

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство горизонтальных скважин Н4065, Н4066
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. Есенгулов Т.С.
» _____ 2026г

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство горизонтальных скважин Н4065, Н4066
месторождения Жанажол

Актобе
2026

Состав исполнителей

Директор НИИ 张定才 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

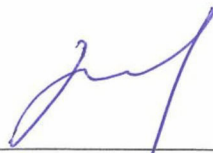
Зам. начальника первого
отдела разработки Ж.К. Лепесова

Ведущий инженер ОТБид Л.Т. Альжанов

Инженер по ООС 1 кат. ОТБид Г.А. Бектенгалиева

Согласовано:

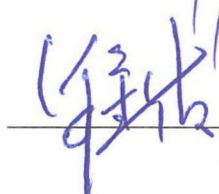
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

«__» _____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

«__» _____ 2026г.

Директор департамента разработки
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

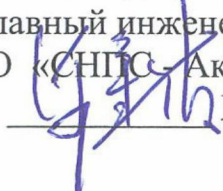
«__» _____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайтао

«__» _____ 2026г.

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер
 АО «СНПС-Актобемунайгаз»

 Хэ Цзиньбо

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ
на составление проекта на строительство горизонтальной скважины
месторождения Жанажол

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Жанажол
3	Скважины	Н4065, Н4066
4	Вид скважины	горизонтальная
5	Проектная глубина, м (по скв. Н4065)	3306
6	Способ бурения	Роторно-винтовой
7	Вид привода	ДВС
8	Содержание сероводорода, моль %	1,14 - 1,16
9	Конструкция, крепление: (по скв. Н4065) - направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна - «открытый ствол»	508мм – 20м – цемент до устья 339,7мм – 1100м – цемент до устья 244,5мм – 2650м – 900м от устья 168,3мм – 3833м -1000м от устья 139,7мм – 3833-4235м
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 горизонтальных
скважин Н4065, Н4066 месторождения Жанажол

Месторождение – Жанажол

Цель бурения и назначение скважин - эксплуатационные

Вид скважин – горизонтальные

Главный инженер проекта



« _____ » _____ 2026г

2026



Реферат

Групповой технический проект на строительство горизонтальных скважин Н4065, Н4066 на месторождении Жанажол разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС Актобемунайгаз» согласно распоряжения и в соответствии с Проектом разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол 2025г.

Проект состоит из – страниц
Табличные данные –
Рисунков –
Приложения –

Географические координаты места заложения скважин:

Скв. Н4065: сев. широта $48^{\circ} 14' 49,2117''$, вост. долгота $57^{\circ} 17' 45,3183''$
Скв. Н4066: сев. широта $48^{\circ} 14' 31,1957''$, вост. долгота $57^{\circ} 18' 49,7821''$

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

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

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

В 2025г выполнен «Пересчет запасов нефти, газа и конденсата ...» по всему месторождению Жанажол, включая Южный 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 соответственно на 9



объектов разработки - по толще КТ-I: I объект разработки – пачка А; II – пачка Б; III – пачка Всеv; IV – пачка Вvг. По толще КТ-II: V объект разработки – пачка Гсев; VI – пачка Гvг; 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 66,9% от общих начальных извлекаемых запасов месторождения.

Разрабатываемые на юге Жанажола две продуктивные пачки- Дв и Дн соответственно являются VIII и IX объектами разработки. Нефтеносная площадь составляет 56,7 км². Коллекторы Дв и Дн имеют сильную неоднородность по мощности. Мощность нефтяных пластов обладает тенденцией к уменьшению с северо-восточной части на юго-запад. По площади проницаемость пластов изменяется значительно, в целом коллектора обладают низкой проницаемостью, отмечается неравномерная трещиноватость. В литологическом плане преобладают органогенно-обломочные известняки, оолитово-зернистые известняки занимают подчиненное место. Местами имеется явление доломитизации.

Скважины проектируются горизонтальными по причине уменьшения мощности пластов-коллекторов к юго-западу, с целью большего охвата целевого пласта. Выкопировка по кровле КТ-II на рис. 4.1

Скважины имеют схожую литолого-стратиграфическую характеристику, расположены на одном блоке, имеют единые газо- нефтяной, водо- нефтяной контакты. На этом основании было принято решение о составлении группового проекта на строительство 2-х горизонтальных скважин. Геологические разрезы через соседние скважины представлены на рисунках 4.2, 4.4.

Цель бурения и назначение скважин – эксплуатационная.

Проектный горизонт в скв. Н4065, Н4066- Верейский (пачка ДI на юге отложений КТ-II).

Проект составлен по разрезу скв. Н4065.

Сокращения, типы, шифры, условные коды технических средств, инструмента химических реагентов указаны в таблице 14.2

Корреляция нефтеносных пластов-коллекторов в проектируемых скважинах представлена на рисунках 4.3 и 4.5. По результатам корреляции выбраны параметры для расчета горизонтальной части ствола проектируемых скважин, и представлены в нижеследующей таблице.



Параметры для расчета горизонтальной части ствола скважин			
№ скважины		Н4065	Н4066
Целевая пачка		Д1	Д1
Альтитуда земли, м		223,08	228,98
Предполагаемая альтитуда ротора, м		232	238
Прогнозная мощность целевого пласта, м		20	16
Забой, вертикальная глубина, м		3690	3724
устье	Кровля толщи КТ-II в верт. проекции ствола	3467	3470 (tvd 3467)
	Кровля нефтеносного пласта, м	3670	3686
	Подошва нефтеносного пласта, м	3690	3701
точка А	Кровля нефтеносного пласта, м	3670	3695
	Подошва нефтеносного пласта, м	3690	3711
	Вертикальная глубина т.А, м	3670	3695
	Азимут устье- т.А, градус	138,93°	199,75°
	Отклонение, м	298,27	292
точка В	Кровля нефтеносного пласта, м	3670	3708
	Подошва нефтеносного пласта, м	3690	3724
	Вертикальная глубина т.В, м	3690	3724
	Азимут т.А- т.В, градус	138,93°	199,75°
	Общее отклонение, м	700	692
	Горизонтальная часть, м	402	400



Стратиграфия проектируемых скважин (по составленным геологическим разрезам)

№ скв.		Н4066 (Alt p. 238)		Н4065 (Alt p. 232)	
		по стволу	по вертикали	по стволу	по вертикали
	К	516		524	
	J	648		717	
	T ₁	844		858	
	P ₂	2323		2537	
Р ₁ кq	ВСТП	2348		2562	
	соль	2438		2617	
	текущие монтмориллонитовые глины	-		2588- 2591, h глин- 3м	
	НСТП	2481		2650	
кровля КТ-I	P _{1s}	2606		2706	
	P _{1a}	2705		2747	
	C _{3q}	2788		2802	
	C _{3k}	2853		2871	
	C _{2m₂^{me+pd}}	3121		3142	
кровля КТ-II	C _{2m₂^{pd}}	3461		3470	3467 (-3235)
	C _{2m₁^{ks}}	3563	3553 (-3315)	3613	3585 (-3353)
	C _{2m₁^v}	4250	3724 (-3486)	4235	3690 (-3458)



Раздел I. Общая пояснительная записка



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения 8Р - 07 от 20.01.2026г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» предусматривается проектирование **горизонтальных** скважин Н4065, Н4066 месторождения Жанажол. Групповой техничекский проект составлен по разрезу скважины Н4065 с проектной глубиной по стволу - 4235м.

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

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

- | | |
|---------------------------------|---|
| - направление | Ø 508 мм x 20м |
| - кондуктор | Ø 339,7 мм x 1100м |
| - техническая колонна | Ø 244,5 мм x 2650м |
| - эксплуатационная колонна | Ø 168,3 мм x 3833м |
| - интервал продуктивного пласта | Ø 139,7мм x 3833 – 4235м «открытый ствол» |

Проектная продолжительность цикла строительства скважины – 185 суток.

Таблицы, не содержащие информацию, в проект не включены.



Основные проектные данные

Таблица 1.1

Наименование	Значение			
1	2			
1. Номер скважины, строящейся по данному проекту	Н4065, Н4066 Жанажол эксплуатационная КТ- II			
2. Площадь (месторождение)				
3. Цель бурения и назначения скважины				
4. Проектный горизонт				
5. Проектная глубина, по стволу, по вертикали				
	Скв.	Вертикальный участок	по стволу	по вертикали
	Н4065	0-3330	4235	3690
	Н4066	0-3330	4250	3724
6. Вид скважины	горизонтальная			
7. Тип профиля	3 участковый			
8. Глубина по вертикали кровли толщи КТ- II	Н4065		3467	
	Н4066		3461	
9. Азимут, максимальный зенитный угол, град. отклонение от вертикали, м.	скв.	азимут	зенит. угол	откл.
	Н4065	138,67	87,15	699,48
	Н4066	200,11	85,85	692,18
10.Способ бурения	роторно-винтовой			
11.Вид привода	ДВС			
12.Тип буровой установки	ZJ –45, ZJ – 50, ZJ-70 (из наличия)			
13.Тип вышки	JJ 315/145 К, JJ 450/45К ₅			
14.Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет			
15.Максимальная масса колонны, тн:				
Обсадной	172,2			
Бурильной	153,6			
16.Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут.	185			
Подготовительные и землянные работы	25			
Монтаж, демонтаж	20			
Бурение и крепление	140			
17. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	908			
Примечание: Допускается применение электрического силового привода				



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	2650	0	2650
Эксплуатационная	168,3	0	3670	0	3833
«открытый ствол»	139,7	3670	3690	3833	4235



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 8Р-05 от 20.01.2026г. на проектирование горизонтальных скважин Н4065, Н4066 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	2017
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	2026
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-2С) - 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		
наличи е (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 – в.п. Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	в. п. Жанажол – буровая (с гравийной отсыпкой)	23,8			



4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА скважин Скв. Н4065

Тип скважины: горизонтальная

Географические координаты места заложения скважины:

Сев. широта $48^{\circ} 14' 49,2117''$, вост. долгота $57^{\circ} 17' 45,3183''$

Отклонение ствола от вертикали – 700м.

Азимут направления бурения $138,93^{\circ}$

Горизонт вскрытия: карбон КТ-II (пачка Д1 юг).

Таблица 4.1

Параметры	
Кровля толщи КТ-II в верт. проекции ствола	3467м (-3235)
Кровля нефтеносного коридора (пачка Д1), в вертикальной проекции ствола	3670м (-3438)
Подошва нефтеносного коридора (пачка Д1), в вертикальной проекции ствола	3690м (-3458)
Кровля нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на отклонении в 298м	3670м (-3438)
Подошва нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на общем отклонении в 298м	3690м (-3458)
Верт. глубина т. А на отклонении в 299м	3670м (-3438)
Кровля нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на отклонении в 700м	3670м (-3438)
Подошва нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на общем отклонении в 700м	3690м (-3458)
Верт. глубина т. В на отклонении в 700м	3690м (-3458)
Азимут направления бурения устье- точка А	$138,93^{\circ}$
Азимут направления бурения точка А- точка В	$138,93^{\circ}$
Общее отклонение ствола от вертикали, м	700м
Горизонтальная часть, м	402м
Забой (вертикальная глубина), м	3690м (-3458)

Альтитуда земли 223,08м.

Предполагаемая альтитуда ротора 232м

Прогнозная мощность целевого пласта Д1юг –20м.

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов,
глубина залегания от 5 до 858м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов,
глубина залегания от 858 до 2537м.

Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 2537м до 2650м; ВСТП- 2537- 2562, соль- 2562- 2617, НСТП-
2617 -2650м, текучие монтмориллонитовые глины-2588- 2591м (по корреляции со скв. 441).

Сакмарский и ассельский ярусы: глубина залегания от 2650м до 2747м; переслаивание
песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания КТ-I - 2747м до 3142м; МКТ – 3142- 3467м;

КТ-II–3467-3690м(tvd). Карбонатная толща представлена биокластовыми, органогенными
известняками с редким переслаиванием аргиллитами.



Скв. Н4066

Тип скважины: горизонтальная

Географические координаты места заложения скважины:

Сев. широта 48° 14' 31,1957", вост. долгота 57° 18' 49,7821"

Отклонение ствола от вертикали – 692м.

Азимут направления бурения – устье – т. А- 199,75°, азимут т.А- т.В- 199,75°

Горизонт вскрытия: карбон КТ-II (пачка Д1 юг).

Продолжение таблицы 4.1

Параметры	
Кровля толщи КТ-II в верт. проекции ствола	3470 (tvd 3467)м (-3223)
Кровля нефтеносного коридора (пачка Д1), в вертикальной проекции ствола	3686м (-3448)
Подошва нефтеносного коридора (пачка Д1), в вертикальной проекции ствола	3701м (-3463)
Кровля нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на отклонении в 292м	3695м (-3457)
Подошва нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на общем отклонении в 292м	3711м (-3473)
Верт. глубина т. А на отклонении в 292м	3695м (-3457)
Кровля нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на отклонении в 692м	3708м (-3470)
Подошва нефтеносного коридора (пачка Д1), верт.гл. м на общем отклонении в 692м	3724м (-3486)
Верт. глубина т. В на отклонении в 692м	3724м (-3486)
Азимут направления бурения устье- точка А	199,75°
Азимут направления бурения точка А- точка В	199,75°
Общее отклонение ствола от вертикали, м	692м
Горизонтальная часть, м	400м
Забой (вертикальная глубина), м	3724м (-3486)

Альтитуда земли 228,98м.

Предполагаемая альтитуда ротора 238м

Прогнозная мощность целевого пласта Д1юг –16м.

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов,
глубина залегания от 5 до 844м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов,
глубина залегания от 844 до 2323м.

Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 2323м до 2481м; ВСТП- 2323- 2348, соль- 2348- 2438, НСТП-
2438 -2481м.

Сакмарский и ассельский ярусы: глубина залегания от 2481м до 2705м; переслаивание
песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания КТ-I - 2705м до 3121м; МКТ – 3121- 3461 м;

КТ-II–3461-3724м (tvd). Карбонатная толща представлена биокластовыми, органогенными
известняками с редким переслаиванием аргиллитами.



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

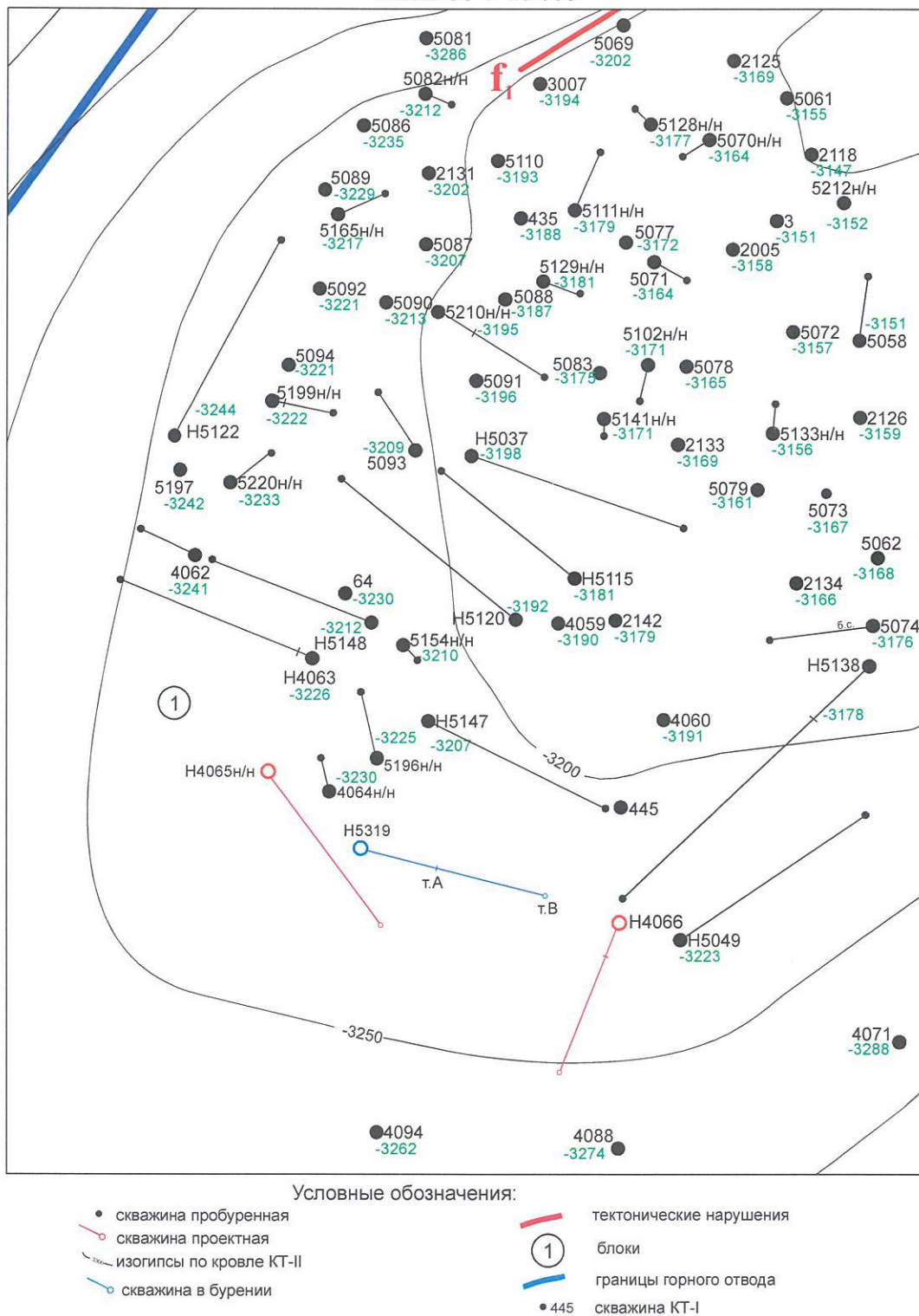


Рис. 4.1 Выкопировка



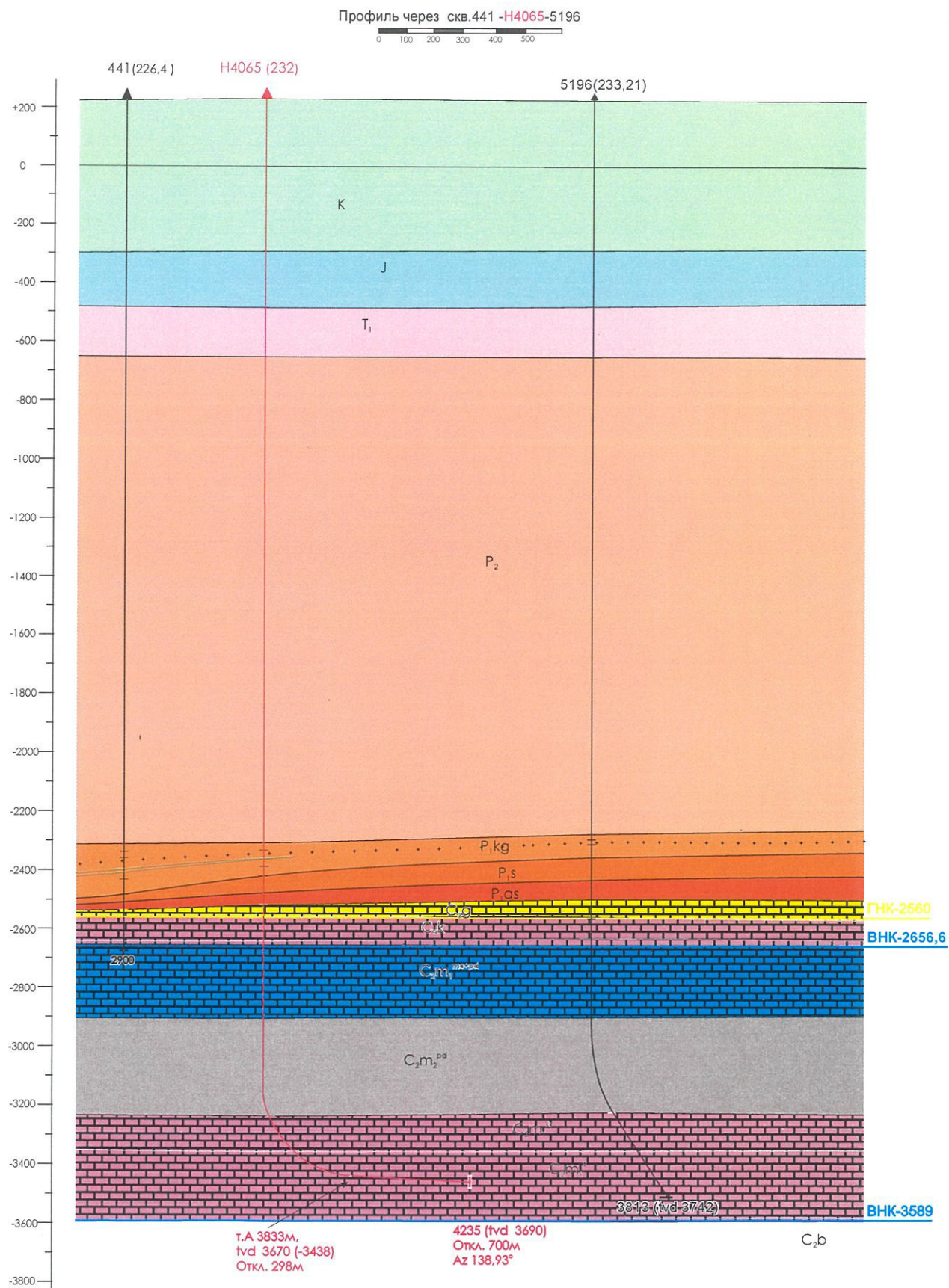


Рис. 4.2
Рис. 4.2



Корреляция нефтеносного пласта скв. Н4065

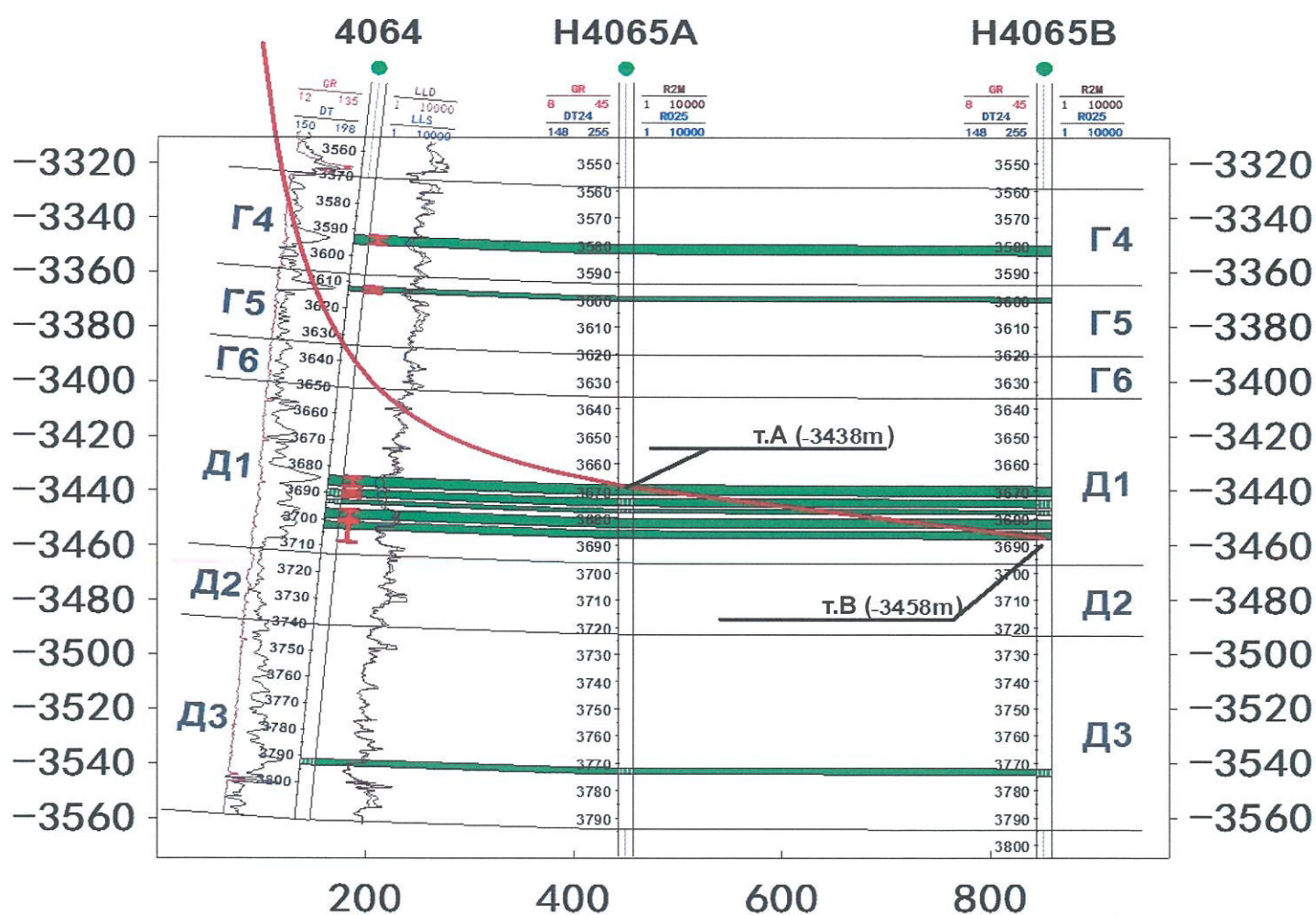
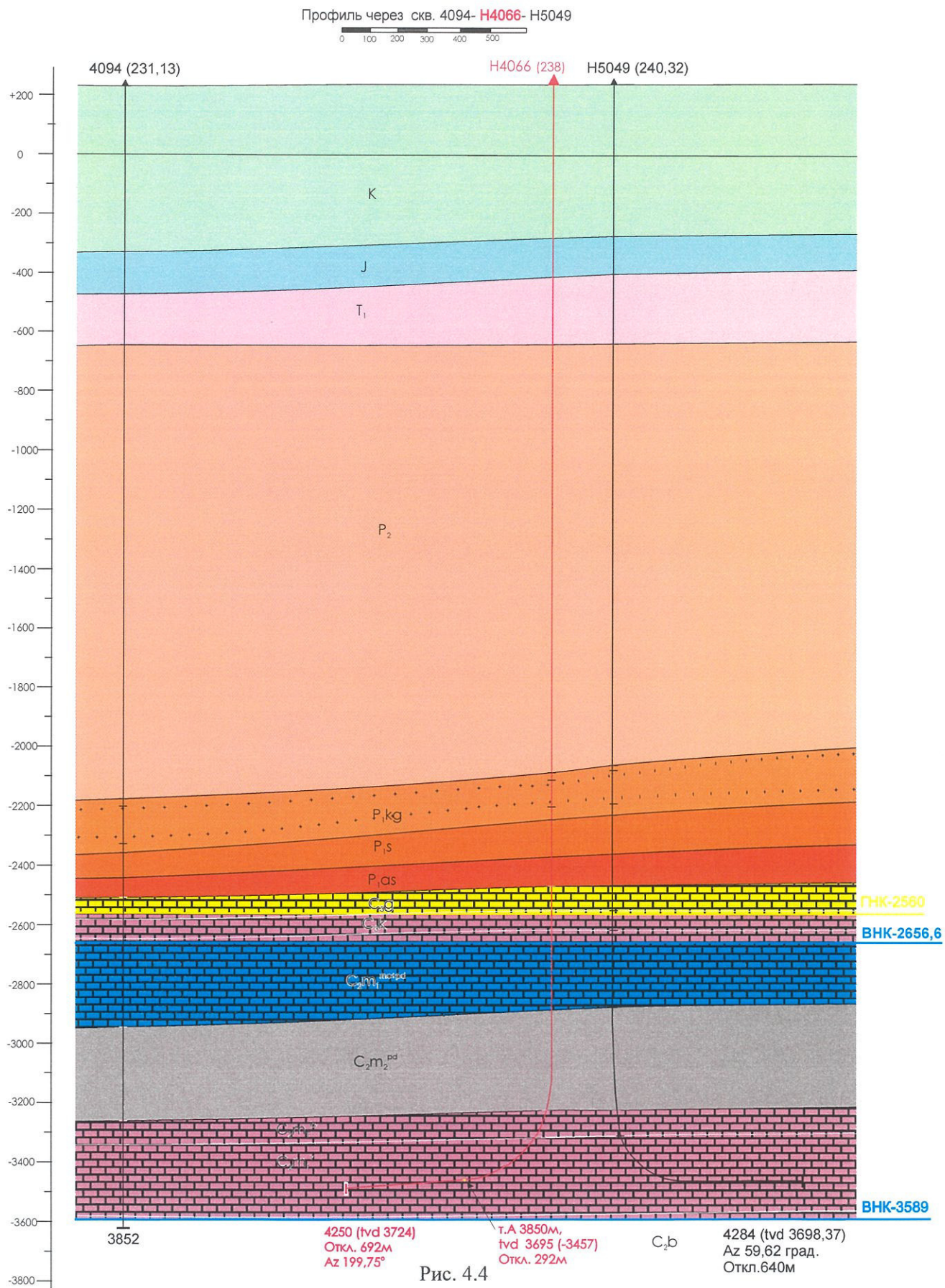


Рис. 4.3





Корреляция нефтеносного пласта скв. Н4066

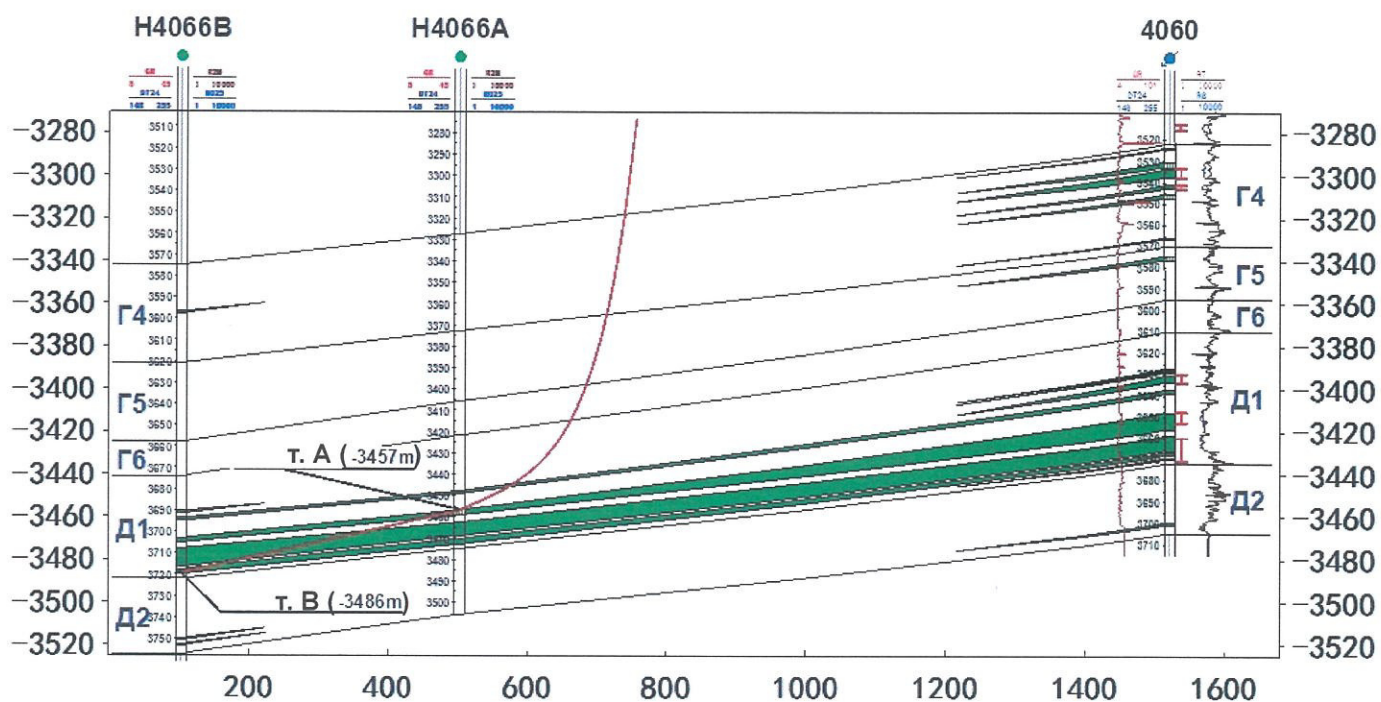


Рис. 4.5



Литолого – стратиграфическая характеристика разреза скважины Таблица 4.2

Глубина залегания, м по стволу		Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пласта по подошве (от скв. 4063 по Az 200°)	Коэффициент кавернозности в интервале	
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	7
0	5	Четвертичная+неогеновая системы	Q+N		
5	524	Меловая система	K	1°	1,1
524	717	Юрская система	J	1°	1,1
717	858	Триасовая система	T ₁	субгоризонт	1,1
858	2537	Пермская система			
		Верхний отдел	P ₂	5°	1,15
		Нижний отдел			
2537	2650	Кунгурский ярус	P ₁ kq	5°	1,25
2650	2706	Сакмарский ярус	P ₁ s	2°	1,15
2706	2747	Ассельский ярус	P ₁ a	субгоризонт	1,15
2747	2802	Каменноугольная система			
2802	2871		C ₃ q	субгоризонт	1,2
			C ₃ k	субгоризонт	1,2
2871	3142		C ₂ m		
		Мячковский+Подольский горизонты	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2°	1,2
3142	3470 (tvd 3467)	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	2°	1,2
3470 (tvd 3467)	3613 (tvd 3585)	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	субгоризонт	1,2
3613 (tvd 3585)	4235 (tvd 3690)	Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v	1°	1,2



Литологическая характеристика разреза скважины

Таблица 4.3

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скважины		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 K	0 5	5 524	Суглинки Пески Глины Мергели Песчаники	100 40 25 20 15	Суглинки, местами с галькой песчаника и мергеля Пески серые, разнотермные, полимиктовые Глины серые и зеленоватые-серые, мергелистые, алеваитовые. Мергели беловато-серые, плотные Песчаники серые, мелкозернистые
J	524	717	Глины Пески Песчаники	50 30 20	Глины серые, плотные, слоистые Пески серые, разнотермные, полимиктовые Песчаники серые, мелкозернистые
T ₁	717	858	Глины Алевролиты Песчаники	50 35 15	Глины серые, слоистые, алеваитовые Алевролиты среднезернистые, глинистые Песчаники кварцево-слоистые, среднезернистые
P ₂	858	2537	Глины Песчаники Алевролиты Ангидриты	65 15 15 5	Глины темно-серые, плотные, известковистые, местами красноцветные. Песчаники пестроцветные, мелкозерни- стые, известковистые, полимиктовые. Алевролиты серые тонкослоистые. Ангидриты серые массивные, крепкие.
P _{1kq} : ВСТП соль НСТП	2537 2562 2617	2562 2617 2650	Каменная соль Аргиллиты Гипсы Ангидриты	55 5 5 10	Каменная соль белая, кристаллическая . В кровле и подош- ве ангидриты и темные аргиллиты. Текучие монтморилло- нитовые глины в интервале 2588-2591м.



1	2	3	4	5	6
P ₁ s-as	2650	2747	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	60 20 20	Аргиллиты серые, местами темно-серые, плотные, слюдистые, с пропластками алевролитов и песчаника. Алевролиты серые, глинистые. Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, крупнозернистые.
C ₃ q	2747	2802	Известняки Доломиты Аргиллиты	50 35 15	Известняки светло-серые, органогенные, кавернозные, местами глинистые и трещинноватые. Трещины заполнены битумом. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные. Аргиллиты темно-серые.
C ₃ k	2802	2871	Известняки Доломиты Аргиллиты	85 10 5	Известняки светло-серые, органогенные, трещинноватые, кавернозные, с прослоями аргиллитов и доломитов. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные.
C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2871	3142	Известняки Аргиллиты Доломиты	50 35 15	Переслаивание темно-серых органогенно-обломочных, микрозернистых известняков, доломитов и темно-серых аргиллитов.
C ₂ m ₂ ^{pd}	3142	3470 (tvd 3467)	Алевролиты Песчаники Аргиллиты	20 30 50	Терригенные породы представлены аргиллитами зеленовато-серыми, плотными, алевролитами серыми, слоистыми, песчаниками серыми, темно-серыми, полимиктовыми.
C ₂ m ₁ ^{ks}	3470 (tvd 3467)	3613 (tvd 3585)	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещинноватые, поровые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные
C ₂ m ₁ ^v	3613 (tvd 3585)	4235 (tvd 3690)			



Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Таблица 4.4

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Краткое название горной породы	Плотность г/см³	Пористость %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Солёность, %	Сплотность породы	Твёрдость кгс/мм2	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм²
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N К	0 5	524	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	524	717	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
T₁	717	858	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
P₂	858	2537	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
P₁кq: ВСТП соль НСТП	2537 2562 2617	2562 2617 2650	Каменная соль, гипсы, ангидриты, аргиллиты,	2,3	1-5	0,0001	5-90	1- 15	100	III	30- 100	3	I-II	мягкая, средняя	0,25- 0,45	0,1-3,9



1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P _{1s-a}	2650	2747	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	2,4	4-50	0,0001-0,05	10-80	15-35	1-3	II-III	30-150	2	V-VII	Крепкие, средние	0,1-0,3	0,1-3,9
C _{3q}	2747	2802	Аргиллиты, известняки, доломиты	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}	2802	2871	Известняки, 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}	2871	3470 (tvd 3467)	Известняки, доломиты, аргиллиты, песчаники	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}	3470 (tvd 3467)	3613 (tvd 3585)	Известняки, аргиллиты	2,53	10-15	0,0001-0,3	5-80	9-84	1-3	II-III	75-150	4	III	то же	0,1-0,33	0,6-4,2
C _{2m₁} ^v	3613 (tvd 3585)	4235 (tvd 3690)														



Нефтегазоносность по разрезу скважины

Газоносность

Таблица 4.5

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание, моль %		Относительная по воздуху плотность газа, кг/м ³	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Плотность газоконденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость мД
	от (вверх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа			В пластовых условиях	На устье скважины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
C ₃ q ⁺ C ₃ k	2747	2792	порово- трещинно- кавернозный	газ	1,2	0,33	0,676	0,862	0,7327	734.9 - 748.4	11,5-61

Примечания: «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол (по состоянию изученности на 02.01.2025г.)».



Нефтеносность

Таблица 4.6

Индекс stratигра-фического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вяз- кость при 20°С, мм ² /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина % по весу	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Газосодержание, м ³ /т	Содерж. серово- дорода, моль %	Содерж. углекислого газа моль %	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости 1/МПа	Давление насыщ в пластов условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
(КТ-I) C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2792	2889	порово- трещин- ный	0,662	0,817	<u>0,38</u> 6,39	0,9	6,74	246	1,14	0,52	0,784	20,9Е-4	259
(КТ-II) C ₂ m ₁ ^{ks+} C ₂ m ₁ ^v	3470 (tvd 3467)	4235 (tvd 3690)	порово- трещин- ный	0,685	0,8321	<u>0,40</u> 8,45	1,14	8,28	223	1,16	1,12	0,784	16,4Е-4	29,4
Целевой пласт в интервале	3833 (tvd 3670)	4235 (tvd 3690)												

Примечания: данные взяты из работы «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол (по состоянию изученности на 02.01.2025г.)».



Таблица 4.7

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скважины м	Тип коллектора	Плотность, г/см ³	Свободный дебит м ³ /сут	Газовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме, КТ-I - в мг/дм ³								Общая минера- лизация, мг-экв/л, г/дм ³ (КТ-I, КТ-II)	Тип воды по Сулину СФН – сульфатно-натриевый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ – хлорматиевый, ХЛК - хлоркальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (ДА, НЕТ)
						анионы			катионы							
						HCO ₃ ⁻	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Na ⁺ + K ⁺					
1	2	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16		
Q+K	0-524	поровый	1,0	17,2-250	-	5,8	22,2	11,9	0,7	0,6	38,6	79,8	ГКН	Да		
J	524-717	то же	1,02	до 800	-	1,4	1042,8	32,8	93,96	13,44	969,69	2154,1	ХЛК	Нет		
T ₁	717-858	то же	1,04	до 500	-	2,0	3482,1	37,2	78,7	52,8	3387	7039,8	ХЛК	Нет		
P ₂	858-2537	то же	1,05	до 150	-	1,7	1441	58,7	175,8	99,4	1222	2988,6	ХЛК	Нет		
P _{1s-a}	2650-2747	поровый	1,13	до 300	-	10	286,5	50,4	39,3	5,2	302	693,4	СФН	Нет		
C _{2m₂} ^{mc+pd}	2889-3142	порово-трещинно-кавернозный	1,064	до 100	-	1194	54673	2331	5481	1900	25966	91,5	ХЛК	Нет		

Примечание: водоносность дана без учета непроницаемых пластов

Данные взяты из работы «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол (по состоянию изученности на 02.01.2025г.)»



Давление и температура по разрезу скважины

Таблица 4.8

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Градиент давления												Г р а д и е н т		Температура в конце интервала	
			Пластового				порового				гидроразрыва пород							
	от (низ)	до (верх)	кгс-см ² на м	Источники	кгс-см ² на м	Источники	кгс-см ² на м	Источники	кгс-см ² на м	Источники	от (верх)	до (низ)	кгс-см ² на м	Источники	°С	Источники		
																	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	Проект разработки м/р Жанажол	
Q+N+K	0	524	1,0	1,0					1,68	1,68		1,95	1,95	Проект разработки м/р Жанажол				10
J+ T ₁	524	858	1,0	1,0					1,74	1,74		1,98	1,98					20
P ₂	858	2537	1,0	1,07					1,89	1,89		2,05	2,05					51
P ₁ kq	2537	2650	1,1	1,25					1,95	2,23		2,23	2,23					53
P ₁ s-a	2650	2747	1,0	1,0					1,9	1,9		2,24	2,24					55
C ₃ q+ C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2747	3142	0,9	0,9					1,91	1,91		2,25	2,25					63
C ₂ m ₂ ^{pd}	3142	3470 (tvd 3467)	0,8	0,8					1,95	1,95		2,29	2,29					69
C ₂ m ₁ ^{ks+} + C ₂ m ₁ ^v	3470 (tvd 3467)	4235 (tvd 3690)	0,7	0,7					1,95	1,95		2,23	2,23					74



Таблица 4.9

Возможные осложнения по разрезу скважины, поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до 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)
	(всрх) от	(низ) до				при вскрытии	после изоляционн ых работ	
1	2	3	4	5	7	7	8	9
К C ₃ q+C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd} C ₂ m ₁ ^{ks+v}	5	35	5-10	-	да	>1,1		превышение гидростатического давления над пластовым
	2747	3142	20-40	-	да	>1,1		
	3470 (tvd 3467)	4235 (tvd 3690)	до 60	-	да	>1,1		



Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфичес- кого 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	858		1,1-1,14	фильтрация не более 10см ³ /30мин	проработка, промывка скважины
P ₂	858	2537		1,13-1,16	фильтрация не более 5-7 см ³ /30мин	то же
P _{1s-a}	2650	2747	амфорный полимерный раствор	1,10-1,12	фильтрация не более 4-6 см ³ /30мин	то же



Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал, м по стволу		Вид проявляемо го флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность в пластовых условиях (газ-кг/м ³ , нефть- г/см ³ , вода- г/см ³)	Плотность в поверхностн ых условиях (газ-кг/м ³ , нефть-г/см ³ , вода- г/см ³)	Условия возникно- вения	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
C _{3q} + C _{3k}	2747	2792	газ	0, 283	0,814	при снижении Рзаб на Рпл	перелив воды, увеличение водоотдачи, пузырьки газа, в виде пленок нефти, снижение удельного веса
C _{3k} +C _{2m₂} ^{mc+pd}	2792	2889	нефть	0,662	0,817		
C _{2m₁} ^{ks+v}	3470 (tvd 3467)	4235 (tvd 3690)	нефть	0,685	0,8321		
Целевой пласт в интервале	3833 (tvd 3670)- (точка входа в пласт)	4235 (tvd 3690) (т. В)	нефть	0,685	0,8321		

Данные взяты из работы «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол (по состоянию изученности на 02.01.2025г.)».



Таблица 4.12

Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	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 возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность г/см ³	водоотдача см ³ /30 мин		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q+T ₁	0	858	вследствии осыпей и сальникооб- разований то же	полимер- ный глинис- тый р-р	1,1-1,14	менее 10	да	при бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей; при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	858	2537			1,13-1,16	5-7	да	
P _{1kg} текущие глины	2537 2588	2650 2591	сужение стволоа скв.	соленая- сыщенный	до 1,7	менее 4	да	
P _{1s-a}	2650	2747	вследствии осыпей и сальнико- образований то же	поли- мерный глинис- тый р-р то же	1,1-1,12	4-6	да	
C _{2m2} ^{pd}	3142	3470 (tvd 3467)			1,11-1,12	менее 5	да	



Текущие породы

Таблица 4.13

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
P ₁ kq:	2537	2650	в интервалах каменной соли	до 1,7	при плотности раствора менее предусмотренного
	2588	2591	текущие монтморил лонитовые глины		

Прочие возможные осложнения

Таблица 4.14

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Вид осложнения,желообразование, перегиб ствола, искривление,грифонообразова ние	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P ₁ kq	2537	2650	кавернообразование	за счет растворения солей.
ВСТП	2537	2562		
Соль	2562	2617		
НСТП	2617	2650		



Исследовательские работы Таблица 4.15

Отбор керна, шлама и грунта		Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора грунта, м	Тип бокового грунтоноса	Количество образцов. пород, шт	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
	отбор керна обычным способом не предусмотрен	максимальная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)	при	при бурении отбор	шлама	от (верх)	до (низ)	3		отбор грунта не предусмотрен			
						$C_3q + C_3k + C_2m_2^{mc+pd}$	2747	3142	3						
						$C_2m_1^{ks+v}$	3470 (tvd 3467)	4235	3						
						наличии	признаков	нефти:							
						$C_3q + k + C_2m_2^{mc+pd}$	2747	3142	1						
						$C_2m_1^{ks+v}$	3470 (tvd 3467)	4235 (tvd 3690)	1						



Таблица 4.16

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масш-таб записи	Замеры и отборы производятся на глубине, м			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		м	в интервале, м		тип	группа сложности	
			от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	1100	0	1100			
КВ,ПР,ГК,НГК,АК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	2650	1050	2650			
КВ,ПР,ГК,НГК,АК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	4235	2600	4235			
ГТИ (газовый каротаж)		4235	3730	4235			
Виды каротажа после бурения							
КТ-I: DLL, MSFL, AC, CNL, ZDL, GR, SP, CAL КТ-II: DLL – БК, боковой каротаж MSFL – МБК, боковой микрокаротаж АС – АК, акустический каротаж CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж ZDL - литолого-плотностной каротаж GR – ГК, гамма каротаж SP – ПС, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200	2930	2747	2930	ECLIPSE 5700		
	1 : 200	4235	3470 (tvd 3467)	4235	4235		
	1 : 200			4235	4235		
	1 : 200			4235	4235		
	1 : 200			4235	4235		
	1 : 200			4235	4235		
	1 : 200			4235	4235		
	1 : 200			4235	4235		
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ, ГК	1 : 500	1100	0	1100			
АКЦ, ГК	1 : 500	2650	900	2650			
АКЦ, ГК	1 : 500	3833	1000	3833			

Примечание: Интервалы и объемы исследований корректируются геологической службой АО «СНПС-Актобемунайгаз» с учетом фактического разреза скважины, ее состояния и технической оснащенности подрядчика
 АО «СНПС-Актобемунайгаз» с учетом фактического разреза скважины, ее состояния и технической оснащенности подрядчика
 При проведении ГТИ необходимо соблюдения Правил обеспечения промышленной безопасности от 30.12.2014г за №355. Глава 6 параграфа 3.



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;

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 4.17

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

Индекс stratиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции и продуктивный забой:	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 (вверх)	до (низ)	от (вверх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II Целевой пласт Д1	1	3833 (точка А tvd 3670) (-3438)	4235 (точка В tvd 3690) (-3458)				стационарная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)		

Примечание: интервал пласта-коллектора определяется после проведения геофизических исследований



5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления и шурфа

Характеристика трубы					ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
508.0 244.5	20 18	В,Д Д	8 10.0	2 1.0	5СТ АНИ ГОСТ 632-80	Шахта под направление 3.0х 2.2 х 2.0м Направление Ствол под шурф для квадрата, бурится турбобуром долотом d 311,2мм под углом 20° к вертикали на глубину 18м

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

Проектная конструкция скважины должна обеспечивать:

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

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



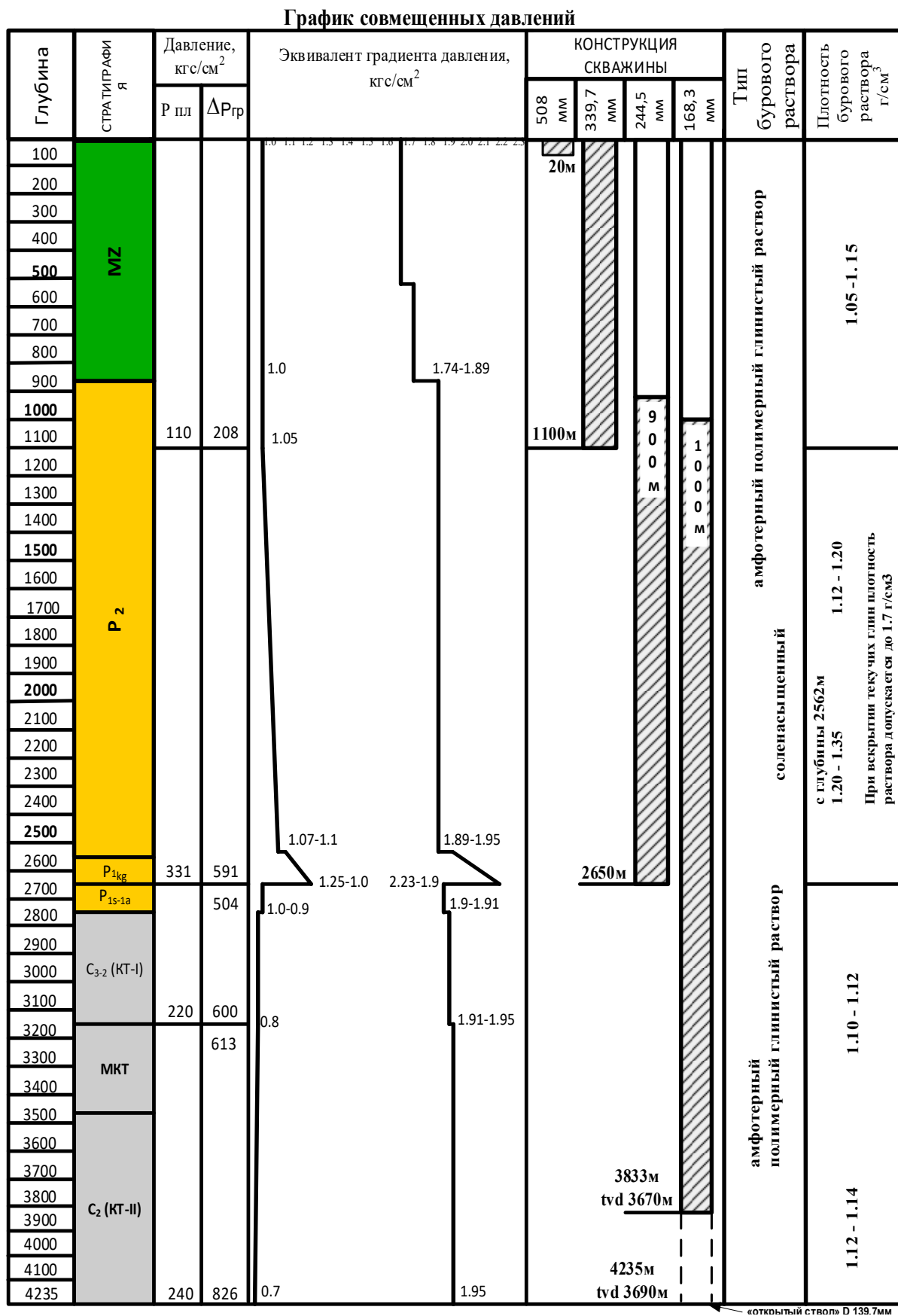


Рис.5.1 График совмещенных давлений



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	0-2650	311,2	750	1	1	0-2650	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях
4	Эксплуатационная колонна «открытый ствол»	0-3833 3833-4235	215,9 139,7	1000	1	1	0-3833 3833-4235	Разобшение нефтеносных горизонтов.



Таблица 5.3

Характеристика раздельно спускаемых частей обсадных колонн

Раздельно спускаемые части											
Номер колонны в порядке спуска	Соединение обсадных труб каждой одноразмерной части								Интервал установки труб с заданным типом соединения, м		
	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м	Толщина стенки, мм	Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска		Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	508	0-20	8	1	1	-	533	0-20
2	1	1	1	339,7	0-1100	10,92	1	1	BC	365	0-1100
3	1	1	1	244,5	2562-2650	11,99	1	1	BC	269,9	2562-2650
				244,5	0-2562	11,05	1	2	BC	269,9	0-2562
4	1	1	1	168,3 139,7	0-3833 3833-4235	10,59	1	1	-	190,5	0-3833 3833-4235
«открытый ствол»											

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



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

№№	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Фильтрацию и структурно-механические показатели поддерживать в пределах, указанных в ГТН	Предупреждение осыпей, обвалов и прихватов в интервалах: 0-858м 858-2537м 2537-2650м 2650-2747м 3142-3470м
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, 2747-3142м, 3470-4235м 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 бурильной колонны.	



6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Общие положение по искривлению скважины

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

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

При бурении наклонного и горизонтального участков ствола осуществляется постоянный визуальный и инструментальный контроль за износом и состоянием бурильной колонны согласно технологического регламента. При обнаружении износа, деформации применение труб не допускается. При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

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

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

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

- доведение скважины до проектной глубины без каких либо осложнений при существующем состоянии техники и технологии буровых работ;
- качественное строительство скважины при минимальных затратах времени и средств;
- достижения проектного смещения забоя от вертикали в заданном направлении в пределах предусмотренных проектом норм отклонения;
- возможность свободного прохождения компоновки низа бурильной колонны и обсадной колонны, а также оснасток элементов подземного оборудования, спускаемого в процессе эксплуатации и подземного ремонта;
- предотвращения «протирания» 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 Н4065

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, 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
3369,35	3,93	130,40	3369,32	-0,88	1,03	1,34	3,00
3379,22	3,93	130,40	3379,17	-1,31	1,54	2,01	0,00
3833,34	87,15	138,33	3670,08	-222,80	198,30	298,27	5,50
4235,08	87,15	138,67	3690,08	-525,30	461,90	699,48	0,00



Таблица 6.2

Результат расчета профиля ствола скважины Н4065

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, 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
3360,00	3,00	130,40	3359,99	-0,51	0,60	0,78	3,00
3369,35	3,93	130,40	3369,32	-0,88	1,03	1,34	3,00
3379,22	3,93	130,40	3379,17	-1,31	1,54	2,01	0,00
3390,00	5,90	130,93	3389,91	-1,93	2,23	2,93	5,50
3420,00	11,38	133,45	3419,55	-5,12	5,41	7,42	5,50
3450,00	16,88	135,02	3448,64	-10,44	10,44	14,74	5,50
3480,00	22,37	135,95	3476,88	-17,85	17,26	24,81	5,50
3510,00	27,87	136,55	3504,03	-27,27	25,83	37,54	5,50
3540,00	33,37	136,96	3529,84	-38,61	36,06	52,82	5,50
3570,00	38,87	137,26	3554,06	-51,78	47,85	70,49	5,50
3600,00	44,37	137,49	3576,48	-66,65	61,10	90,41	5,50
3630,00	49,87	137,67	3596,89	-83,09	75,69	112,39	5,50
3660,00	55,37	137,82	3615,09	-100,94	91,47	136,22	5,50
3690,00	60,87	137,94	3630,93	-120,04	108,32	161,68	5,50
3720,00	66,37	138,04	3644,26	-140,21	126,06	188,55	5,50
3750,00	71,87	138,13	3654,95	-161,28	144,54	216,56	5,50
3780,00	77,37	138,21	3662,90	-183,03	163,58	245,48	5,50
3810,00	82,87	138,28	3668,05	-205,28	183,02	275,02	5,50
3833,34	87,15	138,33	3670,08	-222,80	198,30	298,27	5,50
3840,00	87,15	138,34	3670,41	-227,81	202,67	304,92	0,00
3870,00	87,15	138,40	3671,91	-250,40	222,35	334,88	0,00
3900,00	87,15	138,44	3673,40	-272,99	242,04	364,84	0,00
3930,00	87,15	138,48	3674,89	-295,58	261,72	394,80	0,00
3960,00	87,15	138,51	3676,39	-318,17	281,41	424,76	0,00
3990,00	87,15	138,54	3677,88	-340,76	301,09	454,72	0,00
4020,00	87,15	138,56	3679,37	-363,35	320,78	484,68	0,00
4050,00	87,15	138,58	3680,87	-385,94	340,46	514,64	0,00
4080,00	87,15	138,60	3682,36	-408,53	360,15	544,61	0,00
4110,00	87,15	138,62	3683,85	-431,12	379,83	574,57	0,00
4140,00	87,15	138,63	3685,35	-453,71	399,52	604,53	0,00
4170,00	87,15	138,65	3686,84	-476,30	419,20	634,49	0,00
4200,00	87,15	138,66	3688,33	-498,89	438,88	664,45	0,00
4230,00	87,15	138,67	3689,83	-521,48	458,57	694,41	0,00
4235,08	87,15	138,67	3690,08	-525,30	461,90	699,48	0,00



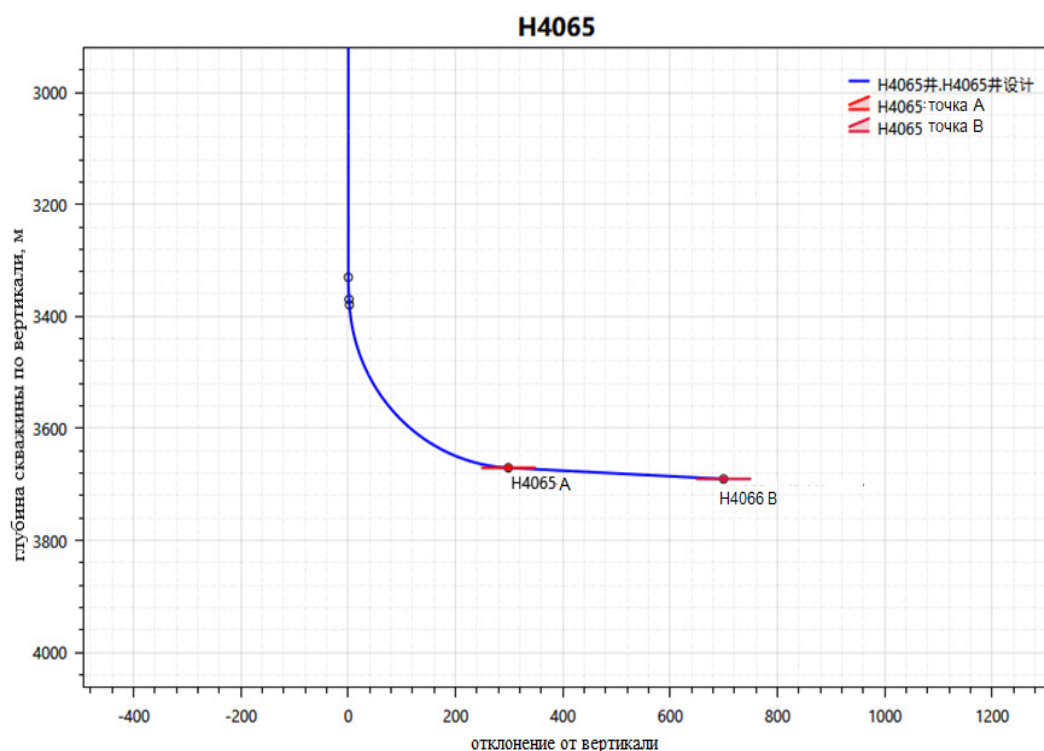


Рис 6.1. Проектный профиль ствола скважины №Н4065



Рис 6.2. Горизонтальная проекция профиля ствола скважины №Н4065



Таблица 6.3

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола Н4066

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, 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
3399,81	9,31	204,62	3399,51	-5,14	-2,36	5,64	4,00
3439,16	9,31	204,62	3438,33	-10,93	-5,01	11,99	0,00
3849,38	85,85	200,60	3694,98	-274,00	-103,00	292,72	5,60
4249,93	85,85	200,11	3723,98	-650,00	-238,00	692,18	0,00

Таблица 6.4

Результат расчета профиля ствола скважины Н4066

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, 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
3360,00	4,00	204,62	3359,98	-0,95	-0,44	1,04	4,00
3390,00	8,00	204,62	3389,81	-3,80	-1,74	4,17	4,00
3399,81	9,31	204,62	3399,51	-5,14	-2,36	5,64	4,00
3420,00	9,31	204,62	3419,43	-8,11	-3,72	8,90	0,00
3439,16	9,31	204,62	3438,33	-10,93	-5,01	11,99	0,00
3450,00	11,33	204,55	3449,00	-12,70	-5,80	13,93	5,60
3480,00	16,92	203,99	3478,08	-19,44	-8,65	21,24	5,60
3510,00	22,51	203,33	3506,31	-28,82	-12,43	31,35	5,60
3540,00	28,11	202,77	3533,42	-40,76	-17,11	44,17	5,60
3570,00	33,71	202,32	3559,15	-55,14	-22,64	59,58	5,60
3600,00	39,30	201,97	3583,26	-71,81	-28,97	77,41	5,60
3630,00	44,90	201,68	3605,50	-90,64	-36,04	97,52	5,60
3660,00	50,50	201,45	3625,69	-111,42	-43,78	119,70	5,60
3690,00	56,10	201,26	3643,61	-133,97	-52,12	143,75	5,60
3720,00	61,70	201,09	3659,10	-158,08	-60,98	169,42	5,60
3750,00	67,30	200,95	3672,01	-183,50	-70,27	196,49	5,60
3780,00	72,90	200,83	3682,21	-210,00	-79,90	224,68	5,60
3810,00	78,50	200,72	3689,62	-237,32	-89,79	253,74	5,60
3840,00	84,10	200,63	3694,16	-265,21	-99,84	283,38	5,60
3849,38	85,85	200,60	3694,98	-274,00	-103,00	292,72	5,60
3870,00	85,85	200,55	3696,47	-293,36	-109,95	313,29	0,00
3900,00	85,85	200,48	3698,65	-321,52	-120,06	343,21	0,00
3930,00	85,85	200,42	3700,82	-349,68	-130,17	373,12	0,00
3960,00	85,85	200,37	3702,99	-377,84	-140,28	403,04	0,00
3990,00	85,85	200,33	3705,16	-406,00	-150,40	432,96	0,00
4020,00	85,85	200,29	3707,33	-434,17	-160,51	462,88	0,00
4050,00	85,85	200,26	3709,51	-462,33	-170,62	492,80	0,00
4080,00	85,85	200,23	3711,68	-490,49	-180,73	522,71	0,00
4110,00	85,85	200,20	3713,85	-518,65	-190,84	552,63	0,00
4140,00	85,85	200,18	3716,02	-546,81	-200,95	582,55	0,00



4170,00	85,85	200,16	3718,19	-574,97	-211,06	612,47	0,00
4200,00	85,85	200,14	3720,37	-603,13	-221,17	642,39	0,00
4230,00	85,85	200,12	3722,54	-631,29	-231,28	672,30	0,00
4249,93	85,85	200,11	3723,98	-650,00	-238,00	692,18	0,00

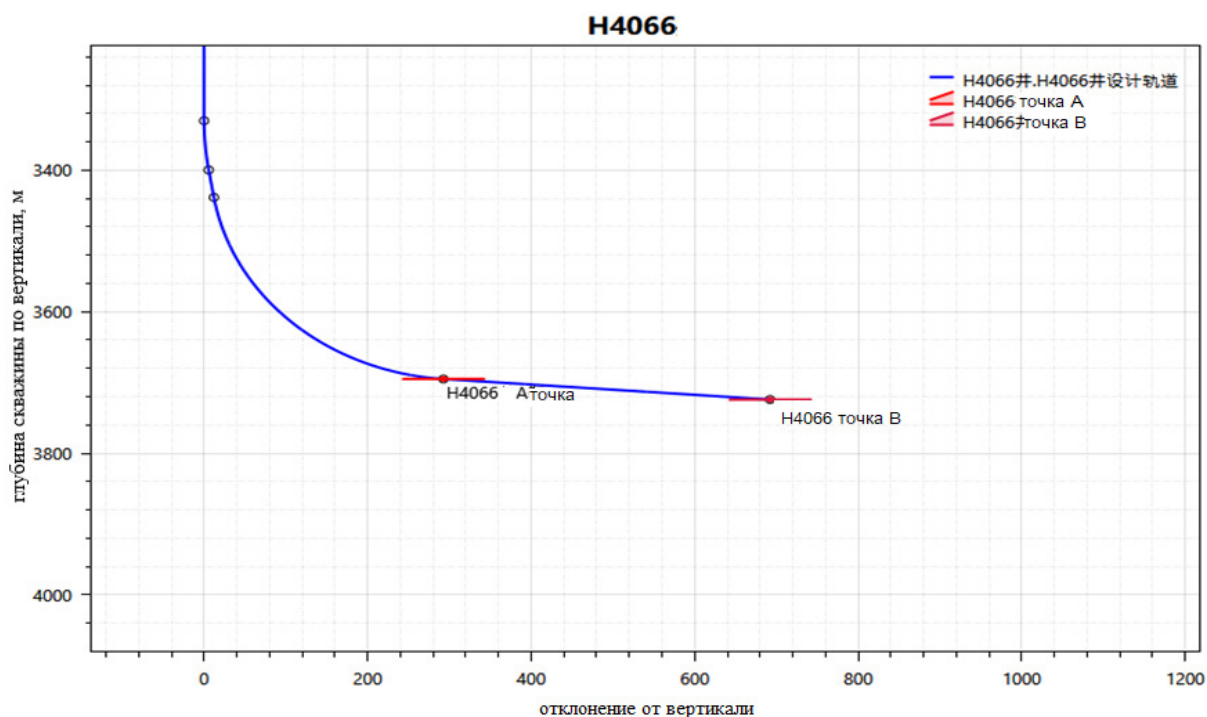


Рис 6.3. Проектный профиль ствола скважины №Н4066

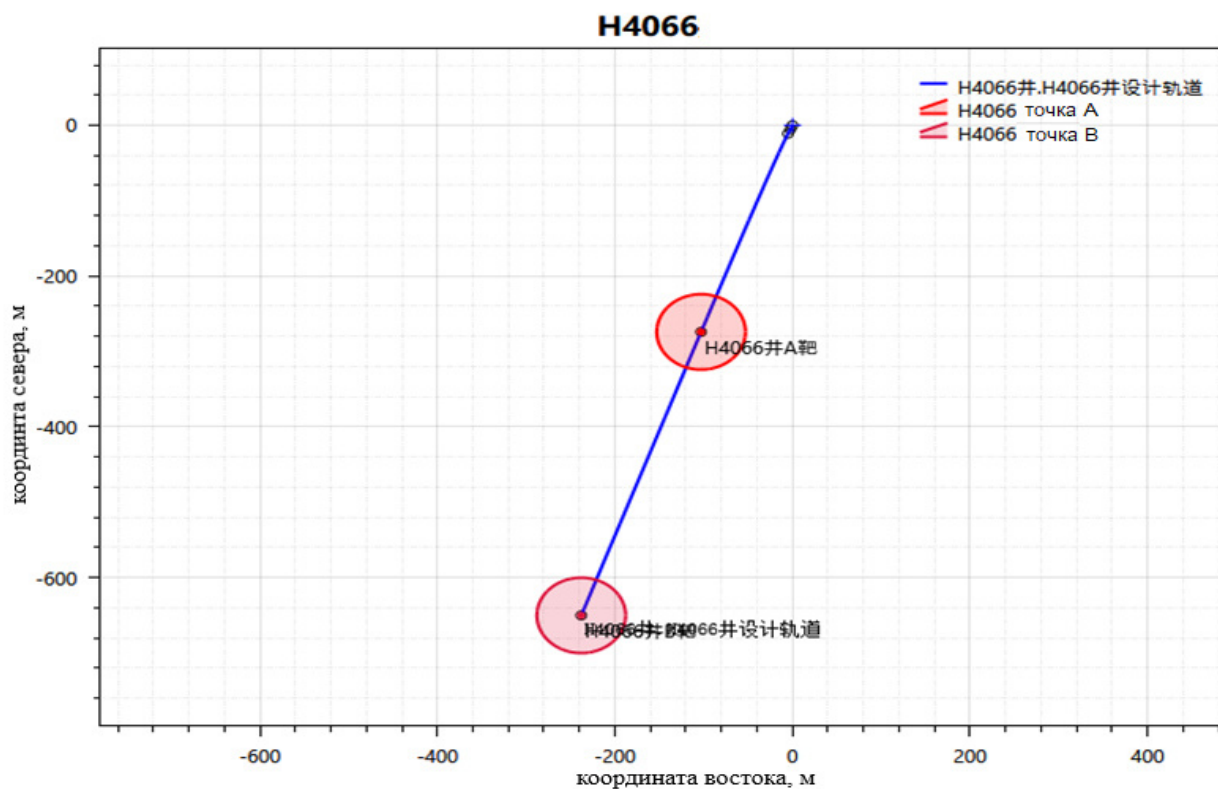


Рис 6.4. Горизонтальная проекция профиля ствола скважины №Н4066



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 Ø178 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 $3-5^0$, смещение не более 30м.
 - 2.3. Глубина начала зарезки наклонного участка скважины (3330м) будет уточняться по результатам фактического замера кривизны в вертикальном участке.

6.2.2 Участок набора кривизны

1. Контроль кривизны ствола скважины в интервале 3330-3833,34м стандартным прибором, указанным в рабочем проекте или аналогичными стандартными приборами.
2. В процессе проводки наклонного участка скважины винтовым двигателем необходимо шаблонировать ствол скважины на длину пробуренного интервала через каждые 50 м.

6.2.3 Участок наклонно прямолинейный

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

6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.

1. Необходимо обеспечить равномерную подачу буровых насосов.
2. Чтобы обеспечить нормальную работу винтового двигателя, в системе циркуляции необходимо использовать фильтры для улавливания в растворе крупных частиц.
3. Чтобы обеспечить качественную работу прибора MWD, в буровой раствор в процессе бурения нельзя добавлять наполнитель крупных фракций для ликвидации поглощения.
4. Спуск инструмента с прибором MWD должен производиться плавно. Под прибором MWD установить обратный клапан.
5. Производительность буровых насосов должна быть не менее 25л/сек.



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

6.2.5 Другие технические требования

1. Бурильные трубы:

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

2. Буровые растворы:

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



7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1 Общие положения

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

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

Хорошие кольматирующие свойства, низкая фильтрация при высокой температуре и давлении, хорошая смазывающая способность раствора позволяющая создавать 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 1,11 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 противодавление на пласт;



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

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

Мероприятия по предупреждению проявлений:

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

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

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

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

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

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

3) если трубы спущены до кровли проявляющего пласта, то бурильщик с помощниками разгружают колонну на ротор, наворачивают ведущую трубу с шаровым краном и колонну труб подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне



элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют;

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

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

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

Инструмент разгружают на ротор.

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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

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

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, на ротор, устанавливают шаровой кран с переводником, наворачивают ведущую трубу и подвешивают на талевой системе обсадную колонну так, чтобы переводник был на 0,8-1 метр над столом ротора из расчета нахождения 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 – полимерный раствор соленасыщенный	1100-2562	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
текущие глины	2562-2588	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	2588-2650	1,35-1,7													
	2650-3833	1,10-1,12	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
	3833-4235	1,12-1,14													
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	2562	Амфотерный полимерный 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
	2562	2588	соленасыщенный	1.20-1.35		PAC-LV	0,3
	2588	2650	текучие глины	1,35-1,7		PAC-RL SMP-2 NaCL	0,1 2 31,13
IV	2650	3833	амфотерный полимерный раствор	1.10-1.12	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL	5 0,1 0,2 0,3 0,3 0,2
	3833	4235		1,12-1,14		ZD-1 EP-1 KCL	3 2 5

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 7.3

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	Под откр. ствол
1	Структурообразователь	Бентонит	кг/м ³	50	55	50	50
2	Регулятор pH	NaOH	кг/м ³	1,0	3,0	2,0	2,0
3	Контроль жесткости	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	1,0	2,0	1,0	1,0
4	Флокулянт	FA-367	кг/м ³	3,0	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	3,0
7	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	1,0	2,0	2,0
8	Стабилизатор	SMP-2	кг/м ³	-	20,0	20,0	20,0
9	Кольматант	EP-1	кг/м ³			20,0	20,0
10	Барит	BaSO ₄	кг/м ³	По необходимости			
11	Кольматант	ZD	кг/м ³	-		30,0	30,0
12	Минерализатор	NaCl	кг/м ³	-	311,3	-	-
13	Ингибитор	KCl	кг/м ³	-	-	50,0	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, гс/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 1100-2562м	1.12	1.20	-	-
ин-л 2562-2588м	1.20	1.35	соленасыщенный	-
ин-л 2588-2650м	1,35	1,7	-	по необходимости
Бурение 2650-3833м	1.10	1.12		-
ин-л 3833-4235м	1,12	1,14		-
Резервный				50
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 7.5

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	504
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	307

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 Крахмал КМЦ-500	2.2 - 1.7	5 10 5	1 2 1
3	Промежуточная	Нефть КМЦ-500	0.86 1.7	50 2	12,1 0,5
4	Эксплуатационная	Нефть Графит ГС-1	0.86 2.2	60 5	9,9 0,8

* 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	2747	4235	
8. Газосепаратор	YQF-8000/1.5., NQF-1200/1.0	1	2747	4235	
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	от (верх)	до (низ)	Вид технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения			Давление на стояке, кгс/см ²
						осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	подача насосов, л/с	
1		2	3	4	5	6	7	8	9
0		20	Бурение	Ш-660 РС1	роторный	с навеса до 4	80	55-60	110
20		1100	Бурение,	Ш-444,5 НЈ-437	роторный	4-10	100-110	45-55	50-90
1100		2650	Бурение проработка	Ш-311,2 НЈТ-517G	роторно-винтовой	3-8	ВЗД+50-70	38-50	120-160
2650		3833	Бурение	Ш-215,9 НЈ-537	роторно-винтовой	4-6	ВЗД+70	30-32	110-150
3833		4235	Бурение	Ш-139,7 мм НА-517J	роторно-винтовой				

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	Ш-660 РС1 УБТ Ø 228,6мм ТФ 444.5 мм	Бурение Бурение Разбуривание обратного клапана и башмака	0	20 18	1 18
2	Ш-444.5мм НJ437 Ш-444.5мм НJ437 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 Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Разбуривание обратного клапана и башмака	15 30 30	20 1100 1100	1 1-2 1 18 9 54 81
3	Ш-311.2 мм НJ-517G Ш-311.2мм НJ-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 Разбуривание обратного клапана и башмака	1080 1100 1100	1100 2650 2650	1 4-5 1 18 9 54



продолжение таблицы 8.2					
1	2	3	4	5	6
4	ТФ-215,9мм Ш-215,9 мм НЖ-537 ВЗД Ø172 мм КЛС Ø212 мм МWD Ø168 мм УБТн/м Ø158,7 мм УБТ Ø158,7 мм ТБТ Ø127мм Ш-139,7 мм НА-517L ВЗД Ø 127мм КЛС Ø 139,2мм МWD Ø 127мм ТБТ Ø 89мм ЯСС Ø 120мм ТБТ Ø 89мм	Разбуривание обратного клапана и башмака Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение Бурение	2630 2650 3833	2650 3833 4235	1 3-4 9 54 270 1-2 54 54



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, спуск обсадных колонн	5 x 6
1100	4235		5 x 6



Таблица 8.4

Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны сверху вниз 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	5,5				
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	2650	2650	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2569	82,7	97,5	2,8	> 1,5		
Разбурив. цемента и башмака	2630	2650														
Бурение, проработ.	2650	3833	3833	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2973	112,7	153,6	2,0	> 1,5		
Бурение проработка	3833	4235	4235		СБТ	89		9,35	3-101	3198	88,7	92				



Таблица 8.5

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-1600	2	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
20	1100	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
1100	2650	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	65,0 52,0	170 150	207 268	0.9 0.9	50 55	41,5x0,9 32,32x0,9	37x2 29,0
2650	4235	Бурение, проработка, промывка	F-1600	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 технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в					обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве		
				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	
1100	2650	бурение	125-185	130,0	4.5	23	1.7	8,9	
2650	4235	бурение	60-135	100,0	3.4	17,0	7.0	26,3	



Таблица 8.7

**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	5,1 0,06	5,4 0,07
Итого:							5,16	5,4
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	0-2650	УБТ УБТ СБТ	203 178 127	G-105 9,19	NC-56 NC-50 3-133	18+9 54 2569	6 8,8 82,7	6,3 9,2 86,8
Итого :							97,5	102,4
Эксплуатационная	0-3833	УБТ ТБТ СБТ	159 127 127	G-105 9,19	NC-46 NC-46 3-133	9+54 270 3500	7,7 33,2 112,7	8,1 34,9 118,3
							153,6	161,3
открытый ствол	0-4235	ТБТ СБТ	88,9 88,9	G-9,35	NC-38 3-102	54+54 4127	3,3 88,7	3,5 93,1
Итого :							92	96,6
Для работы в эксплуатационной колонне	0-4235	СБТ	88,9	G 9,35	3-102	4235	91	95,6
Итого:							91	95,6



Таблица 8.8

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид техно-логическ. операции	Наимень-шая ско-рость вос-ходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема про-мывки до-лота(цент-ральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центрально-отверстии мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабаты-ваемая на долоте кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
0	20	бурение	0,4	0,015	центрально-	23,5	3	16х15х15	128,1	495
20	500	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16х13х13	128,1	495
500	1100	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15х13х13	119,2	456
1100	2562	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15х13х13	105,4	465
2562	2650	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15х13х13	130,4	245
2650	4235	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	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	1	0	20	0	1.0
2	Кондуктор	1	0	1100	0	110
3	Промежуточная колонна	1	2562 0	2650 2562	по горному 256 0	давлению 278 256
4	Эксплуатационная	1	0	4235	0	206
					При цементир. 24	17
					147 При опрессовке	295
					316 303 при опрессовке	330 316
					320 при опрессовке	383



Таблица 9.2

Рекомендуемые типоразмеры обсадных / электросварных труб

наружный диаметр	Характеристика обсадных/ электросварных труб				Рекомендуется к использованию
	производство	условный код типа соединения	марка труб	толщина стенки, мм	
1	2	3	4	5	6
508	Импортное / ОТП	-	В, Д	8	Да
339,7	ОТП	BC	J-55	10,92	Да
244,5	ОТП	BC	110TT	11,99	Да
244,5	ОТП	BC	L-80	11,05	Да
168,3	Импортное / ОТП	-	90SS	10,59	Да

Примечание: Включение в комплектацию проектируемых обсадных / электросварных 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 обсадных / электросварных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных и со стойкостью к СКРН для эксплуатационных колонн, необходимо согласовать с проектной организацией.



Таблица 9.3

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 обсадных/ электросварных 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	2,1	508	-	В, Д *8	9,0	3,5	42,0
2	1	0-1100	1100	100,1	105,1	339,7	BC	J-55*10,92	1,4	1,45	4,36
3	1	2562-2650	88	6,2	6,5	244,5	BC	110TT*11,99	2,14	1,8	139
	2	0-2562	2562	166	174,3	244,5	BC	L-80*11,05	1,6	1,3	3,8
		Итого:	2650	172,2	180,8						
4	1	0-2943	2943	153,3	161	168,3	-	90SS*10,59	4,4	2,1	5,1
	2	Итого:									
Примечание: Допускается применение электросварных / обсадных труб с другими резьбовыми соединениями, с аналогичными прочностными характеристиками, основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, в том числе газовой, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение).											



Таблица 9.4

Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна		Тип, шифр, инструмент для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м	Допустимая скорость спуска труб, м/с	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
Номер в порядке	Название колонны		Шифр или название	ГОСТ, ОСТ, ТУ на изготовление				Глубина, м	Продолжительность	Расход, л/с
1	2	3	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	1	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импортных труб)	0-20	0,6	20	20	1 цикл	50
2	Кондуктор	1	тоже	тоже	0-1100	0,6	250	1100	1 цикл	50
3	Промежуточная	1	тоже	тоже	0-2650	0,6	250	800 2650	1 цикл 1 цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	тоже	тоже	0-2650	1	250	2000	1 цикл	20
					2650-3833	0,6		3833	1 цикл	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										



Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Таблица 9.5

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	147	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	303	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	72	1,00	-	320	-	1

Цементирования обсадных колонн

Таблица 9.6

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обра- тный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования, м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м	Высота цементного стакана	Название порции тампонажного о 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	0-2650	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 900 2655 0	- 2650 2695 2655
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-3833	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 1000 3773 0	- 3833 3813 3773
Примечание : Допускается двухступенчатый способ цементирования для получения более высокой степени уплотнения кольца и надёжности сооружения цементного кольца.								



Таблица 9.7

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке Название колонны		Номер части колонны в	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции ,м ³	Плотность ,г/см ³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига,мгс/см ²	Время начала схватывания,мит	Время,ОЗЦ,ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	1	1	Буферная	4	1,0	-	-	-	-
				Тампонажная	9,4	1,8	Не регламентируется		120	16
				Буферная	2	1,0	15	30	-	-
				Продавочная	5,0	1,15	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	1	Буферная	3	1.0	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	138,55	1.85	15	30	150	15
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется		-	-
				Продавочная	88,3	1.15	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	116,6	1.86	-	-	210	24
				Буферная	2	1.7	-	-	-	-
				Продавочная	103,9	1.30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	63,7	1,89	-	-	240	24
				Буферная	2	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	66,7	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	Вода ПЦТ-Марка- G Вода CaCl ₂	1,0 3,15 1,0 2,5
2	Кондуктор	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G CaCl ₂	1,0 1,15 1,0 3,15 2,5
3	Промежуточная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,35 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор ПЦТ-Марка- G Вода	1,0 1,12 3,15 1,0

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



Таблица 9.9

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

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление Ø508 мм	Кондуктор Ø339,7мм	Техническая Ø244,5мм	Эксплуатационная Ø168,3мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки G, т	12	188	158	86
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		Но-мер схе-мы об-вязки ПВО	Давление опрес-совки устьевого оборудования и ПВО, кгс/ см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОС Т, ТУ, МУ и т.д. на изготовлен	Количест-во, шт	Допус-тимое рабочее давлени екгс/см ²	Метод их испытания и монтажа
Номер в по-рядке спуска	Название		после устано-вки	перед вскры-тием напор-ного гори-зонта					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Промежу-точная	№4 с дублирующие задвижки с гидроприводом на обеих линиях	303	303	FN35x35 2FZ 35x35		комплект	350	Монтаж и эксплуатация ПВО осуществляется согласно инструкций по монтажу и эксплуатации ГНПВ. После монтажа ПВО на устье производится опрессовка согласно плана работ.
2	Эксплуата-ционная Колонная головка Фонтанная арматура	манифольда. Рассчитана на высокое давление, содержание углекислоты, сероводорода в рабочей среде.	320	320	ОКК2-35- x168x245x340K2 АФК6-80/65x35K2		комплект	350	Выкидные линии опрессовываются давлением 100кгс/см ²

Примечание: Допускается применение ПВО без переходных адаптеров, в том случае если проходной диаметр ствовой 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 Актөбемұнайгаз» 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	3833-4235
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	«открытый ствол»
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	-
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	
			Номинальныйнаружный диаметр ,мм	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки,мм	Теоретическая масса , 1м/кг				Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	2	0 - 600	88,9	90SS	6,45	13,2	Цемент, колонна	600	8	>1,15	>1,3
	1	600 - 3833	73	90SS	7,01	11,4		3233	36,9	>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	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, сут
1	2	3	4	5
1	Подготовительные работы перед освоением Первичная перфорация ЦА-700 Вызов притока ЦА-700 Шаблонирование колонны ЦА-700 Задавка скважины ЦА-700 Итого: Дежурство цементировочной техники -первичная перфорация ЦА-700 Работа спец.техники при СКО 2 раза ЦА-700	1 1 1 1 1 1 1 1	Сборник сметных норм времени на освоение, ВНИИОЭНГ 1985г.	2,1 2,8 2,6 1,1 1,3 10 2,8 5,6 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	12,1
2	Ингибитор MnO ₂ или КО-101	т	0.1
3	Нефть	т	100
4	Соляная кислота ингибирующая, марка А, 24-27% концентрации	т	24 x 2=48
Примечание : 1. При освоении скважины на продуктивность проектируется применять раствор хлористого кальция. Расход раствора: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 4235 + 30 = 78,9 \text{ м}^3$ Расход хлористого кальция: $78,9 \times 0.153 = 12,1 \text{ т}$ 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 $50 \times 2 = 100 \text{ т}$ Типы нейтрализаторов 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 0.1 т и 100 т. Тара: мешки- для ингибитора Автоцистерны – для нефти			



11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

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

Таблица 11.1

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

Название обсадной колонны	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Периодичность дефектоскопии сут		Вид операции дефектоскопии
		Участка трубных резьб	Зона сварного шва труб	
Техническая	Бурильных, ведущих, НКТ, СБТ и элементов трубных колонн	60 или каждые 2000м проходки*	60 или каждые 2000м проходки*	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования
Эксплуатационная		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	147 10
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	2650	ЦА-700М	1 1	303 60
Эксплуатационная	Обсадная колонна Устьевое оборудование Бур.трубы	3833	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 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	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
Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.			

Таблица 12.3

Средства диспетчеризации

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Кол-во, шт
1	2	3
1	Радиостанция типа «KENWOOD»	1
2	Носимая радиостанция типа «ТС-600»	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.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172-8 канал, Япония	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у выбросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ПОПБ ОПОНГО №355 от 30.12.2014г. п.1212 пп. 2)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2.0	
3	Проветривания Вентиляторы	-	



13. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.

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

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

2. Противопожарные мероприятия осуществляются в соответствии с «Правила 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 пренвентера.

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

Выдача спецодежды рабочему персоналу должна проводиться согласно «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 23.06.2021г.

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 превысит допустимую величину. Инструмент разгружают на ротор. Когда отсутствует возможность продолжать спуск труб, бурильщик с помощниками наворачивают ведущую трубу с шаровым краном (вначале наворачивают аварийную трубу с переводником под бурильную колонну другого типоразмера) и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора или ключа АКБ. Тормоз лебедки закрепляют, клинья демонтируют и страхуют колонну от выталкивания.

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

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

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



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

- 1) СПО с наличием на устье автомата подземного ремонта (далее - АПР);
- 2) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает об осложнении, сажает колонну труб на АПР, отключает электродвигатель от сети, помощники наворачивают и закрепляют монтажный патрубок;
- 3) помощники бурильщика надевают элеватор под муфту монтажного патрубка и подвешивают монтажные устройства на подъемный крюк. Бурильщик приподнимает колонну труб, помощник отводит монтажные устройства в сторону;
- 4) помощники бурильщика освобождают клинья, вынимают клиновую подвеску из механизма, снимают ее с трубы. Бурильщик опускает колонну труб так, чтобы зацепить механизм монтажными устройствами;
- 5) бурильщик с помощниками закрепляют механизм монтажными устройствами, отвинчивают болты, крепящие механизм к фланцу устья скважины;
- 6) бурильщик поднимает колонну труб и механизм. Первый помощник устанавливает вспомогательный элеватор на колонный фланец под муфту трубы;
- 7) бурильщик опускает механизм и колонну труб до посадки их на вспомогательный элеватор, а помощник снимает элеватор с монтажного патрубка;
- 8) бурильщик поднимает механизм до выхода из монтажного патрубка и опускает его на пол рабочей площадки;
- 9) помощники отцепляют от механизма монтажные устройства, снимают их с подъемного крюка и вместе с бурильщиком отворачивают монтажный патрубок;
- 10) бурильщик и помощники наводят на устье планшайбу с закрепленным уплотнительным кольцом и открытой задвижкой и соединяют патрубок планшайбы с трубами;
- 11) бурильщик приподнимает колонну труб с планшайбой, а помощник удаляет нижний элеватор;
- 12) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выходе в емкость. Задвижки на второй выкидной линии, цементировочного агрегата и доливной емкости должны быть закрыты;
- 13) бурильщик сажает планшайбу на колонный фланец, вместе с помощниками закрепляет ее шпильками и герметизирует устье скважины закрытием задвижек центральной и на выкидной линии в емкость и ведет наблюдение за давлением в скважине;
- 14) бурильщик с помощниками обвязывают устье с насосом (агрегатом);
- 15) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине;
- 16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

- 1) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает о проявлении. Сажает колонну труб на фланец;
- 2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной 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.

9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 13.3

Таблица 13.3.

№№ 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



Продолжение таблица 13.1

2.1.3	При проведении СПО с помощью механизма АПР	22
2.1.4	При проведении СПО без механизма АПР	15
2.1.5	При проведении СПО с ЭЦН	16
2.1.6	При полностью извлеченной колонне	15

Примечание: Регламенты времени даны с учетом накопленного опыта при проведении учебных тревог. Время на аварийные операции должно быть меньше нормативного, поскольку эти операции выполняются в экстремальных условиях, когда мобилизуются все возможности каждого члена вахты



Таблица 13.2

Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	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 об-садных 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; 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 строительномонтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений открытых фонтанов; План ликвидации возможных аварий при ГНВП; Практические действия членов буровой вахты при ГНВП и выбросах;
3	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.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: 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:
5	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 гигиены 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 гигиены 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», Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 8 декабря 2015 года № 943. Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 13.4.
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/м3 (по бензолу) см. таблицу 13.4.
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 13.5.
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.
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 13.3

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 13.4

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 патрубков пневматического бурового ключа



Таблица 13.5

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

* ПОПБ ОПОНГО от 30.12.2014г. №355 (Приложение 6)



14. 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 РК «О недрах и недропользовании» от 27.12.2017г. №125-VI ЗРК.
2.	Экологический кодекс РК 02.01.2021г. №400-VI ЗРК.
3.	Водный кодекс РК от 09.07.2003г. №481-II.
4.	Земельный Кодекс РК от 20.06.2003г. №442-II.
5.	Кодекс РК о здоровье народа и системе здравоохранения от 07.07. 2020г. №360-VI ЗРК.
6.	Закон РК о гражданской защите от 11.04.2014г. №188-V ЗРК.
7.	Закон РК «Об охране, воспроизводстве и использовании животного мира», от 09.07.2004г., №593-II (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.01.2025г.)
8.	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр. Утвержден приказом Министра энергетики РК от 15.06.2018г. №239.
9.	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30.12.2014г. №342.
10.	«Санитарно-эпидемиологические требования к зданиям и сооружениям производственного назначения" Приказ Министра здравоохранения РК от 03.08. 2021г. №ҚР ДСМ-72.
11.	«Санитарно-эпидемиологические требования к санитарно-защитным зонам объектов, являющихся объектами воздействия на среду обитания и здоровье человека» от 11.01.2022г. №ҚР ДСМ-2.
12.	«Гигиенические нормативы к атмосферному воздуху в городских и сельских населенных пунктах, на территориях промышленных организаций», утв. приказом Министра здравоохранения РК от 02.08.2022г. №ҚР ДСМ-70.
13.	«Гигиенические нормативы к физическим факторам, оказывающим воздействие на человека», утв. приказом Министра здравоохранения РК от 16.02. 2022г. №ҚР ДСМ-15.
14.	«Санитарно-эпидемиологические требования к сбору, использованию, применению, обезвреживанию, транспортировке, хранению и захоронению отходов производства и потребления", утв. Приказом и.о. Министра здравоохранения РК от 25.12.2020г. №ҚР ДСМ-331/2020
15.	Методические рекомендации по разработке проектной документации на бурение(строительство) скважин на нефть и газ, утвержден приказом №97 и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от «09» марта 2023 года
16.	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.
17.	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
18. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Москва ООО «Недра - Бизнесцентр» 2001 г.
 19. 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.
 20. Вопросы промывки, вскрытия продуктивных пластов и охраны окружающей среды при бурении и ремонте скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1991г., стр.75-80.
 21. Габриэлянц Г.А. Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва ООО «Недра – Бизнесцентр», 2000 г.
 22. Григорян А.М. Разветвленное - горизонтальные скважины ближайшее будущее нефтяной промышленности. Нефтяное хозяйство. 11, 1998 г.
 23. Детков С.П., Детков В.П., Астахов В.А. Охрана природы нефтегазовых районов. г. Москва «Недра» 1994 г.
 24. Инструкция по расчету колонн насоснокомпрессорных труб. Куйбышев, АООТ «ВНИИТнефть» и ВНИИГаз, 1998 г.
 25. Инструкция по предупреждению открытого фонтанирования при бурении скважин. М., НЕДРА, 1986 г.
 26. Инструкция по испытанию скважин на герметичность. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987г.
 27. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989г.
 28. Инструкция по расчету обсадных колонн для горизонтальных скважин. Куйбышев, АООТ «ВНИИТнефть», 1999 г.
 29. Калинин А. Г., Никитин Б.А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. Москва, "Недра", 1997г.
 30. Карабалин У.С., М.А. Танкибаев. Технология проводки подсолевых скважин в прикаспийской впадине. Москва "Недра" 1989г., стр. 143-144,150-152.
 31. Крылов В.И., Крецул В.В. Особенности технологии промывки горизонтальных скважин. Нефтегазовое хозяйство. Москва, 6/2001.
 32. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка малопродуктивных нефтяных месторождений. Москва ООО «Недра – Бизнесцентр» 2001 г.
 33. Методические рекомендации по очистке ствола скважины по технологии «EZ – CLEAN».
 34. 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.
 35. Новое в технике и технологии промывки скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1987 г.
 36. Неразрушающий контроль бурильных труб (инструкция). Куйбышев, ВНИИТнефть, 1987 г.
 37. 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.
 38. Оганов А.С. и др. Многозабойное бурение скважин – развития, проблемы и успехи. Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ» 2001 г.
 39. Особенности разведки и бурения скважин на нефть и газ в подсолевых



- карбонатных отложениях востока Прикаспийской впадины. Москва, "Недра", 1986г.
40. Отраслевые нормы бесплатной выдачи спецодежды и спецобуви по климатическим поясам.
 41. Правила пожарной безопасности при проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.
 42. Проблемы строительства нефтяных и газовых скважин. Труды ВНИИКРнефть. Краснодар, 1990 г., стр.98-100.
 43. Трубы нефтяного сортамента. Справочное руководство «Сумитомо Метал Индастриз»
 44. Спивак А.И., Попов А.Н. Разрушение горных пород при бурении скважин. Учебник для ВУЗов - 4-е изд. М., Недра, 1986,-208с.
 45. Создание и внедрение многофункционального технологического комплекса для строительства наклонных и горизонтальных боковых стволов. «ОАО НПО Буровая техника» - ВНИИБТ. Москва, 2000 г.
 46. Сыромятников Е.С. Экономико – экологическая оценка внедрения горизонтальных скважин. РГУ нефти и газа им.И.М. Губкина. Москва, 2001г.
 47. Теория и практика заканчивания скважин. Т.И. Под ред. А.И. Булатова. Москва, "Недра", 1997г.
 48. Технология «ТОБУС». Москва, 1997 г.



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

Таблица 14.2.

№ п\п	Сокращения,вид ы,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 каратаж
4	НГК	4.16	Нейтронный гамма каротаж
5	ПС	4.16	Каротаж методом собственной поляризации
6	АК	4.16	Акустический каротаж
7	ГТПК	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	от 2 скважин
Вода для технических нужд					
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	596,37	1192,74
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	624,10	1248,20
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	130,20	260,40
Итого				1350,67	2701,34
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)		
			от 1 скважины от 2 скважин		
Водоснабжения и наружные сети и сооружения			6,75х1,3х185=1623,38м ³ /год	1623,38	3246,76



Таблица 2.2

Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ № п/п	Наименование материалов	Единица измерения	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства			
				подготовки работ к строительству	СМР	бурение и крепление	освоение
				5	6	7	8
1	2	3	4	5	6	7	8
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	1-2			1-2	
16	III 311,2мм HJ-517G	шт	4-5			4-5	
17	III 215.9мм HJ-537	шт	3-4			3-4	
18	III 139,7 HA-517J	шт	1-2			1-2	
19	СБТ 127 x 9.19 G-105	м	4127			4127	
20	В, Д-508 x 8мм	т	2			2	
21	J55-339.7 x 10.92мм	т	100,1			86,4	
22	110TT-244,5x11.99мм	т	6,2			41	
23	L-80-244,5x11.05мм	т	166			166	



24	90SS-168,3x10,59мм	т	159,8			159,8		
25	СБТ 89 x 9.35	т	91					91
26	88,9 x 6.45 SM90SS	т	8					8
27	73 x 7,01 SM90SS	т	36,9					36,9
28	ПЦТ-марки G	шт	444			444		
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	31			31		
33	Башмак БК-245	шт	1			1		
34	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1			1		
35	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	102			102		
36	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	49			49		
37	Центраторы роликовые 168	шт	58			58		
38	Башмак БК-178	шт	1			1		
39	Обратный клапан ЦКОД-168	шт	1			1		
40	Набухающий пакер 168	шт	1-2			1-2		
41	Гидравлический пакер 168	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



Приложения



Исходные данные



Авторский надзор и анализ строительства скважины Н4065, Н4066 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.



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА		стр.
Паспорт.....		5
Реферат.....		6
Раздел 1. Общая пояснительная записка.....		10
1. Сводные технико-экономические данные.....		11
2. Основание для проектирования.....		14
3. Общие сведения.....		15
4. Геологическая характеристика		17
5. Конструкция скважины.....		38
6. Профиль ствола скважины.....		43
6.1 Проект профиля.....		43
6.2 Технические средства и специальные технологические требования.....		48
6.2.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный.....		48
6.2.2 Участок набора кривизны.....		48
6.2.3 Участок наклонно прямолинейный.....		48
6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.....		48
6.2.5 Другие технические требования.....		49
7. Буровые растворы.....		50
7.1 Общие положения.....		50
8. Углубление скважины.....		60
9. Крепление скважины		69
10. Освоение скважины.....		78
11. Дефектоскопия и опрессовка.....		83
12. Механиз. и автоматиз. технологических процессов контроля и диспетчеризация.....		84
13. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....		88
13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений.....		89
14. Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии проектных решений и в строительстве скважин		101
Раздел II. Организация строительства		105
1.1. Сведения о водоснабжении.....		106
2. Потребность в материалах.....		107
2.1. Потребность в ГСМ.....		107
2.2. Ведомость потребности в материалах, оборудовании.....		108
3.1. Схема транспортировки грузов и вахт		110
Приложение		
Исходный данные		
Авторский надзор		

