	Не регламентируется		-	-	
Продавочная				71,9	1.15	-	-	-	-	
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется		-	-
Тампонажная				98,9	1.86	-	-	210	24	
Буферная				2	1.7	-	-	-	-	
Продавочная				92,5	1.30	-	-	-	-	
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется		-	-
Тампонажная				51,3	1,89	-	-	240	24	
Буферная				2	1,02	-	-	-	-	
Продавочная				66	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 Тампонажная	Вода ПЦТ-Марка- G Вода CaCl ₂	1,0 3,15 1,0 2,5
2	Кондуктор	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G CaCl ₂	1,0 1,15 1,0 3,15 2,5
3	Промежуточная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,35 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор ПЦТ-Марка- G Вода	1,0 1,12 3,15 1,0

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



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

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление Ø508 мм	Кондуктор Ø339,7мм	Техническая Ø244,5мм	Эксплуатационная Ø168,3мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки G, т	12	116	134	69
2	Количество ЦСМ, шт	1	2	2	2
3	Осреднительных ёмкостей, шт	-	1	1	1
4	Станций контроля СКЦ-2М	1	1	1	1
5	Блоков манифольда	1	1	1	1

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



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

Обсадная колонна		Но- мер схе- мы об- вязки ПВО	Давление опрес- совки устьевого оборудования и ПВО, кгс/ см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ,ОС Т, ТУ,МУ и т.д. на изготовлен ие	Количест- во, шт	Допус- тимое рабочее давлени екгс/см ²	Масса	
Номер в по- рядке спуска	Название		после устано вки	перед вскры- тием напор- ного гори- зонта					единицы	сум- марная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Промежуточная		271	271	FN35x35 2FZ 35x35		комплект	350		
2	Эксплуатационная Колонная головка Фонтанная арматура		320	320	ОКК2-35- x168x245x340K2 АФК6-80/65x35K2		комплект	350		

Примечание: тип ПВО устанавливается в зависимости от комплектации буровой установки.



10. 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 обязаны 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 10.1

Основные сведения по освоению скважины

№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	ОСВОЕНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	(КТ- II)
2	Интервал, по стволу (вертикали)	3418-3920 (3381-3790)
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	Перфорация, SDP44RDX38-1
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	16
6	Ожидаемый продукт	нефть
7	Метод освоения	перевод на ингибированную нефть
8	Удельный вес раствора хлористого кальция, гс/см ³	1,18
9	Фонтанная арматура	АФК6-80/65x35К2
10	Дежурство ЦА	постоянно
11	Интенсификация притока	СКО

Таблица 10.2

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

1	2	3	Характеристика трубы					9	10	Кoeffициент запаса прочности на избыточное давление	
			4	5	6	7	8			11	12
Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции НКТ (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м	Номинальный наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, 1м/кг	Длина секции	Масса секции (теоретическая) тн	Наружное	Внутреннее
1	2	0 - 600	88,9	-	SM90SS	6,45	13,2	600	8	>1,15	>1,3
	1	600 - 3418	73		SM90SS	7,01	11,4	2818	32,1	>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.



Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количес- тва вызовов	Источник норм времени	Продолжитель- ность работы, сут
1	2	3	4	5
1	Подготовительные работы перед освоением		Сборник сметных норм времени на 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 цементировочной техники -первичная перфорация ЦА-400	1		2,8
	Работа спец.техники при СКО 2 раза ЦА-400	1 1		5,6 5,6



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: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 3920 + 30 = 75,2 \text{ м}^2$ Расход хлористого кальция: $75,2 \times 0.153 = 11,5 \text{ т}$ При согласовании с геологической отделом АО «СНПС-Актобемунайгаз» при освоении скважины на продуктивность допускается применять и другие растворы, в частности буровой раствор, оставшиеся после бурения под эксплуатационную колонну и запасной буровой раствор.</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>			



11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

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

Таблица 11.1

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

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

Таблица 11.2

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины, м	Используемая для операции техника		Максимальная давления, кгс/см ²
			тип (шифр)	кол-во, шт	
1	2	3	4	5	6
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов	0	ЦА-400М	1	300
Кондуктор	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	900	ЦА-400М	1	128
				1	10
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	2363	ЦА-400М	1	271
				1	60
Эксплуатационная	Обсадная колонна Устьевое оборудование Бур.трубы	3920	ЦА-400М	1	320
					320
					300



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

Таблица 12.1

Средства механизации и автоматизации

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



16	Устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента или доливная ёмкость.	импортный (КНР)
17	Устройство против разбрызгивания бурового раствора.	импортный (КНР)
18	Предохранительный клапан со 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)



Средства контроля

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

Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.



Таблица 12.3

Средства диспетчеризации

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

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

Таблица 12.4

Средства контроля воздушной среды

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



13. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.

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

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

2. Противопожарные мероприятия осуществляются в соответствии с «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355 с изменениями от 22.11.2019г:

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 пренвентера.

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.46 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	Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъемных операций в бурении. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжеления и химической обработке бурового раствора. 5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб. 6. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопроявления. 7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород . 8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительной – монтажных работах в бурении. 9. Методические рекомендации по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.
3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда : <ol style="list-style-type: none"> 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора . 2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников . 3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад . 4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен



5	<p>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	Учитываю наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/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
<p>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</p> <p>Примечание: Допускается применять аналогичные средства индивидуальной защиты и спецодежда</p>				



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

* ПИБ НГО 30.12.2014г. №355 (Приложение 6)



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

Таблица 14.1

№ п/п	Сокращения,виды,шифры	Номера таблиц	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	УБТ	8.7	Трубы бурильные утяжеленные
2	СБТ	8.7	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
3	ВС	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
4	ПЦТ-1-100	9.10	Портландцемент тампонажный
5	ПЦТ-марки G	9.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°С
6	2FZ 35x35	9.11	Превентор плащечный гидравлический
7	FH35x35	9.11	Превентор универсальный гидравлический
8	FA-367	7.3	Коллоидный защитный реагент
9	XY-27	7.3	Реагент для снижения вязкости
10	JT-888	7.3	Реагент для снижения водоотдачи
11	ZD	7.3	Закупоривающий материал
12	EP	7.3	Противоразрушительный реагент для бурения
13	NaOH	7.3	Реагент для повышения Рн
14	SMP-2	7.3	Реагент для снижения водоотдачи
15	PAC-LV	7.3	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 /год	Объем запасных емкостей для воды м ³	Необходимо ли (да нет)		Характеристика источника водоснабжения				Характеристика водопровода	
		Бурить скважину для водоснабжения	Строить водопровод	Наименование	Месторождение	Рабочий расход м ³ /ч	Расстояние до буровой	Длина, м	Диаметр, мм
72 При бурении 43 При подготовительных работах Общий расход воды: 43x2+72x100= 7286 м ³ /год	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 4,5x1,3x122 =714 м ³ /год				



2. ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ

Таблица 2.1

Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки				Потребность жидкого топлива для котельной установки, кг/час	База снабжения ГСМ		
всего	в том числе				наименование	расстояние до буровой, км	
	Топлива, м ³ /сут		Масла кг/сут				Смазки кг/сут
	Летний период	Зимний период					
1	2	3	4	5	6	7	8
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	17
По установленным нормам расхода на установку.							



Таблица 2.2

Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ № п/п	Наименование материалов	Единица измере- ния	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства				
				подготови тельные работы к строи- тельству	СМР	бурение и крепление	освоение	
							в процессе бурения	вэспл. колонне
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Бентонит	кг/м ³	155			155		
2	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	4,0			4,0		
3	NaOH	кг/м ³	6,0			6,0		
4	FA 367	кг/м ³	9,0			9,0		
5	XY-27	кг/м ³	2,0			2,0		
6	EP	кг/м ³	20,0			20,0		
7	SMP-2	кг/м ³	40,0			40,0		
8	PAC-LV	кг/м ³	6,0			6,0		
9	PAC-RL	кг/м ³	3,0			3,0		
10	ZD	кг/м ³	30,0			30,0		
11	NaCL	кг/м ³	311,3			311,3		
12	KCL	кг/м ³	50,0			50,0		
13	Барит	кг/м ³	по необх.			по необх.		
14	III 660 PC1	шт	1			1		
15	III 444.5 мм HJ517G	шт	2			2		
16	III 311,2мм JEG-535	шт	3-4			3-4		
17	III 215.9мм MP2-R1	шт	5-6			5-6		
18	СБТ 127 x 9.19 G-105	м	3634			3634		
19	J55-508 x 11.13	т	4,3			4,3		
20	J55-339.7 x 10.92	т	86,4			86,4		
21	110Т-244,5x11.99мм	т	34,6			34,6		
22	L-80-244,5x11.05мм	т	107,6			107,6		



Групповой технический проект на строительство скважин месторождения Жанажол

23	L-80 -244,5x11.99мм	т	14,0			14,0		
24	90SS-168,3x12,09мм	т	190,7			190,7		
25	СБТ 89 х 9.35	т	84,3			84,3		
26	88,9 х 6.45 SM90SS	т	8					8
27	73 х 7,01 SM90SS	т	33					33
28	ПЦТ-марки G	т	331			331		
29	Башмак БК-508	шт	1			1		
30	Башмак БК-340	шт	1			1		
31	Обратный клапан ЦКОД -340	шт	1			1		
32	Центратор ЦЦ-340/394	шт	25			25		
33	Башмак БК-245	шт	1			1		
34	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1			1		
35	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	61			61		
36	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	65			65		
37	Центраторы роликовые 168	шт	73			73		
38	Башмак БК-168	шт	1			1		
39	ЦКОД-168	шт	1			1		



3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1

Маршрут транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятия		Номер пункта	Характеристика маршрута					
Наименование организации пробы, 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 «ККБК-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

