

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство наклонно-направленных скважин
2672, 2658, 2650, 2674 месторождения Жанажол

Актобе
2026

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



Утверждаю:

Первый заместитель

генерального директора

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Есенгулов Т.С.

«_____» 2026г.

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство наклонно-направленных скважин
2672, 2658, 2650, 2674 месторождения Жанажол

Актобе
2026

Состав исполнителей

Директор НИИ

 Чжан Сяньцунь

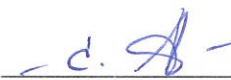
Первый зам. директора

 Б.С. Табилов

Заместитель директора

 Г.С. Нургалиева

И.о. начальника отдела ТБид

 С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид

 Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер геолог

 В. А. Кусымова

Инженер по ООС
1 категории ОТБид

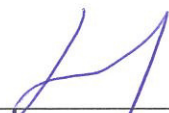
 Г.А. Бектенгалиева

Инженер 2 категории ОТБид

 Н.М. Танжарикова

Согласовано:

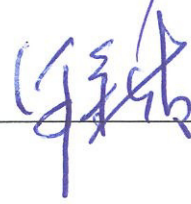
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

«__»____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

«__»____ 2026г.

Директор департамента разработки
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

«__»____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайгао

«03» 04 2026г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

Хэ Цзиньбо

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

**на составление проекта на строительство наклонно-направленных скважин
меторождения Жанажол**

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Жанажол
3	Скважины	2672, 2658, 2650, 2674
4	Вид скважин	наклонно-направленные
5	Проектная глубина, м (по скв. 2672)	3950
6	Способ бурения	Роторно-винтовой
7	Вид привода	ДВС
8	Содержание сероводорода, моль %	1,13 - 1,14
9	Конструкция, крепление: (по скв. 2672) - направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна	508мм – 20м – цемент до устья 339,7мм – 1100м – цемент до устья 247,65 x 244,5мм – 2544м – 900м от устья 168,3мм – 3950м – 1700м от устья
10	Оборудование устья: - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	Устанавливается в зависимости от комплектации бурового оборудования ОКК2-35-х168х245х340К2 АФК6-80/65х35К2
11	Рекомендация по выбору обсадной колонны	Согласно утвержденной заявки АО «СНПС-АМГ»
12	Безамбарная технология бурения	Согласно программе по бурению
13	Водоснабжение: - техническая - питьевая	Доставка автотранспортом Доставка автотранспортом
14	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента
бурения АО «СНПС- АМГ»



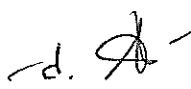
Ван Хайтао

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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

ПАСПОРТ

Групповой технический проект на строительство наклонно-направленных
скважин № 2672, 2650, 2658, 2674 месторождения Жанажол
Месторождение – Жанажол
Цель бурения и назначение скважин – эксплуатационные
Вид скважин – наклонно-направленные

Главный инженер проекта 
« » 2026г.

2026



Реферат

Групповой технический проект на строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин №№ 2672, 2674 на северном своде и 2650, 2658 на седловине месторождения Жанажол разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно распоряжения и в соответствии с «Проектом разработки нефтегазоконденсатного 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 Актыубинской 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 “Д север” 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 12-13.09.2019г). В рамках проекта представлены и утверждены технологические показатели разработки месторождения. Согласно проекта месторождение Жанажол разрабатывается по третьему варианту разработки.

В 2025г выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата ...» по месторождению Жанажол с использованием данных бурения новых скважин, изучения кернового материала, лабораторных исследований пластового флюида, промысловых данных работы эксплуатационных скважин, техники и технологии добычи полученных после ПРЗ-2010года, с использованием трехмерных геологостатических и гидродинамических моделей по всем продуктивным пачкам.

На утвержденные уточненные запасы в 2025г составлен Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол, утвержденный в ЦКРР (протокол № 70/4 от 18.12.2025г).

Месторождение по разрезу делится на толщи КТ-I и КТ-II и на 9 объектов разработки - по толще КТ-I: I объект разработки – пачка А; II – пачка Б; III – пачка Всев; 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.

Разрабатываемые на севере Жанажола продуктивные пачки- Гсев и Дсев соответственно являются V и VII объектами разработки. Здесь аккумулярована нефтегазовая залежь, пластово-сводовая, тектонически-экранированная. Литологически представляет собой



переслаивание светло-серых, серых органогенных, оолитовых известняков с редкими и тонкими прослоями темно-серых аргиллитов.

На северном своде месторождения Жанажол планируется бурение четырех наклонно-направленных скважин на пачку Г (скв. 2672, 2650, 2658, 2674). Скважины наклонно-направленные по причине наземных коммуникаций.

Географические координаты места заложения планируемых скважин (выкопировка со структурной карты по кровле КТ-II прилагается):

скв. 2672 - сев. широта: 48°21' 58,2560", вост. долгота 57° 26' 7,9327"

скв. 2650 - сев. широта: 48°17' 38,2581", вост. долгота 57° 23' 10,4371"

скв. 2658 - сев. широта: 48°18' 8,4868", вост. долгота 57° 23' 20,3094"

скв. 2674 - сев. широта: 48°21' 48,9776", вост. долгота 57° 26' 33,1822"

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 интервале каменной соли прогнозируются текучие монтмориллонитовые серо-зеленые глины.

Сакмарский, ассельский ярусы (P_{1s-a}): переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон (C_{3g} – C_{2b}): Карбонатная толща КТ-I в разрезе проектных скважин представлена гжельским и касимовским ярусами верхнего карбона, мячковско-подольским горизонтом верхнемосковского яруса среднего отдела карбона. В литологическом плане толща сложена переслаиванием темных аргиллитов и светло-серых доломитов, сульфатно-доломитовых, глинистых известняков, биоморфно- детритовых известняков.

Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта верхнемосковского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками.

Толща КТ-II представлена отложениями каширского, верейского горизонтов нижнемосковского яруса и башкирским ярусом. В литологическом плане толща представлена микритовыми, биогермно-обломочными известняками, прослоями мелкозернистыми, плотными, крепкими и доломитами светлыми, мелкокристаллическими.

Горизонт вскрытия: каменноугольные отложения нижнего карбона (КТ- II).

Проектируемые скважины имеют схожую литолого-стратиграфическую характеристику, на этом основании было принято решение о составлении группового проекта на строительство четырех наклонно-направленных скважин.

Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины 2672, как имеющую в своем разрезе наибольшую мощность текучих монтмориллонитовых глин в отложениях каменной соли.

Сокращения, типы, шифры, условные коды технических средств, инструмента и химических реагентов указаны в таблице 14.1.



Предполагаемые стратиграфические разбивки скважин:

№ скв.		2672	2674	2658	2650
Целевая пачка		Гс	Гс	Гс	Гс
Альтитуда земли, м		255,16	259,53	157	171
Предполагаемая альтитуда ротора, м		264	268	166	180
Азимут направления бурения, °		162,3°	296,04°	162,3°	44,24°
Отклонение, м		286	201	346	401,73
Стратиграфия		Глубина залегания по подошве пласта, м			
	К	410	436	400	408
	J	535	564	521	536
	T ₁	910	818	787	792
	P ₂	1573	1467	2147	2065
	P _{1kq}	2544	2437	2467	2403
	ВСТП	1590	1489		
	глины текучие	1798-1801, 2088-2100, 2107-2123, 2127-2141, 2145-2149, 2180-2203, 2209-2215, 2224-2227 (общая мощн. глин 81м)	2071-2080, 2084-2099, 2107-2113, 2164-2168, 2184-2192, 2198-2202, 2207-2210, 2221-2223, 2343-2348, 2364-2367 (общая мощн. глин 59м)	2326-2329, 2344-2346 (общая мощн. глин 5м)	2322-2327(общая мощн. глин 5м)
	Соль	2523	2419	2448	2387
	НСТП	2544	2437	2467	2403
	P _{1s}	2630	2573	2529	2497
кровля КТ-I	P _{1a}	2850	2792	2668	2645
	C _{3q}	2954	2894	2783	2757
	C _{3k}	3042	2975	2870	2834
МКТ	C _{2m2} ^{mc+pd}	3378 (tvd 3375)	3303	3256(tvd3255)	3235
кровля КТ-II	C _{2m2} ^{pd}	3718 (tvd 3680)	3641 (tvd 3628)	3620 (tvd 3570)	3586(tvd3538)
	C _{2m1} ^{ks}	3878 (tvd 3822)	3787 (tvd 3761)	3760 (tvd 3680)	3738(tvd3656)
	C _{2m1} ^v	3950 (tvd 3884)	3938 (tvd 3898)	3849 (tvd 3750)	3853(tvd3745)
	C _{2b}	-	-	3896 (tvd 3786)	3962(tvd3830)



Раздел I. Общая пояснительная записка



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения 7Г-02 от 04.02.2026г. АО «СНПС - Актөбемұнайгаз» предусматривается проектирование наклонно-направленных скважин № 2672, 2650, 2658, 2674 на месторождений Жанажол. Групповой техничеcкий проект составлен по разрезу скважины №2672 с проектной глубиной по стволу 3950м.

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

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

- направление Ф 508 мм х 20м
- кондуктор Ф 339,7 мм х 1100м
- техническая колонна Ф 247,65х244,5 мм х 2544м
- эксплуатационная колонна Ф 168,3 мм х 3950м

Проектная продолжительность цикла строительства скважины – 145 суток.

Таблицы, не содержащие информацию, в проект не включены.

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	20	0	20
Кондуктор	339,7	0	1100	0	1100
Промежуточная	244,5	0	2544	0	2544
Эксплуатационная	168,3	0	3884	0	3950



Основные проектные данные

Таблица 1.3

Наименование	Значение																				
1	2																				
1. Номер скважины, строящейся по данному проекту	2672, 2650, 2658, 2674 Жанажол эксплуатационная КТ- II																				
2. Площадь (месторождение)																					
3. Цель бурения и назначения скважины																					
4. Проектный горизонт																					
5. Проектная глубина, по стволу, по вертикали																					
	<table><tr><td>скв.</td><td>Вертикальный участок</td><td>по стволу</td><td>по вертикали</td></tr><tr><td>2672</td><td>0-3200</td><td>3950</td><td>3884</td></tr><tr><td>2650</td><td>0-3200</td><td>3962</td><td>3830</td></tr><tr><td>2658</td><td>0-3210</td><td>3896</td><td>3786</td></tr><tr><td>2674</td><td>0-3350</td><td>3938</td><td>3898</td></tr></table>	скв.	Вертикальный участок	по стволу	по вертикали	2672	0-3200	3950	3884	2650	0-3200	3962	3830	2658	0-3210	3896	3786	2674	0-3350	3938	3898
скв.	Вертикальный участок	по стволу	по вертикали																		
2672	0-3200	3950	3884																		
2650	0-3200	3962	3830																		
2658	0-3210	3896	3786																		
2674	0-3350	3938	3898																		
6. Вид скважины	наклонно-направленная 3 участковый																				
7. Тип профиля																					
8. Глубина по вертикали кровли толщи КТ- II, м																					
9. Азимут, максимальный зенитный угол, град. отклонение от вертикали, м.	<table><tr><td>2672</td><td>3680</td></tr><tr><td>2650</td><td>3538</td></tr><tr><td>2658</td><td>3570</td></tr><tr><td>2674</td><td>3628</td></tr></table>	2672	3680	2650	3538	2658	3570	2674	3628												
2672	3680																				
2650	3538																				
2658	3570																				
2674	3628																				



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 2025г».
2	«О разработке ПСД» - распоряжение 7Г-02 от 04.02.2026г. на проектирование скважин №№ 2672, 2650, 2658, 2674 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 450/45K ₅	2,1	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-2C) - питьевая вода	привозная в.п. Жанажол в.п. Жанажол	- - -	автоцистерны автоцистерны бутилированная
Электроснабжение	дизель- электростанц ия	0.15	12V190BG3 882квт
Связь	радиостанция	непосредст венно	«kenwood», транковая
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	-	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 - Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	Жанажол – буровая (с гравийной отсыпкой)	8,2			

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Геологическая часть к проекту на бурение скв. 2672 месторождения Жанажол

№ скв: 2672

Тип скважины: наклонно-направленная

Отклонение ствола от вертикали – 286м.

Альтитуда земли – 255,16м.

Предполагаемая альтитуда ротора 264м.

Азимут направления бурения 162,3°

Проектный забой - 3950(md), 3884 (tvd).

Горизонт заканчивания скважины: карбон (КТ-II: пачка Гсев).

Прогнозная мощность продуктивного горизонта (КТ-II) - 204м.

Кровля продуктивного пласта на глубине 3680м (tvd).

Подощва продуктивного пласта (забой) на глубине 3884м (tvd).

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5 м.

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов,
глубина залегания от 5 до 910м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов,
глубина залегания от 910 до 1573м.

Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 1573м до 2544м; ВСТП – 1573-1590; соль –1590-2523;
текущие монтмориллонитовые глины в интервалах 1798-1801, 2088-2100, 2107-2123,
2127-2141, 2145-2149, 2180-2203, 2209-2215, 2224-2227, общая мощность глин- 81м,
НСТП – 2523-2544м.

Сакмарский и ассельский ярусы: глубина залегания от 2544м до 2850м; переслаивание
песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания (вертикальная) КТ-I – 2850-3375; МКТ – 3378-3718 (tvd 3680), КТ-
II – 3718 (tvd 3680) – 3950(tvd 3884)м. Карбонатная толща представлена биокластовыми,
органогенными известняками с редким переслаиванием аргиллитов.

Месторождение Жанажол
Выкопировка со структурной карты по кровле КТ-II
масштаб 1: 25 000

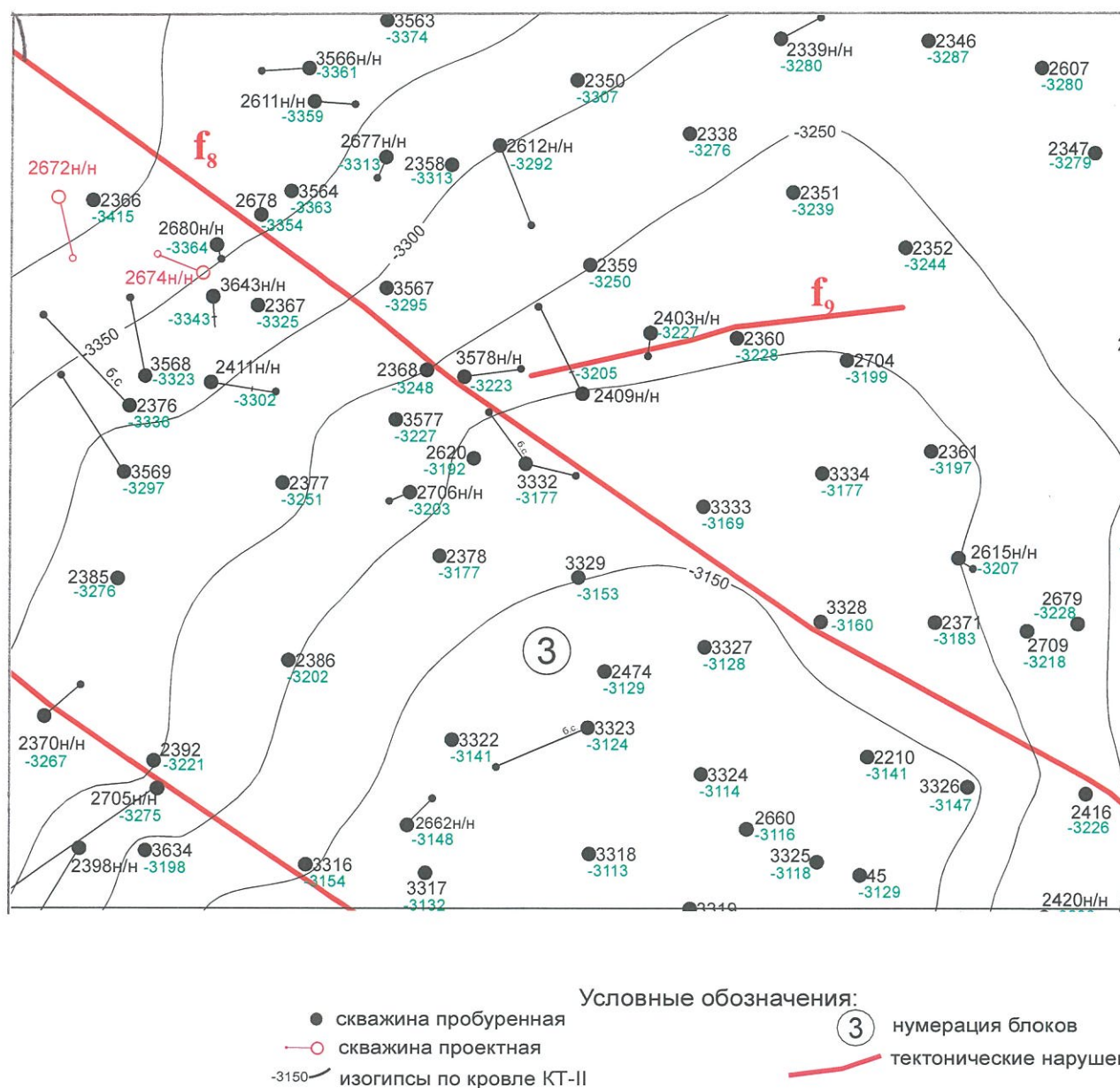
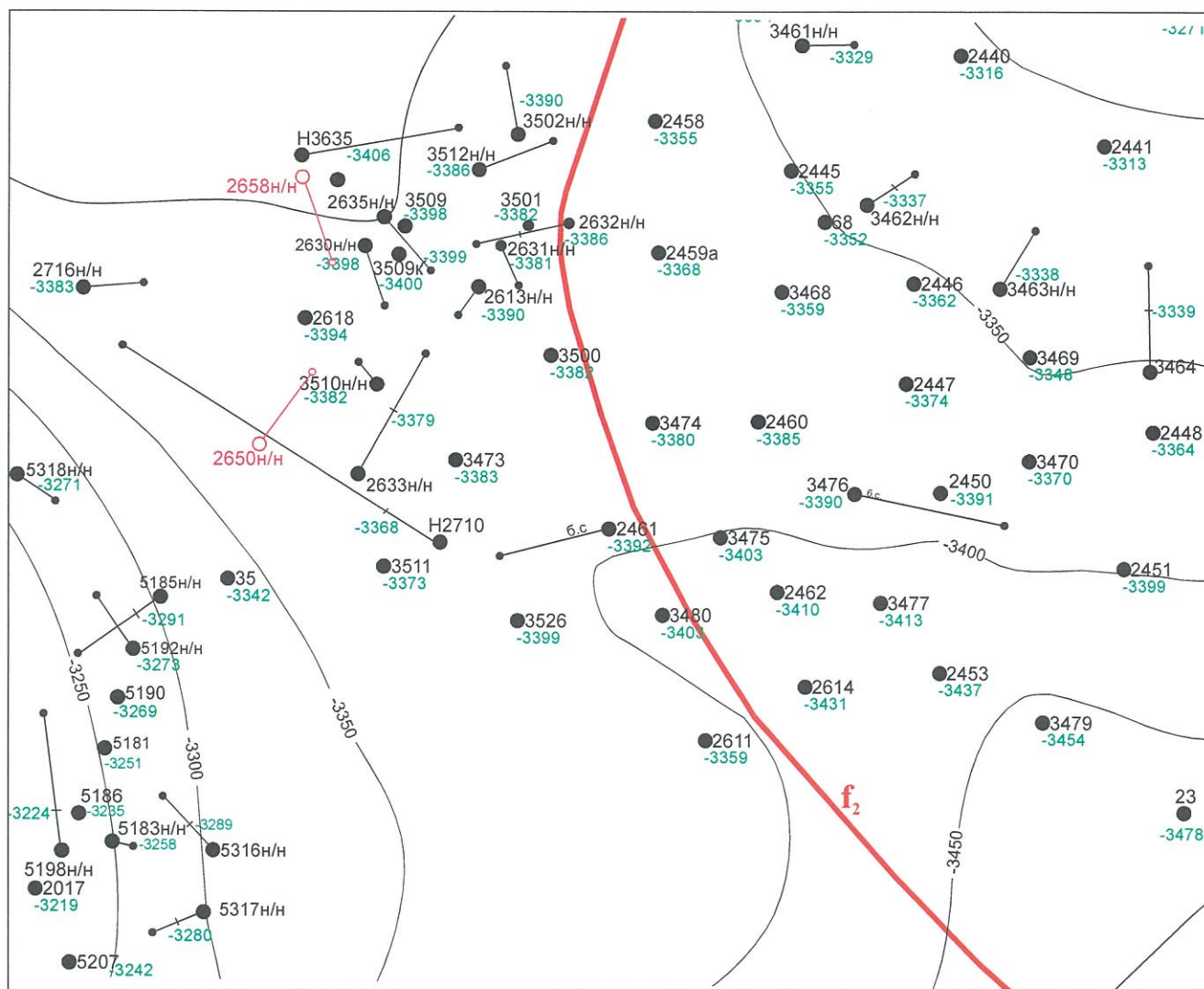


Рис.4.1

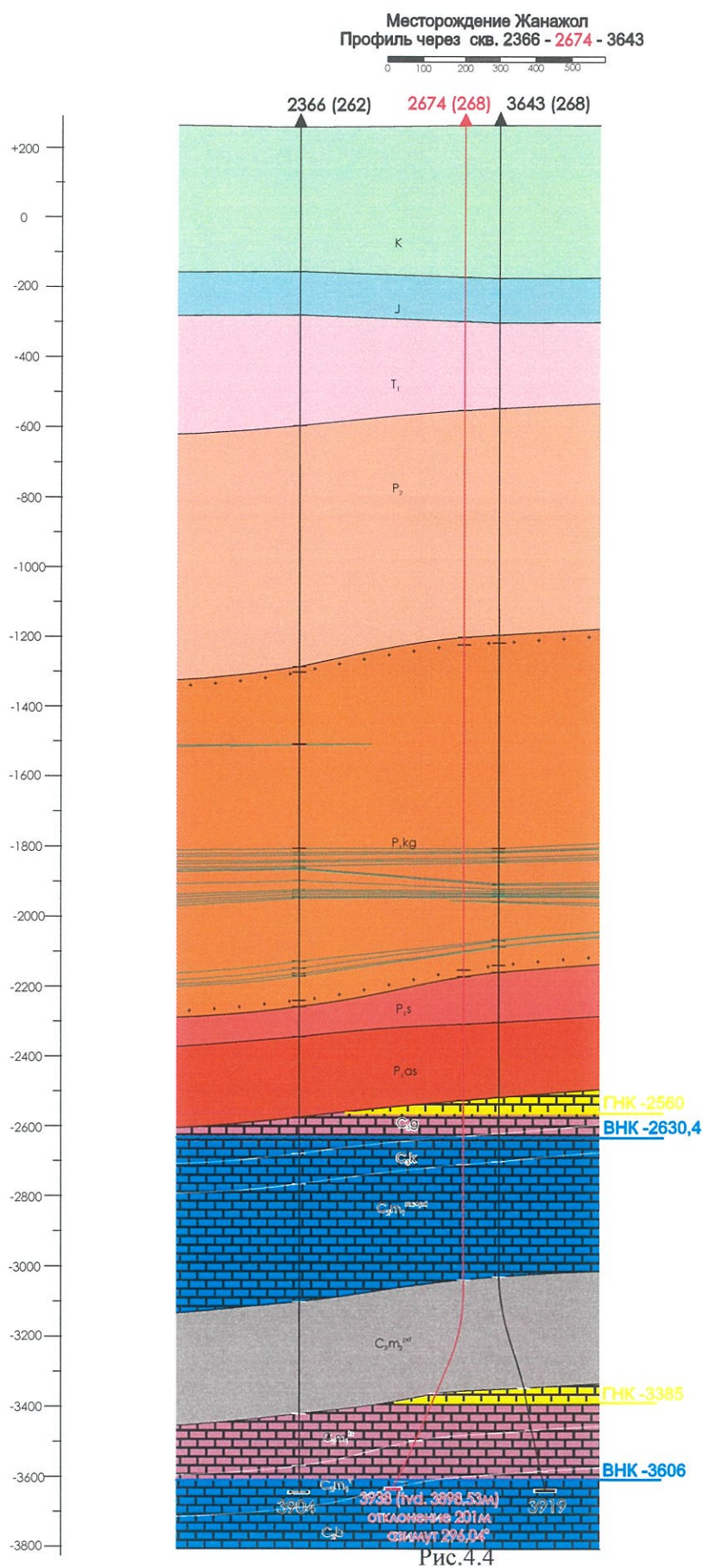
Месторождение Жанажол
Выкопировка со структурной карты по кровле КТ-II
масштаб 1: 25 000

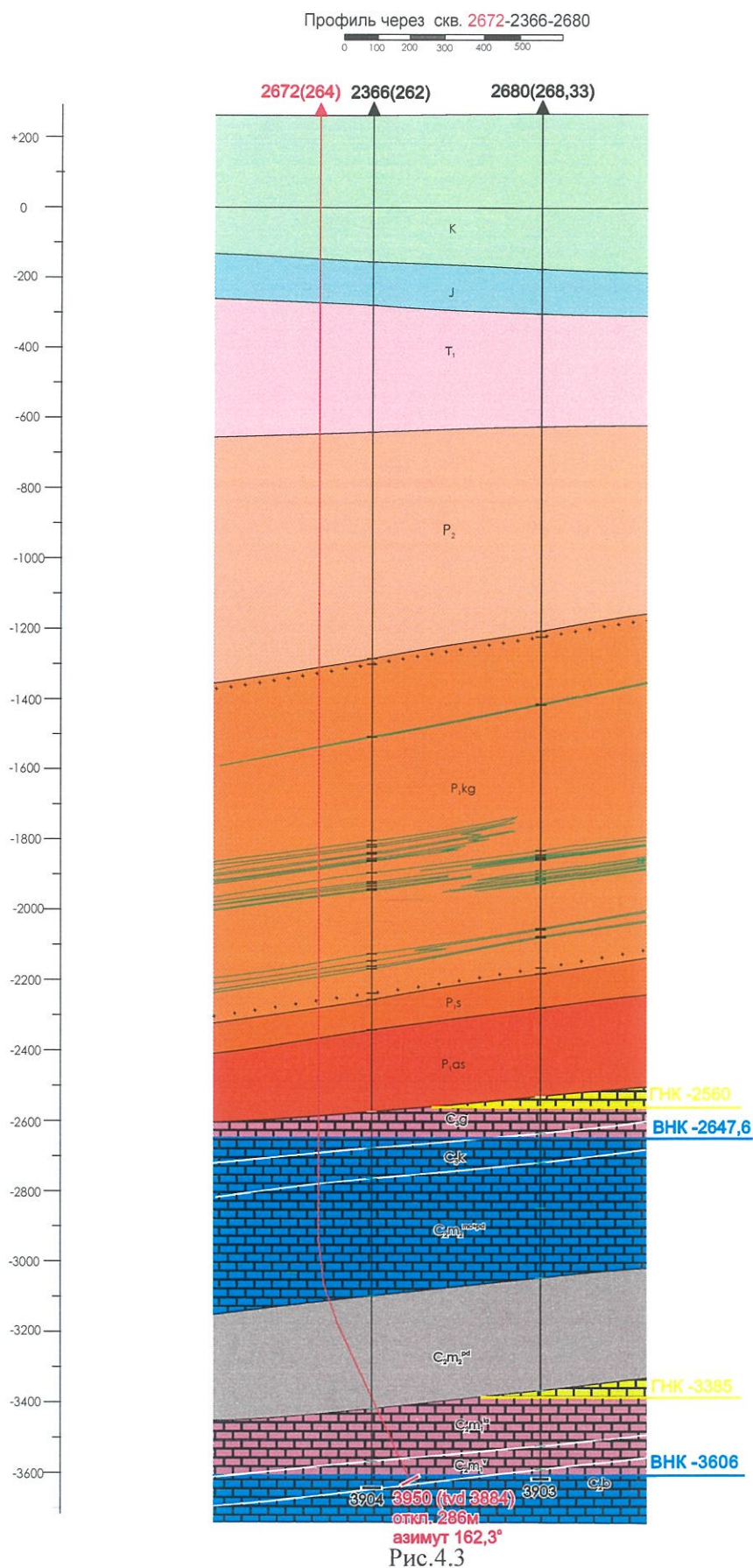


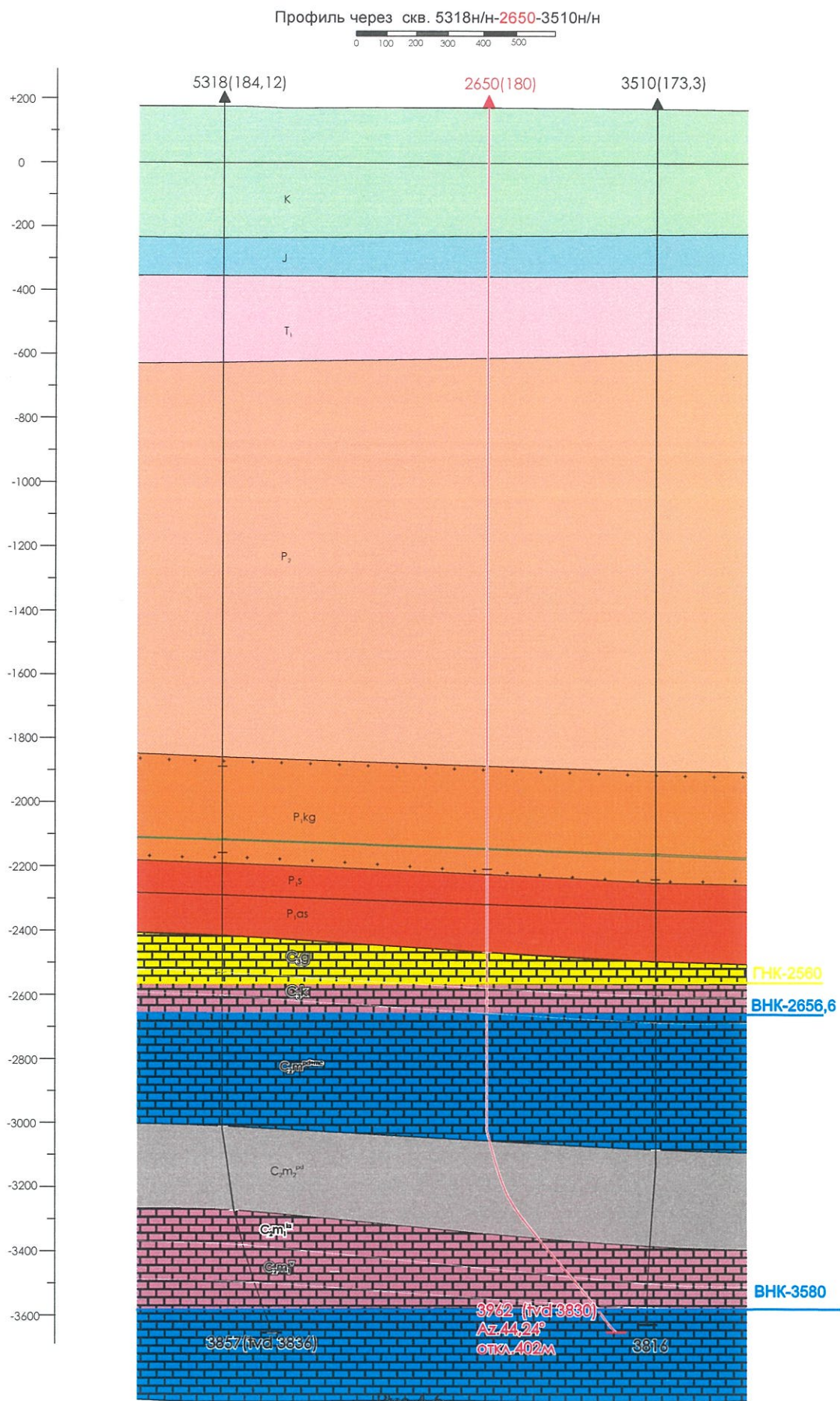
- Условные обозначения:
- скважина пробуренная
 - скважина проектная
 - 3150- изогипсы по кровле КТ-II
 - ① нумерация блоков
 - тектонические нарушения

Рис.4.2









Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.1

Глубина залегания по стволу скважины, м		Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пласта по подошве, град. (Az 162,3° в направлении от скв. 2672 к скв. 2366)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6
0	5	Четвертичная + неогеновая системы	Q+N		
5	410	Меловая система	K	3°	1,1
410	535	Юрская система	J	3°	1,1
535	910	Триасовая система	T ₁	2°	1,1
		Пермская система			
910	1573	Верхний отдел	P ₂	8°3'	1,15
		Нижний отдел			
1573	2544	Кунгурский ярус	P ₁ kg	8°	1,25
2544	2850	Сакмарский ярус + Ассельский ярус	P ₁ s+ P ₁ a	5°	1,15
		Каменноугольная система			
		Верхний отдел			
2850	2954	Гжельский ярус	C ₃ g	5°	1,2
2954	3042	Касимовский ярус	C ₃ k	5°	1,2
		Средний отдел			
		Московский ярус	C ₂ m		
3042	3378 (tvd 3375)	Мячковский+подольский горизонты	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	5°	1,2
3378	3718 (tvd 3680)	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	5°	1,2
3712	3878 (tvd 3822)	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	5°	1,2
3869	3950 (tvd 3884)	Верецкий горизонт	C ₂ m ₁ ^v		1,2



Литологическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.2

Индекс стратиграфи- ческого 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	410	Пески Глины Мергели Песчаники	40 25 20 15	Пески серые, разномзернистые, полимиктовые Глины серые и зеленовато-серые, мергелистые, алевритистые. Мергели беловато-серые, плотные Песчаники серые, мелкозернистые
J	410	535	Глины Пески Песчаники	50 30 20	Глины серые, плотные, слоистые Пески серые, разномзернистые, полимиктовые Песчаники серые, мелкозернистые
T ₁	535	910	Глины Алевриты Песчаники	50 35 15	Глины серые, слюдистые, алевритистые Алевриты среднезернистые, глинистые Песчаники кварцево-слюдистые, среднезернистые
P ₂	910	1573	Глины Песчаники Алевриты Ангидриты	65 15 15 5	Глины темно-серые, плотные, известковистые, местами красноцветные. Песчаники пестроцветные, мелкозернистые, известковистые, полимиктовые. Алевриты серые тонкослоистые. Ангидриты серые массивные, крепкие.



1	2	3	4	5	6
P ₁ kq	1573	2544	Каменная соль	80	Каменная соль белая, кристаллическая. В подошве – ангидриты серые, плотные, массивные с прослоями аргиллитов. В каменной соли 81м текучих монтмориллонитовых серо-зеленых глин.
ВСТП	1573	1590	Ангидриты	5	
соль	1590	2523	Аргиллиты	7	
НСТП	2523	2544			
	1798	1801	Текучие глины	8	
	2088	2100			
	2107	2123			
	2127	2141			
	2145	2149			
	2180	2203			
	2209	2215			
	2224	2227			
P ₁ s -P ₁ as	2544	2850	Аргиллиты	55	Аргиллиты с пропластками алевролитов и песчаника. Аргиллиты и алевролиты аналогичные вышеописанным. Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, крупнозернистые.
			Алевролиты	25	
			Песчаники	20	
C ₃ g	2850	2954	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	2954	3042			



1	2	3	4	5	6
$C_2m_2^{mc+pd}$	3042	3378	Известняки Доломиты Аргиллиты	75 15 10	Известняки серые, микрокристаллические, доломитизированные, пористо-кавернозные. Доломиты светло-серые. Аргиллиты темно-серые, плотные, слоистые.
$C_2m_2^{pd}$	3378	3718	Песчаники Аргиллиты Алевриты	50 30 20	Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, мелко-среднезернистые. Аргиллиты с пропластками алевритов и песчаника. Алевриты серые тонкослоистые.
$C_2m_1^{ks}$	3718	3878	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещиноватые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные.
$C_2m_1^v$	3878	3950	Известняки Аргиллиты	90 10	Породы аналогичны вышеописанным



Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы 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 K	0 5	5 410	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	410	535	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	535	910	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	910	1573	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	1573 1573 1590 2523	2544 1590 2523 2544	Каменная соль, ангидриты, текуч.глины	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 наклонно-направленных скважин 2672, 2650, 2658, 2674 месторождения Жанажол

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P _{1s} - P _{1a}	2544	2850	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}	2850	2954	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}	2954	3042	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}	3042	3718	Известняк 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	3718 3878	3878 3950	Известняки аргиллиты	2,53	10- 15	0,001- 0,3	5-80	9- 84	1-3	II- III	75- 150	4	III	то же	0,1- 0,33	0,6-4,2



Нефтегазоносность по разрезу скважины

Нефтеносность

Таблица 4.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Вязкость			Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации	в пластовой нефти, мПа·с при 20°C, мм ² /с			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 _{3q}	2850	2912	порово-трещинно-кавернозный	657,4	828,9	<u>0,346</u> 6,2	0,8	6	241,7	1,94	0,52	0,724	20,9E-4	26,4
C _{2m1} ^{ks} +C _{2m1} ^v	3718 (tvd 3680)	3936 (tvd 3870)		626,1	823,5	<u>0,160</u> 6,15	0,8	7,7	344,3	1,93	0,65	0,806	21,3E-4	33,55

Примечания: данные взяты из работы «Проект разработки месторождения Жанажол 2025г»



Водоносность

Таблица 4.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скважины м	Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит м³/сут	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды, мг/дм3						Общая минерализация, г/дм³	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ – хлормagneиный, ХЛК - хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
						анионы			катионы					
						НСО₃⁻	Сl⁻	SO₄²⁻	Са⁺⁺	Mg⁺⁺	Na⁺ + K⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
C₂m₂ ^{mc+pd}	2912-3378	порово-трещинно-кавернозный	1,064	до 100	-	1194	54673	2331	5382	1900	25966	91,55	ХЛК	Нет

Примечание: водоносность дана без учета непроницаемых пластов, данные взяты из работы «Проект разработки месторождения Жанажол, 2025г.»



Давление и температура по разрезу скважины

Таблица 4.6

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Градиент давления						Г р а д и е н т						Температура в конце интервала	
	от (низ)	до (верх)	Пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°С	Источник получения
			кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения		
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N+K	0	410	1,0	1,0	Данные бурения скважин 2366,2680,3643.	анализы не проводились (сведения отсутст вуют)			1,68	1,68	Проект разработки м. Жанажол	1,95	1,95	Проект разработки м/р Жанажол	18	Проект разработки м. Жанажол
J+ T ₁	410	910	1,0	1,0					1,74	1,74		1,98	1,98			
P ₂	910	1573	1,0	1,05					1,89	1,89		2,05	2,05			
P ₁ kq	1573	2544	1,1	1,25					1,95	2,23		2,23	2,23			
P ₁ s-a	2544	2850	1,0	1,0					1,9	1,9		2,24	2,24			
C ₃ q+ C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2850	3378	0,9	0,8					1,91	1,91		2,25	2,25			
C ₂ m ₂ ^{pd}	3378	3718	0,8	0,8					1,95	1,95		2,29	2,29			
C ₂ m ₁ ^{ks+} C ₂ m ₁ ^v	3718 (tvd 3680)	3950 (tvd 3884)	0,7	0,7					1,95	1,95		2,23	2,23			



Таблица 4.7

**Возможные осложнения по разрезу скважины,
поглощения бурового раствора**

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) при вскрытии	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)		Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляцион- ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К	5	35	5-10	-	да	>1,12		превышение гидростатического давления над пластовым
C ₃ q+C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2850	3378	20-40	-	да	>1,1		
C ₂ m ₁ ^{ks-v}	3718	3950	до 60	-	да	>1,1		



Таблица 4.8

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость	
1	2	3	4	5	6	7
Mz	0	910	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	фильтрация не более 10см ³ /30мин	проработка, промывка скважины то же то же то же
P ₂	910	1573		1,11-1,12	фильтрация не более 5-7 см ³ /30мин	
P _{1S-a}	2544	2850		1,12-1,15	фильтрация не более 4-6 см ³ /30мин	
C _{2m2} ^{pd}	3378	3718		1,12	фильтрация менее 5см ³ /30мин	



Таблица 4.9

Нефтеводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Вид проявляемо- го флюида (вода, нефть)	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 возникнове- ния	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 _{3q}	2850	2912	нефть	657,4	828,9	при снижении Р _{заб} над Р _{пл}	перелив воды, увеличе- ние водоотдачи, пузырь- ки газа, в виде пленок нефти, снижение удель- ного веса
КТ-I: C _{3k} +C _{2m2} ^{mc+pd}	2912	3718	вода	1,064			
КТ-II: C _{2m1} ^{ks} +C _{2m1} ^v	3718	3936	нефть	626,1	823,5		
КТ-II: C _{2m1} ^v	3936	3950	вода	1,058			



Прихватоопасные зоны

Таблица 4.10

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальнико- образования и т.д.)	Раствор рекомендуемый				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникно- вания
	от (верх)	до (низ)		тип	Плот- ность, г/см ³	Водо- отдача, см ³ /30 мин	Сма- зываю- щие добав- ки		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+T ₁	0	910	вследствии осыпей и сальникообразо- ваний	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	менее 10	*	да	при бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей; при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	910	1573		соленасы- щенный	до 1,9	5-7	то же	да	
P ₁ kg (в интервалах текучих глин h-81м)	1798	1801	сужение ствола скважины						
	2088	2100							
	2107	2123							
	2127	2141							
	2145	2149							
	2180	2203							
	2209	2215							
	2224	2227							
P ₁ S-a	2544	2850	вследствии осыпей и сальникообразо- ваний	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,12-1,15	4-6	то же	да	
C ₂ m ₂ ^{pd}	3042	3378			1,12	менее 5	то же	да	
* Использование химреагентов и смазывающих добавок ХОС < 6 ppm согласно Положения об управлении по качеству химических реагентов, 2021г. и Положения по управлению химреагентами в АО «СНПС-Актобемунайгаз» подписанный генеральным директором АО «СНПС-Актобемунайгаз», 24.05.2024г.									



Текущие породы

Таблица 4.11

Индекс стратиграфичес кого 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
Р ₁ kg	1590	2523	каменная соль	1,31-1,35	при плотности раствора менее предусмотренного
	1798	1801	текущие монтморил лонитовые глины	до 1,9	
	2088	2100			
	2107	2123			
	2127	2141			
	2145	2149			
	2180	2203			
	2209	2215			
	2224	2227			

Прочие возможные осложнения

Таблица 4.13

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения, желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Р ₁ kg (интервал каменной соли)	1590	2523	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 керна отборника	Количество образцов. пород, шт	Примечание
	минимальный диаметр, мм	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
			отбор керна не предусмотрен			при бурении- $C_{3g} - C_{2m_2}^{mc+pd}$	шлама 2850	отбор 3378	3		отбор керна боковым керна отборником не предусмотрен			
						$C_{2m_1}^{ks-v} - C_{2b}$	3718	3949	3					
						при наличии	признаков	нефти:						
						$C_{3g} - C_{2m_2}^{mc+pd}$	2850	3378	1					
						$C_{2m_1}^{ks-v} - C_{2b}$	3718	3950	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	7	8
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	1100	0	1100			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,АК, ГГПК, 2ст. зонда, инкл.	1 : 500	2544	1050	2544			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС, АК, ГГПК, 2ст. зонда, инкл.	1 : 500	3950	2494	3950			
Виды каротажа после бурения							
КТ-I: DLL, MSFL, AC, CNL, ZDL, GR, SP, CAL	1 : 200	2960	2850	2960	ECLIPSE 5700		
КТ-II: DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	3950	3718	3950			
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200		3718	3950			
AC – АК, акустический каротаж	1 : 200		3718	3950			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200		3718	3950			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200		3718	3950			
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200		3718	3950			
SP – ПС, каротаж потенциалов	1 : 200		3718	3950			
самопроизвольной поляризации	1 : 200		3718	3950			
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200		3718	3950			
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ, ГК	1 : 500	1100	0	1100			
АКЦ, ГК	1 : 500	2544	800	2544			
АКЦ, ГК	1 : 500	3950	1700	3950			

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



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

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

Перед началом работ устанавливаются датчики ГТИ на буровой установке.

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

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

При проведении ГТИ необходимо:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;



- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;
- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

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

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

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

Допускается использование центров интеллектуальной поддержки и центров онлайн-бурения, обеспечивающих инженерное сопровождение, геонавигацию и контроль строительства скважин в режиме реального времени (24/7). Применение цифровых технологий обработки данных с буровой позволяет оптимизировать затраты, повысить безопасность и обеспечить возможность удалённого принятия решений.

- Онлайн-наблюдение и передача данных: сбор телеметрии в реальном времени, передача данных по защищённым каналам связи, контроль параметров бурения.

- Технологический контроль: инженерное сопровождение скважинных операций, оптимизация режимов бурения, выявление нештатных ситуаций на ранней стадии.

Передача с промысла в центральный офис данных, получаемых от комплексной каротажной станции, включая технологические параметры бурения, параметры бурового раствора, данные по содержанию сероводорода, а также видеотрансляцию с камер наблюдения, обеспечивает дистанционный мониторинг. Указанные решения повышают оперативность принятия инженерных решений и эффективность контроля за строительством скважины, в том числе при выполнении противовыбросовых мероприятий.



Таблица 4.16

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

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкций продуктивного забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА), смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II	1	3718	3936 (tvd 3870 – отм.ВНК)			колонна, цемент	стационарная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)	1548	823,5

Примечание: 1. Интервал перфорации определяется после проведения геофизических исследований

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

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



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	20 18	В,Д Д	8 10.0	2.0 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).



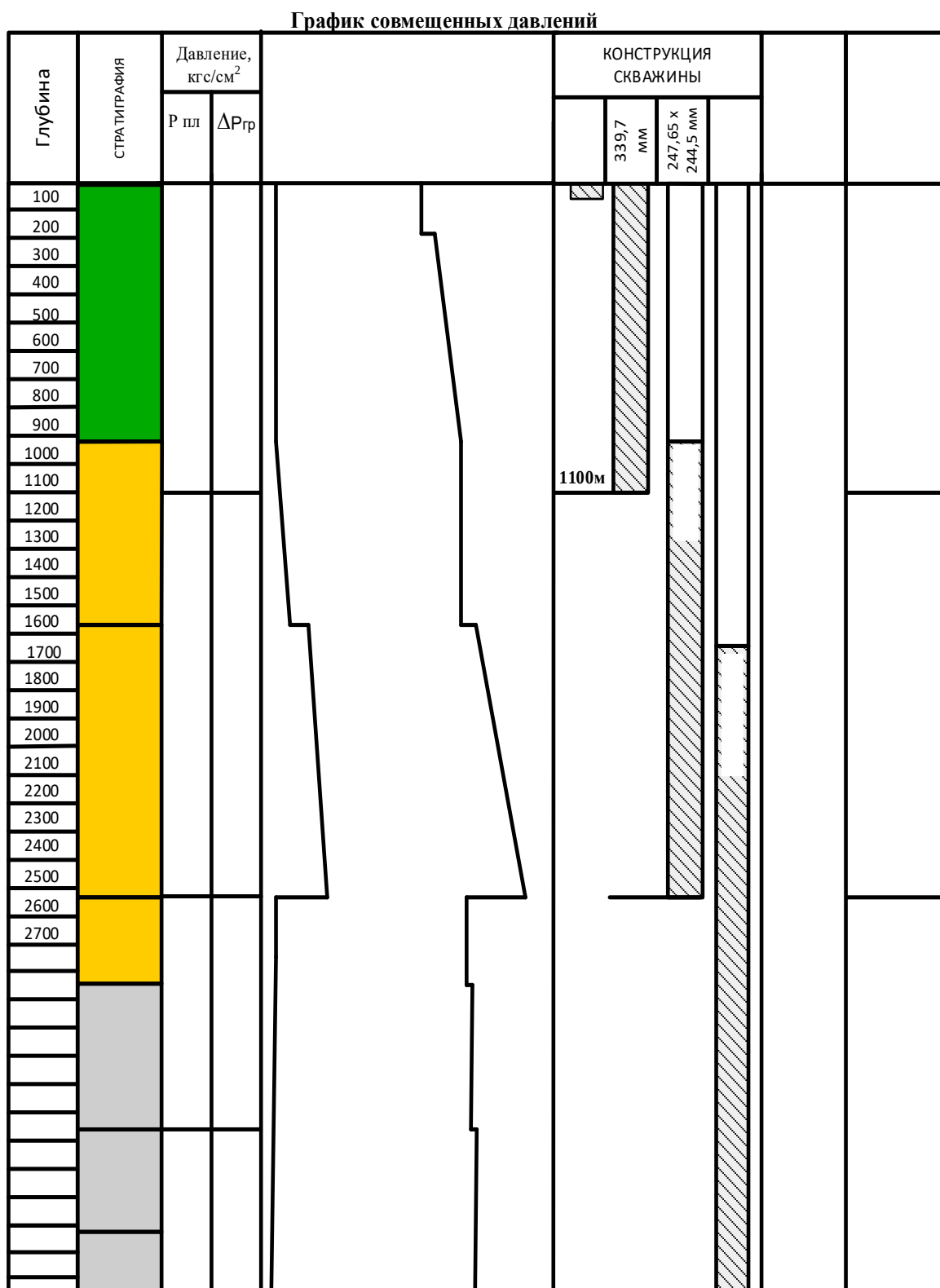


Рис.5.1 График совмещенных давлений



Таблица 5.2

Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал по стволу скважины	Номинальный диаметр ствола скважины (долота) в интервале, мм	Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колоннами, м	Количество раздельно спускаемых частей колонны, штук	Номер раздельно спускаемой части в порядке спуска	Интервал установки раздельно спускаемой части,	Необходимость спуска колонны (в том числе) в один прием или секциями
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	0-20	660	0	1	1	0-20	Перекрытие зон возможного поглощения бурового раствора в верхне -меловых отложениях и перекрытие верхних неустойчивых пород
2	Кондуктор	0-1100	444,5	0	1	1	0-1100	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых частично верхне-пермских отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2544	311,2	900	1	1	0-2544	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях
4	Эксплуатационная колонна	0-3950	215,9	1700	1	1	0-3950	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	Толщина стенки, 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	0-20	8	1	1	BC	533	0-20
2	1	1	1	339,7	0-1100	10,92	1	1	BC	365	0-1100
3	1	2	1	247,65	2544-1798	13,84	1	1	BC	272,6	2544-1798
				244,5	1798-1573	11,99	1	2	BC	269,9	1798-1573
				244,5	1573-0	11,05	1	3	BC	269,9	1573-0
4	1	1	1	168,3	0-3950	10,59	1	1	-	190,5	0-3950

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).



Таблица 5.4

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

№№	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Фильтрацию и структурно-механические показатели поддерживать в пределах, указанных в ГТН	Предупреждение осыпей, обвалов и прихватов в интервалах: 0-910м 910-1573м 1798-2227м 2544-2850м 3042-3378м
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, 2850-3378м, 3718-3950м плотность, вязкость, СНС и реологические показатели поддерживать минимально допустимыми.	Предупреждение поглощения бурового раствора
6	За 100 метров до вскрытия интервала продуктивных пластов с флюидами, содержащими сероводород составляется ПОР, акт готовности объекта и выполняется установка станции ГТИ при бурении и обнаружении признаков ГНВП и сероворода.	Предупреждение проявлений ГНВП и агрессии сероводорода
7	Снизить скорость спускоподъемных операций. При вскрытии продуктивных отложений руководствоваться «Правилами по вскрытию сероводородсодержащих горизонтов».	Предупреждение агрессии сероводорода
8	Обеспечить дегазацию промывочной жидкости и установить контроль за доливом её во время подъема буровой колонны.	



6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Общие положение по искривлению скважины

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

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

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

При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

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

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

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

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

6.1 Проект профиля

Тип проектного профиля - трех - участковый:

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



Таблица 6.1

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола 2672

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	2479.89	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	2509.85	3200,00	0,00	0,00	0,00
3478,65	27,87	162,30	2814.42	3467,80	-63,29	66,44	3,00
3893,07	27,87	162,30	2827.37	3834,16	-247,82	260,13	0,00
3949,63	27,87	162,30	2847.37	3884,16	-273,00	286,57	0,00

Таблица 6.2

Результат расчета профиля ствола скважины 2672

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3180,00	0,00	0,00	3180,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	3200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3210,00	1,00	162,30	3210,00	-0,08	0,03	0,09	3,00
3240,00	4,00	162,30	3239,97	-1,33	0,42	1,40	3,00
3270,00	7,00	162,30	3269,83	-4,07	1,30	4,27	3,00
3300,00	10,00	162,30	3299,49	-8,29	2,65	8,70	3,00
3330,00	13,00	162,30	3328,89	-13,99	4,46	14,68	3,00
3360,00	16,00	162,30	3357,93	-21,14	6,75	22,20	3,00
3390,00	19,00	162,30	3386,54	-29,74	9,49	31,22	3,00
3420,00	22,00	162,30	3414,63	-39,75	12,68	41,72	3,00
3450,00	25,00	162,30	3442,14	-51,14	16,32	53,68	3,00
3478,65	27,87	162,30	3467,80	-63,29	20,20	66,44	3,00
3480,00	27,87	162,30	3468,99	-63,89	20,39	67,06	0,00
3510,00	27,87	162,30	3495,51	-77,25	24,65	81,09	0,00
3540,00	27,87	162,30	3522,03	-90,61	28,91	95,11	0,00
3570,00	27,87	162,30	3548,55	-103,97	33,18	109,13	0,00
3600,00	27,87	162,30	3575,07	-117,32	37,44	123,15	0,00
3630,00	27,87	162,30	3601,60	-130,68	41,70	137,17	0,00
3660,00	27,87	162,30	3628,12	-144,04	45,96	151,20	0,00
3690,00	27,87	162,30	3654,64	-157,40	50,23	165,22	0,00
3720,00	27,87	162,30	3681,16	-170,76	54,49	179,24	0,00
3750,00	27,87	162,30	3707,68	-184,12	58,75	193,26	0,00
3780,00	27,87	162,30	3734,20	-197,47	63,01	207,28	0,00
3810,00	27,87	162,30	3760,72	-210,83	67,28	221,31	0,00
3840,00	27,87	162,30	3787,25	-224,19	71,54	235,33	0,00
3870,00	27,87	162,30	3813,77	-237,55	75,80	249,35	0,00
3893,07	27,87	162,30	3834,16	-247,82	79,08	260,13	0,00
3900,00	27,87	162,30	3840,29	-250,91	80,06	263,37	0,00
3930,00	27,87	162,30	3866,81	-264,26	84,33	277,39	0,00
3949,63	27,87	162,30	3884,16	-273,00	87,12	286,57	0,00



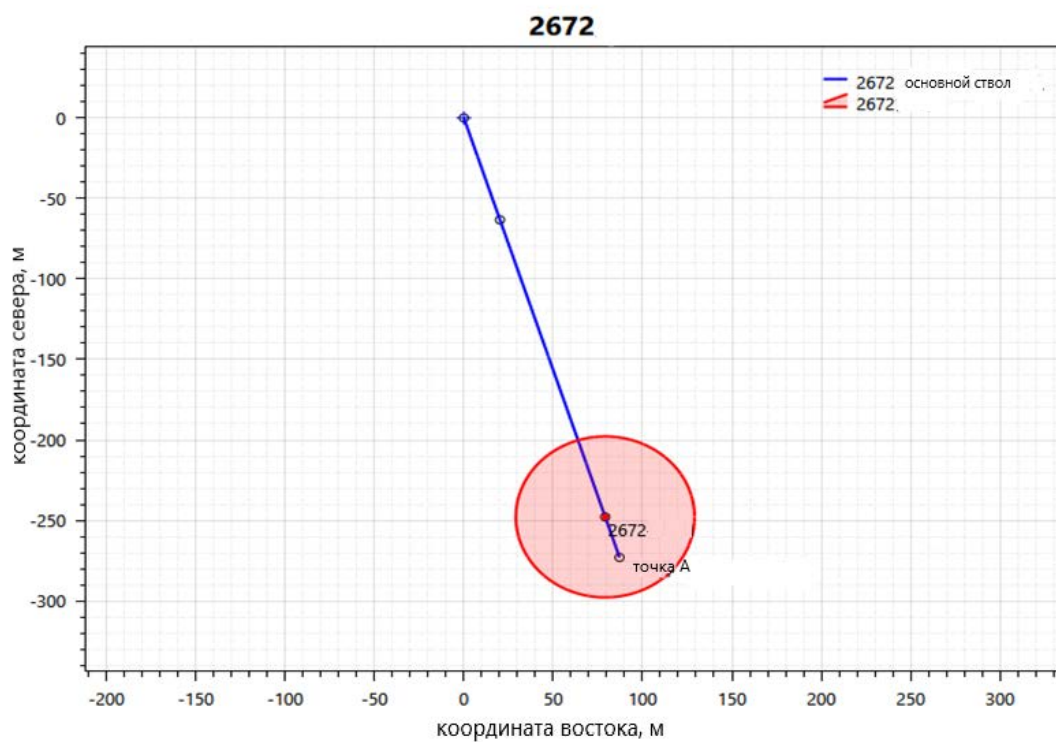


Рис 6.1. Проектный профиль ствола скважины 2672

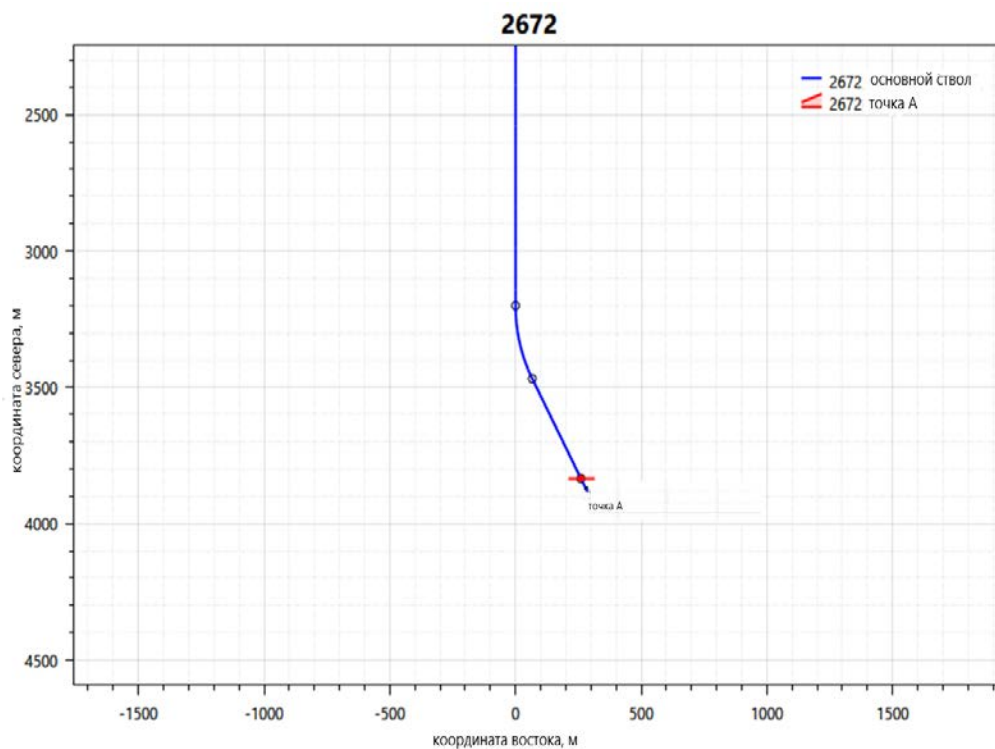


Рис 6.2. Азимутная проекция профиля ствола скважины 2672



Таблица 6.3

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола 2650

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	2479.89	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	2509.85	3200,00	0,00	0,00	0,00
3460,68	39,10	44,24	2814.42	3440,91	61,29	59,69	85,55
3897,57	39,10	44,24	2827.37	3779,95	258,69	251,93	361,09
3962,00	39,10	44,24	2847.37	3829,95	287,80	280,28	401,73

Таблица 6.4

Результат расчета профиля ствола скважины 2650

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3180,00	0,00	0,00	3180,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	3200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3210,00	1,50	44,24	3210,00	0,09	0,09	0,13	4,50
3240,00	6,00	44,24	3239,93	1,50	1,46	2,09	4,50
3270,00	10,50	44,24	3269,61	4,58	4,46	6,40	4,50
3300,00	15,00	44,24	3298,86	9,32	9,08	13,02	4,50
3330,00	19,50	44,24	3327,50	15,70	15,29	21,91	4,50
3360,00	24,00	44,24	3355,36	23,66	23,04	33,02	4,50
3390,00	28,50	44,24	3382,26	33,16	32,29	46,29	4,50
3420,00	33,00	44,24	3408,04	44,15	42,99	61,62	4,50
3450,00	37,50	44,24	3432,53	56,55	55,07	78,93	4,50
3460,68	39,10	44,24	3440,91	61,29	59,69	85,55	4,50
3480,00	39,10	44,24	3455,90	70,02	68,19	97,74	0,00
3510,00	39,10	44,24	3479,18	83,57	81,39	116,66	0,00
3540,00	39,10	44,24	3502,47	97,13	94,59	135,58	0,00
3570,00	39,10	44,24	3525,75	110,68	107,79	154,50	0,00
3600,00	39,10	44,24	3549,03	124,24	120,99	173,42	0,00
3630,00	39,10	44,24	3572,31	137,79	134,19	192,34	0,00
3660,00	39,10	44,24	3595,59	151,35	147,39	211,26	0,00
3690,00	39,10	44,24	3618,87	164,90	160,60	230,18	0,00
3720,00	39,10	44,24	3642,15	178,46	173,80	249,10	0,00
3750,00	39,10	44,24	3665,43	192,01	187,00	268,02	0,00
3780,00	39,10	44,24	3688,71	205,57	200,20	286,95	0,00
3810,00	39,10	44,24	3711,99	219,12	213,40	305,87	0,00
3840,00	39,10	44,24	3735,28	232,68	226,60	324,79	0,00
3870,00	39,10	44,24	3758,56	246,23	239,80	343,71	0,00
3897,57	39,10	44,24	3779,95	258,69	251,93	361,09	0,00
3900,00	39,10	44,24	3781,84	259,79	253,00	362,63	0,00
3930,00	39,10	44,24	3805,12	273,34	266,20	381,55	0,00
3960,00	39,10	44,24	3828,40	286,90	279,40	400,47	0,00
3962,00	39,10	44,24	3829,95	287,80	280,28	401,73	0,00



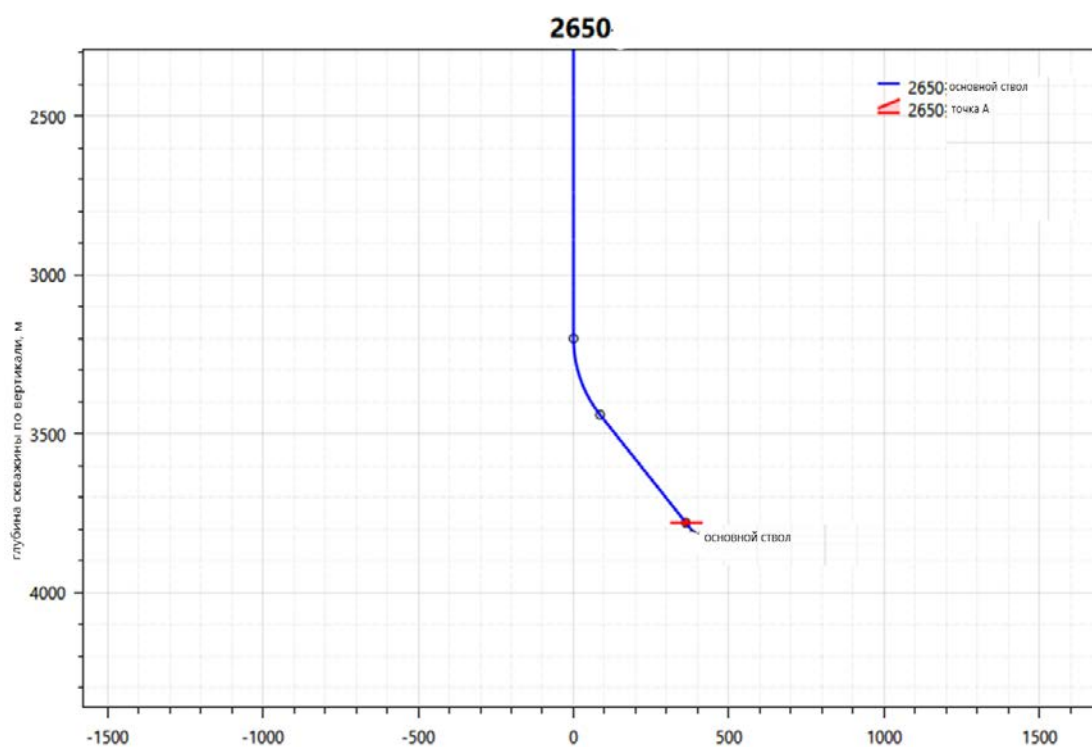


Рис 6.3. Проектный профиль ствола скважины 2650

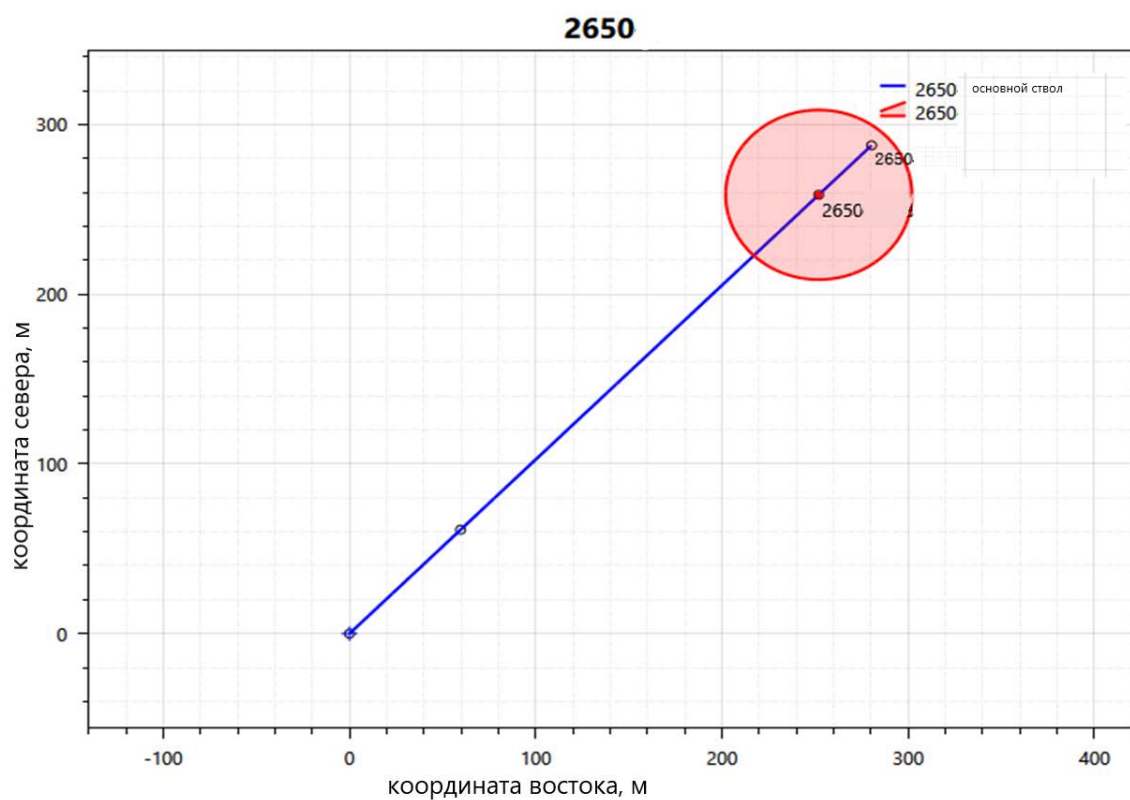


Рис 6.4. Азимутная проекция профиля ствола скважины 2650



Таблица 6.5

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола 2658

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	3200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3487,96	38,39	162,30	3466,89	-88,53	28,25	92,93	4,00
3831,93	38,39	162,30	3736,47	-292,05	93,18	306,55	0,00
3895,72	38,39	162,30	3786,47	-329,80	105,22	346,18	0,00

Таблица 6.6

Результат расчета профиля ствола скважины 2658

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3180,00	0,00	0,00	3180,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	0,00	3200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3210,00	1,33	162,30	3210,00	-0,11	0,04	0,12	4,00
3240,00	5,33	162,30	3239,94	-1,77	0,57	1,86	4,00
3270,00	9,33	162,30	3269,69	-5,42	1,73	5,69	4,00
3300,00	13,33	162,30	3299,10	-11,04	3,52	11,58	4,00
3330,00	17,33	162,30	3328,03	-18,59	5,93	19,51	4,00
3360,00	21,33	162,30	3356,33	-28,05	8,95	29,44	4,00
3390,00	25,33	162,30	3383,87	-39,37	12,56	41,32	4,00
3420,00	29,33	162,30	3410,51	-52,49	16,75	55,10	4,00
3450,00	33,33	162,30	3436,13	-67,35	21,49	70,69	4,00
3480,00	37,33	162,30	3460,60	-83,87	26,76	88,04	4,00
3487,96	38,39	162,30	3466,89	-88,53	28,25	92,93	4,00
3510,00	38,39	162,30	3484,16	-101,57	32,41	106,61	0,00
3540,00	38,39	162,30	3507,67	-119,32	38,07	125,25	0,00
3570,00	38,39	162,30	3531,19	-137,07	43,73	143,88	0,00
3600,00	38,39	162,30	3554,70	-154,82	49,40	162,51	0,00
3630,00	38,39	162,30	3578,21	-172,57	55,06	181,14	0,00
3660,00	38,39	162,30	3601,72	-190,32	60,72	199,78	0,00
3690,00	38,39	162,30	3625,24	-208,07	66,39	218,41	0,00
3720,00	38,39	162,30	3648,75	-225,83	72,05	237,04	0,00
3750,00	38,39	162,30	3672,26	-243,58	77,71	255,67	0,00
3780,00	38,39	162,30	3695,77	-261,33	83,38	274,31	0,00
3810,00	38,39	162,30	3719,29	-279,08	89,04	292,94	0,00
3831,93	38,39	162,30	3736,47	-292,05	93,18	306,55	0,00
3840,00	38,39	162,30	3742,80	-296,83	94,70	311,57	0,00
3870,00	38,39	162,30	3766,31	-314,58	100,37	330,20	0,00
3895,72	38,39	162,30	3786,47	-329,80	105,22	346,18	0,00



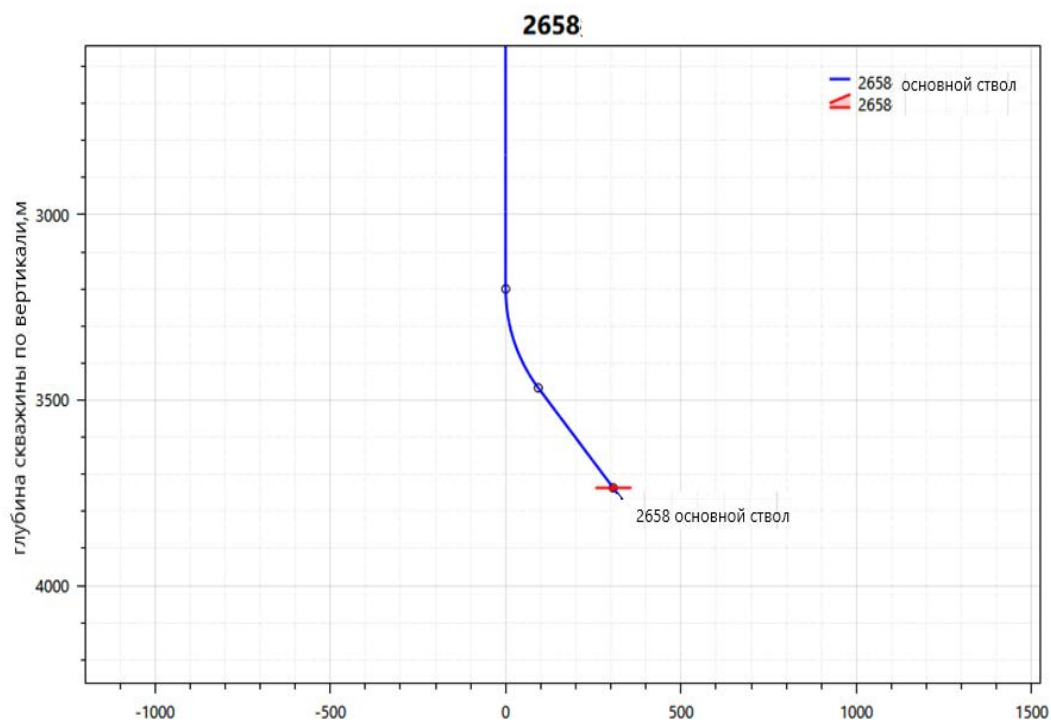


Рис 6.5. Проектный профиль ствола скважины 2658

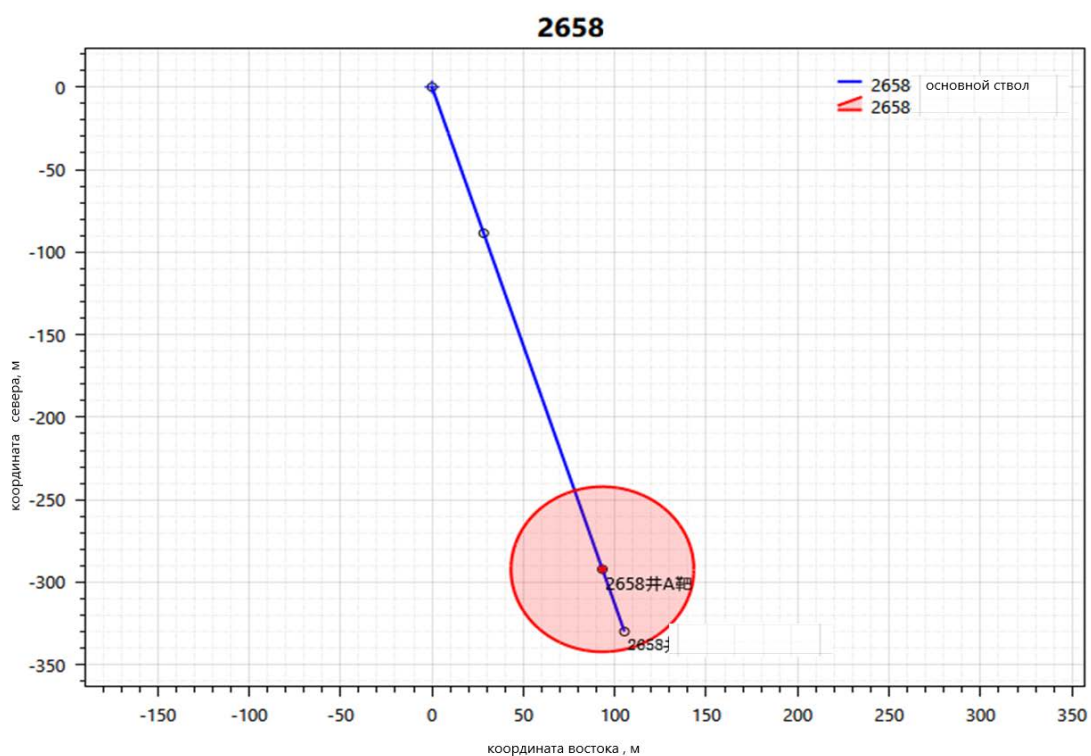


Рис 6.6. Азимутная проекция профиля ствола скважины 2658



Таблица 6.7

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола 2674

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3350,00	0,00	0,00	3350,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3528,01	23,73	296,04	3522,96	15,96	-32,65	36,34	4,00
3883,66	23,73	296,04	3848,53	78,80	-161,27	179,49	0,00
3938,28	23,73	296,04	3898,53	88,45	-181,02	201,48	0,00

Таблица 6.8

Результат расчета профиля ствола скважины 2674

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3330,00	0,00	0,00	3330,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3350,00	0,00	0,00	3350,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3360,00	1,33	296,04	3360,00	0,05	-0,10	0,12	4,00
3390,00	5,33	296,04	3389,94	0,82	-1,67	1,86	4,00
3420,00	9,33	296,04	3419,69	2,50	-5,11	5,69	4,00
3450,00	13,33	296,04	3449,10	5,09	-10,41	11,58	4,00
3480,00	17,33	296,04	3478,03	8,57	-17,53	19,51	4,00
3510,00	21,33	296,04	3506,33	12,93	-26,46	29,44	4,00
3528,01	23,73	296,04	3522,96	15,96	-32,65	36,34	4,00
3540,00	23,73	296,04	3533,94	18,08	-36,99	41,17	0,00
3570,00	23,73	296,04	3561,40	23,38	-47,84	53,25	0,00
3600,00	23,73	296,04	3588,86	28,68	-58,69	65,32	0,00
3630,00	23,73	296,04	3616,33	33,98	-69,54	77,40	0,00
3660,00	23,73	296,04	3643,79	39,28	-80,39	89,47	0,00
3690,00	23,73	296,04	3671,25	44,58	-91,24	101,55	0,00
3720,00	23,73	296,04	3698,71	49,88	-102,09	113,62	0,00
3750,00	23,73	296,04	3726,18	55,18	-112,94	125,70	0,00
3780,00	23,73	296,04	3753,64	60,48	-123,78	137,77	0,00
3810,00	23,73	296,04	3781,10	65,78	-134,63	149,85	0,00
3840,00	23,73	296,04	3808,56	71,09	-145,48	161,92	0,00
3870,00	23,73	296,04	3836,03	76,39	-156,33	174,00	0,00
3883,66	23,73	296,04	3848,53	78,80	-161,27	179,49	0,00
3900,00	23,73	296,04	3863,49	81,69	-167,18	186,07	0,00
3930,00	23,73	296,04	3890,95	86,99	-178,03	198,14	0,00
3938,28	23,73	296,04	3898,53	88,45	-181,02	201,48	0,00



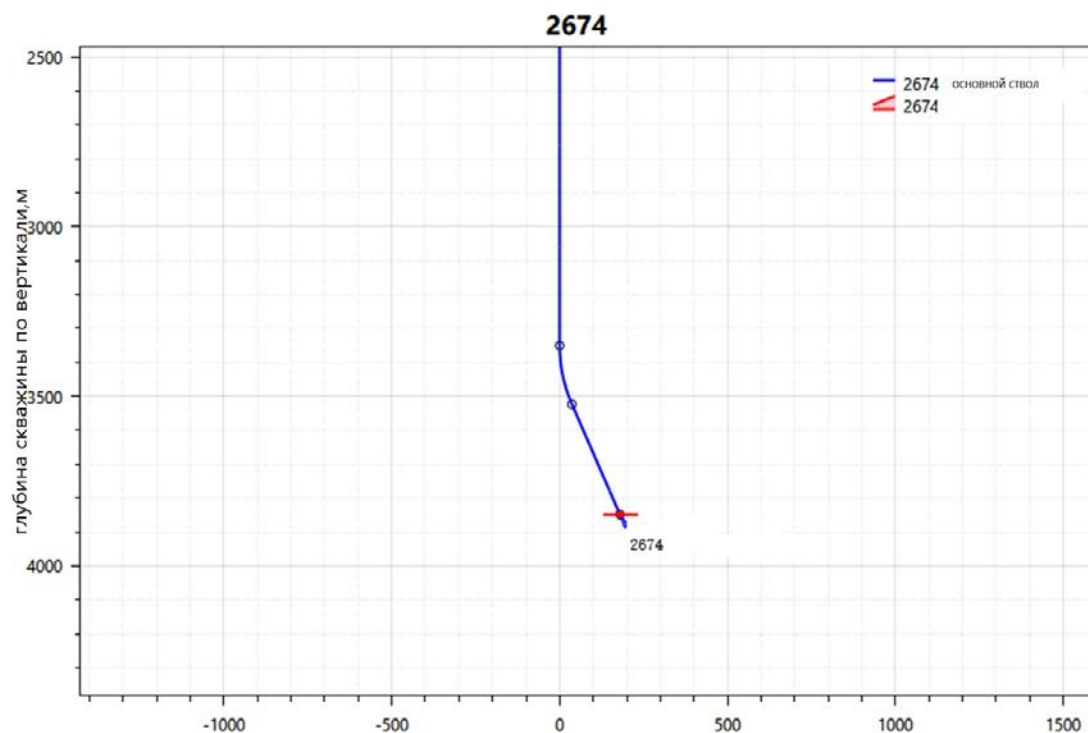


Рис 6.7. Проектный профиль ствола скважины 2674

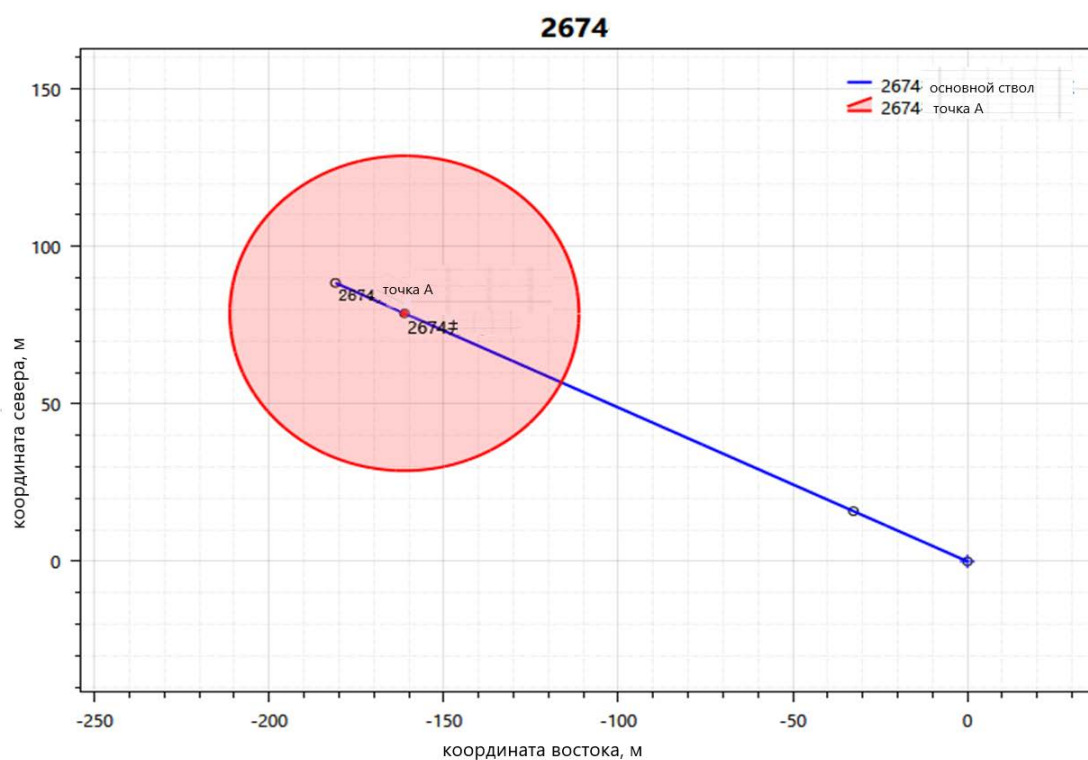


Рис 6.8. Азимутная проекция профиля ствола скважины 2674



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-215.9 мм + ВЗД Ø172 мм 7м + КЛС Ø212 мм х 1,32м + MWD Ø168 мм х 0,70м + УБТн/м Ø159 мм х 9м + ТБТ Ø127мм х 270м + СБТ Ø127мм х 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 $3-5^{\circ}$, смещение не более 30м.
 - 2.3. Глубина начала зарезки наклонного участка скважины (3200м) будет уточняться по результатам фактического замера кривизны в вертикальном участке.

6.2.2 Участок набора кривизны

1. Контроль кривизны ствола скважины в интервале 3210-3480м 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.
 - б. 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 поглощений.
4. Спуск инструмента с прибором MWD должен производиться плавно. Под прибором MWD установить обратный клапан.
5. Производительность буровых насосов должна быть не менее 25л/сек.



6. Буровая должна быть непрерывно обеспечена электрической энергией (220 В, 50-60 гц). В случае ожидаемого отключения электроэнергии необходимо предварительно поставить об этом известность инженера технолога «Подрядчика».
7. Для нормальной работы приборов бурильная колонна должна быть прошаблонирована.
8. Нельзя изменять параметры бурового раствора без согласования с «Заказчиком».

6.2.5 Другие технические требования

1. Бурильные трубы:

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

2. Буровые растворы:

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

Для защиты от коррозии технологического, внутрискважинного оборудования, эксплуатационной и лифтовой колонн, эксплуатируемых в условиях воздействия сероводорода, должны применяться коррозионно-стойкие марки сталей и ингибиторы коррозии, а также нержавеющие коррозионно-стойкие стали без применения ингибиторов коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.



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

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

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

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

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

В анализе разработки месторождений Жанажол 2023г, выполненный ТОО «Timal Consulting Group», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода 1,93-1,94 моль%. При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятия, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантированно. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления.

Прямые:

- снижение плотности промывочной жидкости и разгазирование ее;

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

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

Косвенные:

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

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



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

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

Мероприятия по предупреждению проявлений:

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

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

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

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

5) в случае закрытия плащечного превентора по команде бурильщика помощники фиксируют схождение плашек ручным приводом с обязательным отсчетом числа оборотов штурвала, указанно 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 немужфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

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

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

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

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

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

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

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



5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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

2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с



закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной труб;

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

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

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

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

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

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

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

2. Оставление шарошек на забое;

3. Падение посторонних предметов в скважину;

4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

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

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

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

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

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

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



Таблица 7.1

Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал ,м	Параметры бурового раствора													
		Плотность , г/см ³	Условная вязкость,сек	Водоотдача , мл	СНС, Па		Коэффициент трения	Корка,мм	Содержание песка	Содержание твердой фазы, %	pH	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	0-20	1,05-1,10	38-45	< 10	0-2	1-4	-	<1,0	-	-	-	-	-	-	-
Амфотерно – полимерный раствор	20-1100	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	1100-1573	1,12-1,20	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
	1573-2544	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
Амфотерно-полимерный раствор	2544-3950	1,08-1,12	45-60	≤ 7-5	0,5-2	1-5	< 0,12	<0,5	< 0,5	<35	9-10	40-50	15-25	7-10	1,08
Примечание: 1. При бурении текучих глин плотность бурового раствора повышать постепенно до 1,9 г/см ³ (с согласованием с заказчиком), чтобы избежать поглощений на ранее пробуренных участках. 2. Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины. 3. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика.															



Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Циркуляционная система буровой предусматривает замкнутый цикл использования бурового раствора, исключающий его выброс и загрязнение окружающей среды. Хранение и использование химических реагентов производится в специально отведенных местах, для хранения и складирования сыпучих веществ, применяются контейнера. Жидкие химические реагенты доставляются на буровую в специальных контейнерах, а сухие - в контейнерах и мешках.

Таблица 7.2.

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	1100	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	1100	1573	амфотерный сульфатный раствор	1.12-1.20	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5,5 0,3 0,2 0,3 0,1
	1573	1798	соленасыщенный	1.20-1.35		PAC-LV	0,3
	1798	2544	текучие глины	1.35-1.9		PAC-RL SMP-2 NaCL	0,1 2 31,13
IV	2544	3950	амфотерный полимерный раствор	1.08-1.12	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL ZD-1 EP-1 KCL	5 0,1 0,2 0,3 0,3 0,2 3 2 5
Примечание: 1. При бурении текучих глин плотность бурового раствора повышать постепенно до 1,9 г/см ³ (с согласованием с заказчиком), чтобы избежать поглощений на ранее пробуренных участках. 2. Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины. 3. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика.							



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, понижитель фильтрации	PAC-LV	кг/м ³	-	3,0	3,0
7	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	1,0	2,0
8	Стабилизатор	SMP-2	кг/м ³	-	20,0	20,0
9	Кольматант	EP-1	кг/м ³			20,0
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
Дополнительная обработка бурового раствора реагентом нейтрализатором						
14	Нейтрализатор сероводорода	MnO ₂ – 0.1% или KO-101 – 10%,	кг/м ³	По необходимости		



Таблица 7.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, г/см ³		расхода барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-1100 м	1.05	1.15	-	-
Бурение 1100-1573м	1.12	1.20	-	-
ин-л 1573-1798м	1.20	1.35	соленасыщенный	-
ин-л 1798-2544м	1.35	1.9	соленасыщенный	по необходимости
Бурение 2544-3950м	1.08	1.12	-	-
Резервный				50
Примечание: 1. При бурении текучих глин плотность бурового раствора повышать постепенно до 1,9 г/см³ (с согласованием с заказчиком), чтобы избежать поглощений на ранее пробуренных участках. 2. Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины. 3. Типы буровых растворов и компонентный состав могут быть изменены по усмотрению Заказчика.				

Таблица 7.5

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонента, г/см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ раствора, кг/м ³	Количество, кг
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Кальцинированная сода	2.5	5	28
2	Кондуктор	Кальцинированная сода	2.5	5	418
3	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	483
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	316



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	1,0
		Крахмал	-	10	2,0
		КМЦ-500	1.7	5	1,0
3	Промежуточная	Нефть	0.86	50	11,6
		КМЦ-500	1.7	2	0,5
4	Эксплуатационная	Нефть	0.86	60	10,2
		Графит ГС-1	2.2	5	0,85

* Допускается применение других хим.реагентов аналогичного свойства .



Таблица 7.7

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	Использование очистных устройств		Примечание
			Интервал, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1. Глиномешалка	HQ-200B	1			
2. Вибросито	ATL-1000 x 2	1			
3. Гидроциклон	NCS-12 x 12	1			
4. Илоотделитель	NCN-100 x 2	1			
5. Центрифуга	LW400 x 860	1			
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1			
Механическая сепарация					
7. Дегазатор	LCN-355	1	2850	3950	
8. Газосепаратор	YQF-8000/1.5., NQF-1200/1.0	1	2850	3950	
Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.					



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	20	Бурение	III-660 PC1	роторный	с навеса до 4	80	55-60	110
20	1100	Бурение,	III-444,5 HJ-437	роторный	4-10	100-110	45-55	50-90
1100	2544	Бурение проработка	III-311,2 HJT-517G	роторно-винтовой	3-8	ВЗД+50-70	38-50	120-160
2544	3950	Бурение	III-215,9 HJ-537	роторно-винтовой	4-6	ВЗД+70	30-32	110-150

Допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.



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 15	20 18 20	1 1
2	III-444.5мм HJ437 III-444.5мм HJ437 УБТ Ø 228,6мм КЛС Ø 444.5 мм УБТ Ø 228,6 мм УБТ Ø 203мм УБТ Ø 177,8мм ТФ-311.2мм	Бурение Проработка Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Разбуривание обратного клапана и башмака	20 20 1080	1100 1100 1100	3 1 18 1
3	III-311.2 мм HJ-517G III-311.2мм HJ-517G ВЗД Ø 203 мм УБТ Ø203 мм КЛС Ø 308 мм УБТ Ø 203 мм УБТ Ø 177,8 мм	Бурение Проработка Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение	1100 1100 1100	2544 2544 1100	3-4 1 18 9 54



продолжение таблицы 8.2					
1	2	3	4	5	6
4	ТФ-215.9мм	Разбуривание обратного клапана			
	III-215.9 мм HJ-537	и башмака	2524	2544	1
	ВЗД Ø172 мм	Бурение	2544	3950	4-5
	КЛС Ø212 мм	Бурение			
	MWD Ø168 мм	Бурение			
	УБТн/м Ø158.7 мм	Бурение			9
	УБТ Ø158,7 мм	Бурение			54
	ТБТ Ø127мм	Бурение			270

Таблица 8.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	1100	Бурение,	5 x 6
1100	3950	спуск обсадных колонн	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)	наружный 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	20	20	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2	0,06	5,3		
Бурение, проработка	20	1100	1100	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	938	30,2	63,2	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	1080	1100												
Бурение, проработ.	1100	2544	2544	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2463	79,3	94,1	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2524	2544												
Бурение, проработ.	2544	3950	3950	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3617	116,5	157,4	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	20	Бурение, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
20	1100	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
100	2544	Бурение, проработка, промывка	F-1300	2	65,0	170	207	0.9	50	41,5x0,9	37x2
					52,0	150	268	0.9	55	32,32x0,9	29,0
2544	3950	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.



Таблица 8.6

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид техноло- гической операции	Давление на стояке в кон- це интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке бу- ровой уста- новки
				долоте (насадках)	УБТ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	бурение	110	90,0	3.6	0,8	0,2	23,2
20	1100	бурение	50-80	90,0	7.6	22	0.8	9,1
100	2544	бурение	125-185	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2544	3950	бурение	60-135	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	0-20	УБТ СБТ	229 127	G-105 9,19	NC-61 3-133	18 2	5,2 0,06	5,5 0,07
Итого:							5,3	5,6
Кондуктор	0-1100	УБТ УБТ УБТ СБТ	229 203 178 127	G-105 9,19	NC-61 NC-56 NC-50 3-133	18+9 54 81 938	7,8 12 13,2 30,2	8,2 12,6 13,9 31,7
Итого :							63,2	66,4
Промежуточная	0-2544	УБТ УБТ СБТ	203 178 127	G-105 9,19	NC-56 NC-50 3-133	18+9 54 2463	6 8,8 79,3	6,3 9,2 83,2
Итого :							94,1	98,8
Эксплуатационная	0-3950	УБТ ТБТ СБТ	159 127 127	G-105 9,19	NC-46 NC-46 3-133	9+54 270 3617	7,7 33,2 116,5	8,1 34,9 122,3
Итого :							157,4	165,3
Для работы в эксплуатационной колонне	0-3950	СБТ	89	G 9,35	3-102	3950	84,9	89,2
Итого:							84,9	89,2



Таблица 8.8

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральный отверстие, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	бурение	0,4	0,015	централь.	23,5	3	16х15х15	128,1	495
20	600	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16х13х13	128,1	495
600	1100	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15х13х13	119,2	456
1100	1798	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15х13х13	105,4	465
1798	2544	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15х13х13	130,4	245
2544	3950	бурение	1,01	0,051		15,6	2	13х11	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	20	0	1.0	При цементир. 24	17
2	Кондуктор	1	0	1100	0	77	152	262
3	Промежуточная колонна	1	1798	2544	по горному 276	давлению 401	При опрессовке 152	314
			1573	1798	151	276	308	308
			0	1573	0	151	292	297
							при опрессовке 292	
4	Эксплуатационная	1	0	3950	0	168	320	414
							при опрессовке 320	525



Таблица 9.2

Рекомендуемые типоразмеры обсадных / электросварных труб

Характеристика обсадных / электросварных труб					Рекомендуется к использованию
наружный диаметр	производство	условный код типа соединения	марка труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	ОТП/Импортное	-	В, Д	8	Да
339,7	ОТП	BC	J-55	10.92	Да
247,65	ОТП	BC	110TT	13.84	Да
244,5	ОТП	BC	110TT	11.99	Да
244,5	ОТП	BC	L-80	11.05	Да
168,3	ОТП/Импортное	-	90SS	10.59	Да

Примечание: Включение в компоновку проектируемых электросварных/обсадных труб 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, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение). Допускается применение других марок сталей и толщин стенок электросварных/обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных и со стойкостью к СКРН для эксплуатационных колонн, необходимо согласовать с проектной организацией.



Параметры обсадных / электросварных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб	Интервал установки равнопрочной секции, м	Длина секции, м	Масса секции, т	С нормативным запасом 5%	Характеристика обсадной трубы			Коэффициенты запаса прочности при		
						Номинальный наружный диаметр, мм	Код типа соединения	Марка материала труб Толщина стенок, мм	Избыточное давление наружном	внутреннем	растяжении
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	0-20	20	2,0	2,1	508	-	В,Д*8	9,0	3,5	42,0
2	1	0-1100	1100	100	105	339,7	BC	J-55*10,92	1,7	1,5	5,3
3	1	2544-1798	746	60,5	63,5	247,65	BC	110ТТ*13,84	1,7	2,0	14,2
	2	1798-1573	225	15,8	16,5	244,5	BC	110ТТ*11,99	2,1	1,9	11,3
	3	1573-0	1573	101,9	107	244,5	BC	L-80*11,05	2,6	1,3	3,6
		Итого:	2544	178,2	187,1						
4	1	0-3950	3950	164,7	172,9	168,3	-	90SS*10,59	3,6	2,1	3,8

Примечание: Допускается применение электросварных/обсадных труб и 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). Допускается применение других марок сталей и толщин стенок электросварных/обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных и со стойкостью к СКРН для эксплуатационных колонн, необходимо согласовать с проектной организацией.



Таблица 9.4

Режим спуска обсадных / электросварных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр, инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м	Допустимая скорость спуска труб, м/с	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление				Глубина, м	Продолжительность	Расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	1	Элеватор	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импортных труб)	0-20	0,6	20	20	1 цикл	50
2	Кондуктор	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-1100	0,6	250	1100	1 цикл	50
3	Промежуточная	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-2544	0,6	250	1000 2544	1 цикл 1 цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-2544 2544-3950	1 0,6	250	2000 3950	1 цикл 1 цикл	20 20
Контроль заполнения скважины при подъеме инструмента осуществляется с помощью гидродинамических методов, включая замеры давления и температуры, и дифференциальных методов, которые позволяют определить наличие перелива или недостаточного заполнения.											
Контроль вытесненного из скважины раствора при спуске инструмента осуществляется путем мониторинга вязкости, анализа отобранных проб на наличие газа и температуры.											
Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков											



Таблица 9.5

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер 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	152	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	292	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	72	1,00	-	320	-	1

Таблица 9.6

Цементирования обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования, м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установок, 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	0-20	5	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	- 0 15 0	- 20 20 15
2	Кондуктор	Прямой	1	0-1100	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 1040 0	- 1100 1080 1040
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2544	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 900 2484 0	- 2544 2524 2484
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3950	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 1700 3890 0	- 3950 3930 3890
Примечание : Допускается двухступенчатый способ цементирования для получения более высокой степени уплотнения кольца и надёжности сооружения цементного кольца.								



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 ,м³	Плотность ,г/см³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига,мгс/см²	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
				Продавочная	5,0	1,15	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	3	1.0	Не регламентируется	-	-	
				Тампонажная	138,6	1.85	15	30	150	15
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется	-	-	
				Продавочная	88,6	1.15	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется	-	-	
				Тампонажная	109,1	1.86	-	-	210	24
				Буферная	2	1.7	-	-	-	-
				Продавочная	100	1.30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется	-	-	
				Тампонажная	57,2	1,89	-	-	240	24
				Буферная	2	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	69	1,12	-	-	-	-
Примечание : Тампонажные смеси должны обладать стойкостью к воздействию сероводорода и в полном объёме соответствовать геолого-техническим условиям, предъявляемым к цементированию обсадных колонн. Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



Таблица 9.8

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу- вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность , г/см ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	1	1	Буферная Тампонажная Буферная	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 Вода ПЦТ-Марка- G	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 Г, т	12	187,5	147,6	77,5
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.



Таблица 9.10

Оборудование устья скважины
Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/ см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливае- мого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ и т.д. на изготов- ление	Коли- чест- во, шт	Допус- тимое рабочее давлени екгс/см ²	Метод их испытания и монтажа
Номер в по- рядке спуска	Название		после уста- новки	перед вскры- тием напор- ного гори- зонта					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Промежуточная	№8 с дублирую- щие задвижки с гидроприводом на обеих линиях манифольда. Рассчитана на высокое давление, содержание углекислоты, сероводорода в рабочей среде.	292	292	FN35x35 2FZ 35x35		к-т	350	Монтаж и эксплуатация ПВО осуществляется согласно инструкций по монтажу и эксплуатаций ГНПВ. После монтажа ПВО на устье производится опрессовка согласно плана работ. Выкидные линий опрессовываются давлением 100кгс/см ²
2	Эксплуатационная Колонная головка		320	320	ОКК2-35- x168x245x340 K2			350	
	Фонтанная арматура		320	320	АФК6- 80/65x35K2		к-т	350	

Примечание: Допускается применение ПВО без переходных адаптеров, в том случае если проходной диаметр стволовой части одинаковый и расчетное давление соответствует требованиям.



10. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

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

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

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

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

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

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

Замену скважинной жидкости производят следующим образом. После перфорации эксплуатационной колонны в скважину до фильтра опускают насосно-компрессорные трубы. Затем в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными трубами нагнетают воду. Буровой раствор, находящийся в скважине, вытесняется из нее по трубам. Если после замены бурового раствора водой возбудить скважину (т. е. вызвать приток) не удастся, то переходят на промывку скважины нефтью. После промывки скважины (прямой или обратной) водой или дегазированной нефтью можно достигнуть уменьшения забойного давления: Продавка с помощью сжатого газа (газлифтный способ освоения). Сущность метода заключается в нагнетании сжатого газа или воздуха в кольцевое пространство между подъемными трубами и обсадной колонной. Сжатый газ вытесняет жидкость, заполняющую скважину, через спущенные в нее насосно-компрессорные трубы на дневную поверхность. Аэрация - процесс смешения жидкости с пузырьками сжатого газа (воздуха). При аэрации за счет постепенного смешения сжатого газа и жидкости, заполняющей скважину (бурового раствора, воды, нефти), уменьшается плотность жидкости и тем самым плавно снижается давление на забой. Для аэрации к скважине кроме водяной (нефтяной) линии от насоса подводят также газовую линию от компрессора. Жидкость и газ смешиваются в специальном смесителе (эжекторе) или газопроводящей линии скважины, и аэрированная жидкость (газожидкостная смесь) нагнетается в ее затрубное пространство. При замене жидкости, находящейся в скважине, этой смесью давление на забой снижается, и, когда оно становится меньше пластового, нефть начинает поступать из пласта в скважину. Освоение с помощью скважинных насосов применяют в скважинах, которые предполагается эксплуатировать глубинно-насосным способом. В некоторых случаях перед спуском насосных труб забой



очищают с помощью желонки. Если ствол и забой чисты, то в скважину спускают насосно-компрессорные трубы, штанговый насос, устанавливают станок-качалку, и пускают скважину в эксплуатацию. Точно так же осваивают скважины, которые будут эксплуатироваться погружными электронасосами.

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

Вскрытие объекта производится в основном роторным способом.

При отсутствии поглощения бурового раствора объект вскрывается на всю толщину пласта и спускается эксплуатационная колонна.

Основные этапы работ по освоению скважины:

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

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

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

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

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

- 1) эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- 2) устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии со схемой;
- 3) установлены сепаратор и емкости для сбора флюида. Применение гибких рукавов в обвязке устья сепаратора и емкостей не допускается;
- 4) после принятия мер по устранению дефектов, в случаях установления негерметичности устья, эксплуатационной и промежуточных колонн, наличия межпластовых перетоков и межколонного давления, несоответствие цементирования.



Таблица 10.1

Основные сведения по освоению скважины

№ П/П	ПОКАЗАТЕЛИ	ОСВОЕНИЕ
1	2	3
1	Индекс стратиграфического подразделения	(КТ- II)
2	Интервал, по стволу	3718-3949
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	Перфорация, ZPK114-AT-M-04T
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	16, 13
6	Ожидаемый продукт	нефть
7	Метод освоения	перевод на ингибированную нефть
8	Удельный вес раствора хлористого кальция, гс/см ³	1,18
9	Фонтанная арматура	АФК6-80/65х35К2
10	Дежурство ЦА	постоянно
11	Интенсификация притока	СКО

Таблица 10.2

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

Номер лифтовой колонны НКТ	Номер секции НКТ (снизу-вверх)	Интервал установки секции, м	Характеристика трубы				Тип конструкции продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, цемент, колонна	Длина секции	Масса секции (теоретическая) тн	Коэффициент запаса прочности на избыточное давление	
			Номинальный наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, т/м				Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13
1	2	0 - 600	88,9	90SS	6,45	13,2	Цемент, колонна	600	8	>1,15	>1,3
	1	600 - 3718	73	90SS	7,01	11,4		3118	35,5	>1,15	>1,3

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



Таблица 10.3

Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количе ства 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-700	1		2,8
	Вызов притока ЦА-700	1		2,6
	Шаблонирование колонны ЦА-700	1		1,1
	Задавка скважины ЦА-700	1		1,3
	Итого:			10
	Дежурство цементирующей техники			
	-первичная перфорация ЦА-700	1		2,8
	Работа спец.техники при СКО 2 раза	1		5,6
	ЦА-700	1		5,6



Таблица 10.4

Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
1	Хлористый кальций	т	11,6
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
Примечание : 1. При освоении скважины на продуктивность проектируется применять раствор хлористого кальция. Расход раствора: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 3950 + 30 = 76 \text{ м}^3$ Расход хлористого кальция: $76 \times 0.153 = 11,6 \text{ т}$ При согласовании с геологической отделом АО «СНПС-Актобемунайгаз» при освоении скважины на продуктивность допускается применять и другие растворы, в частности буровой раствор, оставшиеся после бурения под эксплуатационную колонну и запасной буровой раствор. 2. Для СКО предусматривается применять нефть. Расход нефти для двух СКО $50 \times 2 = 100 \text{ т}$ 3. Для защиты оборудования от сероводородной агрессии применяется нейтрализатор сероводорода- двуокись марганца 0.1% или КО-101–10%, а также другие, имеющиеся у заказчика и подрядчика. Расход ингибитора и нефти принято соответственно 0.1т и 100т. Тара: мешки- для ингибитора Автоцистерны – для нефти			



11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

Перед началом бурения скважины все бурильные, утяжеленные трубы, переводники, должны проходить визуальный осмотр, обмер замков и труб по наружному диаметру, проверку с составлением акта состояние резьбовых соединений стандартными калибрами, опрессовку, обязательную проверку методом дефектоскопии.

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 контро- лируемых 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	Бурильных, ведущих, НКТ, СБТ и элементов	60 или каждые 2000м проходки*	60 или каждые 2000м проходки*	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования
Эксплуатационная	2	трубных колонн	30	45	
Примечание : * в зависимости от того что наступит раньше					

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-700М	1	300
Кондуктор	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	1100	ЦА-700М	1 1	152 10
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	2544	ЦА-700М	1 1	292 60
Эксплуатационная	Обсадная колонна Устьевое оборудование Бур.трубы	3950	ЦА-700М	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
2	Механизированный (пневматический, гидравлический или др.) буровой ключ.	импортный
3	Пневматический раскрепитель бурильных свеч.	импортный
4	Влагоотделитель для пневмосистемы.	импортный
5	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу турбобуром или электробуром.	импортный
6	Приспособление против скатывания труб со стеллажей.	импортный
7	Накаты трубные	импортный
8	Вилка для захвата вкладышей ротора.	импортный
9	Механизм для крепления, перепуска и изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната.	импортный
10	Ограничитель подъема талевого блока.	импортный
11	Приспособление для правильной намотки на барабан лебедки.	импортный
12	Предохранитель к манометрам буровых насосов.	импортный
13	Комбинированный колпачок для перемещения долот	импортный
14	Приспособление для отвинчивания 3-х шарошечных долот.	импортный
15	Приспособление для рубки стальных канатов.	импортный
16	Устройство для долива скважины при	импортный



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



Таблица 12.2

Средства контроля

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



Средства контроля воздушной среды

Для контроля проветривания рабочей зоны буровой площадки, подвышечного пространства и помещений буровой включая помещение насосного блока и очистки бурового раствора применяют измерительные приборы для мониторинга параметров воздуха и визуальный осмотр систем вентиляции.

Методы контроля – регулярное измерение концентрации вредных газов (сероводорода, метана) и других загрязнителей в воздухе рабочей зоны с помощью стационарных или переносных газоанализаторов.

Таблица 12.4.

№ п\п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Коли- чество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172Т-К2-8 канал	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у вибросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ППБ НГО 30.12.2014г. №355)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2	
3	Проветривания Вентиляторы	-	
Примечание: Допускается применение аналогичного оборудования с техническими характеристиками не ниже указанных.			



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 «Правилами пожарной безопасности» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55.

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 13.2, 13.3.

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

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

Выдача спецодежды рабочему персоналу должна проводиться согласно «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности», Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 8 декабря 2015 года № 943.

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

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

4. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов. Руководствоваться и соблюдать требования инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 31.12.2025г.

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 11.04.2014 г. №188-V.



13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений Общие мероприятия по предупреждению ГНВП

1. Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.
2. Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:
 - 1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;
 - 2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);
- 4 В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.
5. При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.
6. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.
7. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.
8. При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.
9. В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.
10. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.
11. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.
12. При бурении продуктивного пласта продолжительность технологических остановок сводится к минимуму.
13. При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.
14. При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП».
15. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.

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

1. Действия вахты при бурении скважин:
 - 1) Бурильщик подает звуковой сигнал «Выброс», приподнимает буровой инструмент на длину ведущей трубы из расчета, чтобы замок первой трубы с шаровым краном был над столом ротора на уровне элеватора или автоматического ключа бурового (далее - ключ АКБ), а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляет тормоз лебедки;
 - 2) второй помощник бурильщика останавливает насосы. Бурильщик с первым и третьим помощниками демонтируют клинья.
- Примечание:* Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор) отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ, а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;



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

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

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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

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

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на



талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на 0,8-1 метр над столом ротора из расчета нахождения немужфтовой части колонны против плашек превентора. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют (убирают элеватор);

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

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

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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

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

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

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

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

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

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

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 12.1



Таблица 13.1.

№№ п/п	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
1	2	3
1	При бурении скважин	
1.1	В процессе бурения или промывки скважины	
1.1.1	при наличии обратного или шарового крана под квадратом;	4
1.1.2	при отсутствии обратного клапана или шарового крана под квадратом	14
1.2	При проведении СПО	
1.2.1	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	12
1.2.2	при наличии комбинированного инструмента (аварийная труба с шаровым краном находится на мостках)	15
1.3	При отсутствии инструмента в скважине	
1.3.1	на устье универсальный превентор или превентор с глухими плашками	4
1.3.2	спуск одной свечи с наворотом шарового крана	17
1.3.3	спуск аварийной трубы с шаровым краном	15
1.4	При спуске обсадной колонны	
1.4.1	плашки в превенторе установлены под размер обсадной колонны	16
1.4.2	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	18
2	При ремонте скважин	
2.1	В процессе проведения СПО при установленном превенторе	
2.1.1	плашки в превенторе установлены под диаметр применяемых труб	9
2.1.2	плашки в превенторе не соответствуют применяемым трубам (аварийная труба с переводником и шаровым краном находится на мостках)	12
2.1.3	При проведении СПО с помощью механизма АПР	22
2.1.4	При проведении СПО без механизма АПР	15
2.1.5	При проведении СПО с ЭЦН	16
2.1.6	При полностью извлеченной колонне	15
<i>Примечание:</i> Регламенты времени даны с учетом накопленного опыта при проведении учебных тревог. Время на аварийные операции должно быть меньше нормативного, поскольку эти операции выполняются в экстремальных условиях, когда мобилизуются все возможности каждого члена вахты		



Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с Технический регламент «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» - методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»); - план по безопасному ведению буровых работ; - борьба с загрязнением окружающей среды; - практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни; - первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; - хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.; - мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.
2	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважины необходимо оснастить буровую установку техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранять опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочих и инженерно-технический персонал необходимой документацией по безопасности труда, для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины. Строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения, приспособлениями и устройствами согласно «Нормативов...», и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности и технике безопасности: Инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 31.12.2025г. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях в Актюбинской области, АО «СНПС-Актобемунайгаз», октябрь, 2022; Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94;



3	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пластов РД-08-41-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений открытых фонтанов; План ликвидации возможных аварий при ГНВП; Практические действия членов буровой вахты при ГНВП и выбросах;
4	Буровая установка и вахтовый поселок должен быть обеспечен противопожарным инвентарем и первичными средствами пожаротушения и размещаться таким образом, чтобы обеспечивался свободный доступ к ним любое время. Все работники и руководители должны уметь пользоваться средствами пожаротушения.
5	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: 1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. 2. «Правила пожарной безопасности» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55: Согласно «Правилам пожарной безопасности в нефтяной промышленности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.



Таблица 13.3

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 Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 12.3.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м ³ (по бензолу) см. таблицу 12.3.
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 12.4.
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 представленными в таблице 12.5.
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.



Таблица 13.4

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

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



Таблица 13.5

Средства коллективной защиты от шума и вибрации

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



Таблица 13.6

Нормы электрической освещенности

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

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



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	KB	4.16	Кавернометрия
2	ПР	4.16	Промежуточный каротаж
3	ГК	4.16	Гамма каротаж
4	НГК	4.16	Нейтронный гамма каротаж
5	ПС	4.16	Каротаж методом собственной поляризации
6	АК	4.16	Акустический каротаж
7	ГППК	4.16	Гамма гамма плотностной каротаж
8	КНК	4.16	Компенсированный нейтронный каротаж
9	АКЦ	4.16	Акустический контроль цементажа
10	ГТИ	4.16	Геолого-технологическое исследование
11	MDT	4.16	Модульный динамический испытатель пластов
12	ХОС	4.12.	Хлорорганические соединения
13	УБТ	8.7	Трубы бурильные утяжеленные
14	СБТ	8.7	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
15	ВС	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
16	-	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
17	ПЦТ-1-100	9.10	Портландцемент тампонажный
18	ПЦТ-марки G	9.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°C
19	2FZ 35x35	9.11	Превентор плащечный гидравлический
20	FH35x35	9.11	Превентор универсальный гидравлический
21	FA-367	7.3	Коллоидный защитный реагент
22	XY-27	7.3	Реагент для снижения вязкости
23	JT-888	7.3	Реагент для снижения водоотдачи
24	ZD	7.3	Закупоривающий материал
25	EP	7.3	Противоразрушительный реагент для бурения
26	NaOH	7.3	Реагент для повышения Рн
27	SMP-2	7.3	Реагент для снижения водоотдачи
28	PAC-LV	7.3	Стабилизирующий реагент



Раздел II. Организация строительства



1. СВЕДЕНИЯ О ВОДОСНАБЖЕНИИ

Таблица 1.1

Водоснабжение

№	Наименование	Источник заданного вида снабжения	Объем запасных емкостей для воды м ³	Водопотребление, м ³ от 1 скважины
Вода для технических нужд				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	590,66
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	607,60
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	134,0
Итого				1332,26
Питьевое и бытовое водоснабжение				
Характеристика источника водоснабжения (вода привозится в бутылках и цистернах)			Расчетная потребность 150 литров на 1 человека в сутки (СНИП 4.01-02-2009)	
Водоснабжения и наружные сети и сооружения $6,75 \times 1,3 \times 145 = 1272,38 \text{ м}^3/\text{год}$			от 1 скважины	
			1272,38	



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 , м³/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	8,2
По установленным нормам расхода на установку.							



Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ № п/п	Наименование материалов	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства				
				подготовительные работы к строительству	СМР	бурение и крепление	освоение	
1	2	3	4	5	6	7	в процессе бурения	взкспл. колонне
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 HJ437	шт	3			3		
16	III 311,2мм HJ-517G	шт	3-4			3-4		
17	III 215.9мм HJ-537	шт	4-5			4-5		
18	СБТ 127 х 9.19 G-105	м	3617			3617		
19	В,Д-508 х 8.0	т	2,0			2,0		
20	J55-339.7 х 10.92	т	100			100		
21	110Т-247,65х13.84мм	т	60,5			60,5		
22	110Т-244,5х11.99мм	т	15,8			15,8		
23	L-80-244,5х11.05мм	т	101,9			101,9		
24	90SS-168,3х10,59мм	т	164,7			164,7		
25	СБТ 89 х 9.35	т	84,9					84,9



Групповой технический проект на строительство наклонно-направленных скважин 2672, 2650, 2658, 2674 месторождения Жанажол

26	88,9 x 6.45 SM90SS	т	8					8
27	73 x 7,01 SM90SS	т	35,5					35,5
28	ПЦТ-марки G	т	424,6			424,6		
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	35			35		
33	Башмак БК-245	шт	1			1		
34	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1			1		
35	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	65			65		
36	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	60			60		
37	Центраторы роликовые 168	шт	40			40		
38	Башмак БК-168	шт	1			1		
39	Обратный клапан ЦКОД-168	шт	1			1		
40	Набухающий пакер 168,3	шт	1-2			1-2		
41	Гидравлический пакер 168,3	шт	по необх			по необх		



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	Вид транспорта (наземный,морской)	Наземные пути	
					Тип дороги	Вид транспортного средства
1	2	3	4	5	6	7
Актобе	Вахтовый поселок	1	244	Наземный	Асфальтированная грунтовая	Автомобиль
Актобе	Новый вахтовый поселок	2	299,7	То же	То же	То же
Актобе	Кенкияк КНГДУ	3	203,1	То же	То же	То же
Актобе	Новая база УПТОиК	4	248,7	То же	То же	То же
Актобе	ЦДНГ-3 ОНГДУ	5	311,8	То же	То же	То же
Щебзавод	Вахтовый поселок	6	1,3	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	База «Актобе мунай сервис»	7	6,1	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	Кенкияк КНГДУ	8	45,6	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	ЦДНГ-3 ОНГДУ	9	65,0	То же	То же	То же



Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и в строительстве скважин

Таблица 14.1

Список литературы

Наименование материалов
1
1. Кодекс о недрах и недропользовании (с изменениями и дополнениями от 02.04.2019 г) 2. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр Приказ Министра энергетики РК №239 от 15.06.2018 г. 3. Закон Республики Казахстан о гражданской защите, 2014г (с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г). 4. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года №355. 5. Экологический кодекс 2007г(с изменениями и дополнениями по состоянию на 11.04.2019 г). 6. СТ РК ГОСТ Р 53365-2011 (ГОСТ Р 53365-2009, IDT) Трубы обсадные и насосно-компрессорные и муфты к ним. Основные параметры и контроль резьбовых соединений. Общие технические требования. 7. СТ РК 1263-2004 (ИСО 13535:2000, NEQ) Буровое и эксплуатационное оборудование. Подъемное оборудование. 8. СТ РК 1746-2008 Методические указания по креплению нефтяных и газовых скважин. 9. СТ РК ИСО 10405-2011 Обслуживание и эксплуатация обсадных и насосно-компрессорных труб. 10. СТ РК ИСО 10427-2-2011 Оборудование для цементирования скважины. Часть 2. Размещение центратора и испытание стопорной муфты. 11. СТ РК ИСО 28781-2011 (ISO 28781:2010) Буровое и эксплуатационное оборудование. Скважинные запорные клапаны и связанное с ними оборудование. 12. СТ РК ИСО 13626-2006 Буровое и эксплуатационное оборудование. Сооружения для бурения и ремонта скважин. 13. СТ РК ИСО 10424-1-2006 Оборудование для роторного бурения. Часть 1. Элементы бурильной колонны. 14. СТ РК ИСО 10423-2004 (ИСО 10423:2001, IDT) Буровое и эксплуатационное оборудование. Устьевая и фонтанная арматура. 15. СТ РК 1256-2004 (ИСО 10405:2000, NEQ) Обслуживание и применение обсадных и насосно-компрессорных труб 16. ISO 10400:1993 Формулы и расчеты по определению характеристик обсадных, насосно-компрессорных, бурильных трубопроводных труб.

17. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. РД 39-0148052-537-87.
18. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. СН 459-74.
19. Методические рекомендации по приготовлению, утяжелению и химической обработке бурового раствора. Согласован приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасности РК от 22 декабря 2010 №34.
20. Методические рекомендации по спуску в скважину колонны обсадных труб. Согласованы приказом Комитета по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Республики Казахстан от 4 ноября 2010 года № 39
21. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Москва ООО «Недра - Бизнесцентр» 2001 г.
22. Булатов А.И., Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин. Москва ООО «Недр – Бизнесцентр» 2001 г. 1 – 4 том
23. Вопросы промывки, вскрытия продуктивных пластов и охраны окружающей среды при бурении и ремонте скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1991г., стр.75-80.
24. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000 г.
25. Григорян А.М. Разветвленное - горизонтальные скважины ближайшее будущее нефтяной промышленности. Нефтяное хозяйство. 11, 1998 г.
26. Детков С.П., Детков В.П., Астахов В.А. Охрана природы нефтегазовых районов. г. Москва «Недра» 1994 г.
27. Инструкция по расчету колонн насоснокомпрессорных труб. Куйбышев, АООТ «ВНИИТнефть» и ВНИИГаз, 1998 г.
28. Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. М., НЕДРА, 1986 г.
29. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
30. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
31. Инструкция по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин. Куйбышев, АООТ «ВНИИТнефть», 1999 г.
32. Калинин А. Г., Никитин Б.А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Москва, "Недра", 1997г.
33. Карабалин У.С., М.А. Танкибаев. Технология проводки подсолевых скважин в прикаспийской впадине. Москва "Недра" 1989г., стр. 143-144, 150-152.
34. Крылов В.И., Крецул В.В. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин. Нефтегазовое хозяйство. Москва, 6/2001.

35. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. Москва ООО «Недра – Бизнесцентр» 2001 г.
36. Методические рекомендации по очистке ствола скважины по технологии «EZ – CLEAN».
37. Никитин Б.А. и др. Определение производительности горизонтальных газовых скважин и параметров пласта по результатам гидродинамических исследований на стационарных режимах. Москва ОАО «Газпром», 1999 г.
38. Новое в технике и технологии промывки скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1987 г.
39. Неразрушающий контроль бурильных труб (инструкция). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987 г.
40. Нефтегазовое хозяйство 2/2001 г.
41. Оганов А.С. и др. Современное состояние и перспективы бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с большими отклонениями ствола от вертикали. Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ» 1999 г.
42. Оганов А.С. и др. Многозабойное бурение скважин – развития, проблемы и успехи. Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ» 2001 г.
43. Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины. Москва, "Недра", 1986г.
44. Отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды и спецобуви по климатическим поясам.
45. Правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.
46. Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1990 г., стр.98-100.
47. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство «Сумитомо Метал Индастриз»
48. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. Учебник для ВУЗов - 4-е изд. М., Недра, 1986,-208с.
49. Создание и внедрение многофункционального технологического комплекса для строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов. «ОАО НПО Буровая техника» - ВНИИБТ. Москва, 2000 г.
50. Сыромятников Е.С. Экономико – экологическая оценка внедрения горизонтальных скважин. РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина. Москва, 2001г.
51. Теория и практика заканчивания скважин. Т.І. Под ред. А.И. Булатова. Москва, "Недра", 1997г.
52. Технология «ТОБУС». Москва, 1997 г.

Исходные данные



*Групповой технический проект на строительство наклонно-направленной скважины 2672, 2650, 2658,
2674 месторождения Жанажол*

Приложения



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА		стр.
Паспорт.....		5
Реферат.....		6
Раздел 1. Общая пояснительная записка.....		9
1. Сводные технико-экономические данные.....		10
2. Основание для проектирования.....		12
3. Общие сведения.....		13
4. Геологическая характеристика		15
5. Конструкция скважины.....		41
6. Профиль ствола скважины.....		46
6.1 Проект профиля.....		46
6.2 Технические средства и специальные технологические требования.....		61
6.2.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный.....		55
6.2.2 Участок набора кривизны.....		55
6.2.3 Участок наклонно прямолинейный.....		55
6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.....		55
6.2.5 Другие технические требования.....		56
7. Буровые растворы.....		57
7.1 Общие положения.....		57
8. Углубление скважины.....		68
9. Крепление скважины		76
10. Освоение скважины.....		85
11. Дефектоскопия и опрессовка.....		90
12. Механиз. и автоматиз. технологических процессов контроля и диспетчеризация.....		91
13. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....		95
13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений.....		96
14. Сокращения, типы, шифры, условные код – технических средств, инструмента и хим.реагентов.....		107
Раздел II. Организация строительства		108
1.1. Сведения о водоснабжении.....		109
2. Потребность в материалах.....		110
2.1. Потребность в ГСМ.....		110
2.2. Ведомость потребности в материалах, оборудовании.....		111
3.1. Схема транспортировки грузов и вахт		113
Приложение		
Исходный данные		
Авторский надзор		



Авторский надзор и анализ строительства скважины 2672, 2650, 2658, 2674 месторождения Жанажол

1. Авторский надзор за реализацией проектных решений ведет **НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС- Актобемунайгаз»**, составляющий проект на строительство скважин месторождений, контролируя реализацию принятых геолого – технических и технологических решений, который, наряду с нефтегазодобывающим управлением (заказчиком), несет ответственность за соблюдение геолого – технических и технологических требований, предусмотренных проектом на строительство скважин.

При авторском надзоре используется текущая геолого – техническая информация, регулярно получаемая от подрядчика.

2. Авторскому надзору подлежат следующие положения:

- соответствие (или несоответствие) фактически достигнутых значений геолого – технических параметров (параметры бурового раствора, искривление ствола скважин, глубина и скорость спуска обсадных колонн, процессы вскрытия продуктивных горизонтов и цементирования эксплуатационных колонн, проведения каротажных и перфорационных работ, охрана окружающей среды);
- безопасное и безаварийное производство работ при бурении и освоении скважин;
- причины расхождений между фактическими и проектными показателями и (или) невыполнения проектных решений;
- устранение выявленных недостатков в процессе строительства скважин;
- заключения, предложения, (если таковые имеются), об изменении отдельных проектных решений и показателей.

3. Контроль и анализ строительства скважин представляет собой целенаправленное изучение текущего состояния бурения для обеспечения строительства скважин без осложнения и аварий.

4. Периодичность работ определяется производственной необходимостью, вытекающей из результатов авторского надзора или обуславливающей потребностью составления очередного проекта на строительство скважин. Контроль процесса вскрытия продуктивных пластов на конкретной буровой – обеспечивается периодической проверкой качества раствора и скорости спуска бурильных труб, давления промывки и соответствие их проектным данным.

