

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



ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство наклонно-направленных скважин
5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол

Актобе
2026

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



Утверждаю:

Первый заместитель

генерального директора

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Есенгулов Т.С.

» _____ 2026г.

ГРУППОВОЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ
на строительство наклонно-направленных скважин
5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол

Актобе
2026

Состав исполнителей

Директор НИИ 张定门 Чжан Сяньцунь

Первый зам. директора Б.С. Табилов

Заместитель директора Г.С. Нургалиева

И.о. начальника отдела ТБид С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид Г.С. Сугурбаева

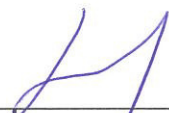
Ведущий геолог
отдела разведки Н.Ж. Уржаев

Ведущий инженер ОТБид Г.А. Самен

Инженер ОТБид З.Т. Исалиева

Согласовано:

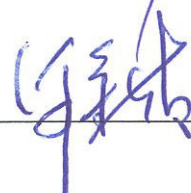
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

«__»____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

«__»____ 2026г.

Директор департамента разработки
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

«__»____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайгао

«03» 04 2026г.

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер

АО «СНПС - Актобемунайгаз»

Хэ Цзиньбо

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ

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

1	Заказчик	АО «СНПС-Актобемунайгаз»
2	Месторождение	Жанажол
3	Скважины	5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315
4	Вид скважин	наклонно-направленные
5	Проектная глубина, м (по скв. 5171)	4025
6	Вертикальный участок, м (по скв 5171)	0-3000
7	Способ бурения	Роторно-винтовой
8	Вид привода	ДВС
9	Содержание сероводорода, моль %	1,2
10	Конструкция, крепление: (по скв. 5171) - направление - кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна	508мм – 20м – цемент до устья 339,7мм – 900м – цемент до устья 244,5мм – 2572м – 700м от устья 168,3мм – 4025м – 2372м от устья
11	Оборудование устья: - ПВО - колонная головка - фонтанная арматура	Устанавливается в зависимости от комплектации бурового оборудования ОКК2-35-х168х245х340К2 АФК6-80/65х35К2
12	Рекомендация по выбору обсадной колонны	Согласно утвержденной заявки АО «СНПС-АМГ»
13	Безамбарная технология бурения	Согласно программе по бурению
14	Водоснабжение: - техническая - питьевая	Доставка автотранспортом Доставка автотранспортом
15	Количество технического проекта	5 экземпляров

Директор департамента
бурения АО «СНПС- АМГ»



Ван Хайтао

Групповой техничеcкий проект на строительство наклонно-направленных скважин 5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол

ПАСПОРТ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

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

ПАСПОРТ

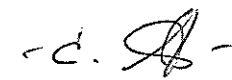
Групповой техничеcкий проект на строительство наклонно-направленных скважин 5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол

Месторождение – Жанажол

Цель бурения и назначение скважин - эксплуатационные

Вид скважин – наклонно-направленная

Главный инженер проекта



«_____» _____ 2026г

2026



Реферат

Групповой технический проект на строительство эксплуатационных наклонно-направленных скважин 5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 на месторождении Жанажол разработан НИИ по разработке нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» согласно распоряжения 7Г-02 от 04.02.2026г Департамента Разработки нефтегазовых месторождений АО «СНПС-Актобемунайгаз» и в соответствии с «Проектом разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол» 2025г.

Проект состоит из – страниц

Табличные данные –

Рисунков –

Приложения –

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. Согласно проекта месторождение Жанажол разрабатывается по третьему варианту разработки.

В 2025 году выполнен «Пересчет запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол Актыбиской области Республики Казахстан» 2025г. и утвержден ГКЗ РК (протокол №2766-25-У от 30.09.2025г). На базе данного пересчета запасов был выполнен «Проект разработки месторождения Жанажол» по состоянию на 01.01.2025г в соответствии с Договором №2123Р от 21.08.2023г., ТОО «Timal Consulting Group»

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 Дv юг; IX – пачка Дн юг.

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

Разрабатываемые на юге Жанажола две продуктивные пачки- Дv и Дн соответственно являются VIII и IX объектами разработки. Нефтеносная площадь



Групповой технический проект на строительство наклонно-направленных скважин 5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол
составляет 56,7 км². Коллекторы Дв и Дн имеют сильную неоднородность по мощности.

На южном своде месторождения Жанажол с целью выработки остаточных извлекаемых запасов пачек Г и Д карбонатной толщи КТ-II планируется бурение шести эксплуатационных скважин №№ 5156, 5157, 5171, 5173, 5312, 5315

В связи с близрасположенными наземными коммуникациями (газопровод, нефтепровод, водопровод, автодорога,) принято решение о бурении проектных скважин наклонно-направленными.

Географические координаты места заложения планируемых скважин (выкопировка со структурной карты по кровле КТ-II прилагается на Рис.4.1):

скв. 5171 - сев. широта: 48°15' 19,3254", вост. долгота 57° 18' 38,3251"

скв. 5156 - сев. широта: 48°16' 7,1589", вост. долгота 57° 19' 13,2915"

скв. 5157 - сев. широта: 48°15' 25,1660", вост. долгота 57° 18' 29,9761"

скв. 5173 - сев. широта: 48°15' 25,3540", вост. долгота 57° 19' 20,9730"

скв. 5312 - сев. широта: 48°15' 21,0628", вост. долгота 57° 18' 1,0755"

скв. 5315 - сев. широта: 48°14' 49,8729", вост. долгота 57° 18' 17,8964"

Разрез проектируемых скважин представлен следующими породами:

Кайнозой (Q+N): песчано-глинистые отложения.

Мезозой (K+J+T₁): переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов.

Верхняя Пермь (P₂): переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Нижняя Пермь (P₁):

Кунгур (P₁kg): каменная соль, в верхней и нижней сульфатно-терригенных пачках – переслаивание ангидритов с аргиллитами.

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

Карбонатная толща КТ-I в разрезе проектных скважин представлена гжельским и касимовским ярусами верхнего карбона, мячковско-подольским горизонтом верхнемосковского яруса среднего отдела карбона. В литологическом плане толща сложена переслаиванием темных аргиллитов и светло-серых доломитов, сульфатно-доломитовых, глинистых известняков, биоморфно- детритовых известняков. Разделом между КТ-I и КТ-II является терригенная пачка подольского горизонта верхне-московского яруса, сложенная переслаиванием алевролитов, аргиллитов, реже песчаниками, гравелитами и известняками.

Толща КТ-II представлена отложениями каширского, верейского горизонтов нижнемосковского яруса и башкирским ярусом. В литологическом плане толща представлена микритовыми, биогермно-обломочными известняками, прослоями мелкозернистыми, плотными, крепкими и доломитами светлыми, мелкокристаллическими. Горизонт вскрытия: каменноугольные отложения нижнего карбона (КТ- II).

Проектируемые скважины расположены на южном своде месторождения, имеют единые контакты газ-нефть, нефть- вода, схожую литолого-стратиграфическую характеристику, на этом основании было принято решение о составлении группового проекта на строительство шести наклонно-направленных скважин.

Групповой проект составлен по разрезу проектной скважины 5171.

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



Предполагаемые стратиграфические разбивки рассчитанных

№ скважины	5156	5157	5171	5173	5312	5315
Целевая пачка	Дюг	Дюг	Дюг	Дюг	Дюг	Дюг
Альтитуда земли, м	231,84	227,65	229,02	236,44	224,77	225,75
Предпол.альтитуда ротора, м	241	236	238	245	234	234
Азимут направления бурения	314,02°	4,21°	101,11°	145,17°	189,95°	330,67°
Общее отклонение, м	405,24	274,51	679,76	331,80	94,12	268,24
Стратиграфия	Глубина залегания по подошве пласта, м					
K	528	544	543	525	550	535
J	667	686	683	677	644	647
T ₁	864	890	895	895	867	858
P ₂	2460	2483	2451	2370	2522	2497
P ₁ kq (подошва)	2535	2577	2572	2495	2670	2575
	ВСТП	2480	2500	2474	2387	
	Соль	2500	2545	2551	2468	
	НСТП	2535	2577	2572	2495	
кровля КТ-I	P ₁ s	2595	2615	2618	2555	2734
	P ₁ a	2695	2702	2700	2660	
	C ₃ q	2775	2785	2781	2745	
	C ₃ k	2845	2841	2843	2810	2885
Кровля МКТ	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	3115	3097	3112	3085	3135
кровля КТ-II	C ₂ m ₂ ^{pd}	3456 (tvd 3420)	3436 (tvd 3425)	3557 (tvd 3428)	3427 (tvd 3405)	3449
	C ₂ m ₁ ^{ks}	3577 (tvd 3515)	3584 (tvd 3555)	3726 (tvd 3536)	3587 (tvd 3535)	3542 (tvd 3535)
	C ₂ m ₁ ^v	3756 (tvd 3655)	3717 (tvd 3672)	3942 (tvd 3675)	3758 (tvd 3675)	3695 (tvd 3688)
	C ₂ b (точка А - глубина целевого коллектора)	3826,8 (tvd 3710,8)	3824,7 (tvd 3766,6)	3947,3 (tvd 3678)	3771 (tvd 3685,4)	3757,9 (tvd 3748,7)
	C ₂ b (Забой)	3891 (tvd 3761)	3882 (tvd 3817)	4025 (tvd 3728)	3832 (tvd 3735)	3809 (tvd 3799)
						3860 (tvd 3785)

Примечание: стратиграфические профили по данным скважинам прилагаются на рисунках 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6, 4.7.



Раздел I. Общая пояснительная записка



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения 7Г - 02 от 04.02.2026г., АО «СНПС - Актөбемұнайгаз» предусматривается бурение наклонно-направленных скважин №5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол. Групповой проект составлен по разрезу скважины 5171 с проектной глубиной по стволу 4025м.

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

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

- направление Ø 508 мм х 20м
- кондуктор Ø 339,7 мм х 900м
- техническая колонна Ø 244,5 мм х 2572м
- эксплуатационная колонна Ø 168,3 мм х 4025м

Проектная продолжительность цикла строительства скважины – 145 суток.

Таблицы, не содержащие информацию, в проект не включены.

Таблица 1.2

Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направления	508	0	20	0	20
Кондуктор	339,7	0	900	0	900
Промежуточная	244,5	0	2572	0	2572
Эксплуатационная	168,3	0	3728	0	4025



Основные проектные данные

Таблица 1.3

Наименование	Значение																												
1	2																												
1. Номер скважины, строящейся по данному проекту	5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 Жанажол эксплуатационная КТ- II																												
2. Площадь (месторождение)																													
3. Цель бурения и назначения скважины																													
4. Проектный горизонт																													
5. Проектная глубина, по стволу, по вертикали																													
	<table><tr><th>скв.</th><th>Вертикальный участок</th><th>по стволу</th><th>по вертикали</th></tr><tr><td>5171</td><td>0-3000</td><td>4025,35</td><td>3728,02</td></tr><tr><td>5156</td><td>0-3100</td><td>3890,69</td><td>3760,84</td></tr><tr><td>5157</td><td>0-3200</td><td>3881,61</td><td>3816,65</td></tr><tr><td>5173</td><td>0-3130</td><td>3832,29</td><td>3735,44</td></tr><tr><td>5312</td><td>0-3350</td><td>3809,28</td><td>3798,77</td></tr><tr><td>5315</td><td>0-3250</td><td>3860,21</td><td>3784,75</td></tr></table>	скв.	Вертикальный участок	по стволу	по вертикали	5171	0-3000	4025,35	3728,02	5156	0-3100	3890,69	3760,84	5157	0-3200	3881,61	3816,65	5173	0-3130	3832,29	3735,44	5312	0-3350	3809,28	3798,77	5315	0-3250	3860,21	3784,75
скв.	Вертикальный участок	по стволу	по вертикали																										
5171	0-3000	4025,35	3728,02																										
5156	0-3100	3890,69	3760,84																										
5157	0-3200	3881,61	3816,65																										
5173	0-3130	3832,29	3735,44																										
5312	0-3350	3809,28	3798,77																										
5315	0-3250	3860,21	3784,75																										
6. Вид скважины	наклонно-направленная 3 участковый																												
7. Тип профиля																													
8. Глубина по вертикали кровли толщ КТ- II, м																													
9. Азимут, максимальный зенитный угол, град. отклонение от вертикали, м.	<table><tr><th>скв.</th><th>азимут</th><th>зенит. угол</th><th>откл.</th></tr><tr><td>5171</td><td>101,11 °</td><td>50,16</td><td>679,76м</td></tr><tr><td>5156</td><td>314,02 °</td><td>38,41</td><td>405,24м</td></tr><tr><td>5157</td><td>4,21 °</td><td>28,39</td><td>274,51м</td></tr><tr><td>5173</td><td>145,17 °</td><td>35,29</td><td>331,80м</td></tr><tr><td>5312</td><td>189,95 °</td><td>13,28</td><td>94,12 м</td></tr><tr><td>5315</td><td>330,67 °</td><td>35,34</td><td>268,24 м</td></tr></table>	скв.	азимут	зенит. угол	откл.	5171	101,11 °	50,16	679,76м	5156	314,02 °	38,41	405,24м	5157	4,21 °	28,39	274,51м	5173	145,17 °	35,29	331,80м	5312	189,95 °	13,28	94,12 м	5315	330,67 °	35,34	268,24 м
скв.	азимут	зенит. угол	откл.																										
5171	101,11 °	50,16	679,76м																										
5156	314,02 °	38,41	405,24м																										
5157	4,21 °	28,39	274,51м																										
5173	145,17 °	35,29	331,80м																										
5312	189,95 °	13,28	94,12 м																										
5315	330,67 °	35,34	268,24 м																										
10.Способ бурения	роторно-винтовой ДВС ZJ –45, ZJ – 50, ZJ-70 (из наличия) JJ 315/145 K, JJ 450/45K ₅ Нет																												
11.Вид привода																													
12.Тип буровой установки																													
13.Тип вышки																													
14.Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)																													
15.Максимальная масса колонны, тн:	Нет Обсадной Бурильной 167,8 159																												
16.Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут.																													
Подготовительные и земляные работы																													
Монтаж, демонтаж																													
Бурение и крепление																													
17. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	100 1207,5																												
Примечание: Допускается применение электрического силового привода																													



2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Таблица 2.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования

№ п\п	Название документа (проект геолого- разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«Проект разработки нефтегазоконденсатного месторождения Жанажол 2025г».
2	«О разработке ПСД» - распоряжение 7Г-02 от 04.02.2026г. на проектирование скважин №5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол ДРНГМ АО «СНПС - Актобемунайгаз», подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».



3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 3.1

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Площадь (месторождение)	Жанажол
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актюбинская
район	Мугалжарский
Год ввода площади в бурение	1978
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	1983
Температура воздуха, °С	
наибольшая летняя	+ 40
наименьшая зимняя	- 40
Среднегодовое количество осадков, мм	170
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.6
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	65
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	отсутствуют
кровля	-
подошва	-

Таблица 3.2

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	слабо всхолмленная равнина
Состояние местности	не заболоченное
Толщина, см	
снежного покрова	20
почвенного покрова	8
Растительный покров	полупустынный
Категория грунта	вторая

Таблица 3.3

**Размеры отводимых во временное пользование
земельных участков**

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая установка ZJ-45, ZJ-50, ZJ-70 с буровой вышкой JJ 315/145, JJ 450/45K ₅	2,1	СН-459-74

Таблица 3.4

**Источник и характеристики водо- и энергоснабжения,
связи и местных стройматериалов**

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо - и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - для бурения - - для дизелей и котлов (ПKN-2С) - питьевая вода	привозная в.п. Жанажол в.п. Жанажол	- - -	автоцистерны автоцистерны бутилированная
Электроснабжение	дизель- электростанц ия	0.15	CAT 3512
Связь	радиостанция	непосредст венно	«kenwood», транковая
Стройматериалы	карьер	-	Авто

Таблица 3.5

Сведения о подъездных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	назва- ние	Расстоян ие до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе - Жанажол асфальтированная	244	нет	-	-
	Жанажол – буровая (с гравийной отсыпкой)	22,5			

4. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Геологическая часть к проекту на бурение скважины 5171 месторождения Жанажол

№ скв: 5171

Тип скважины: наклонно-направленная

Географические координаты места заложения планируемой скважины:

сев. широта: 48° 15' 19,3254",
вост. долгота: 57° 18' 38,3251"

Отклонение ствола от вертикали – 679,76м

Альтитуда земли – 229,02

Предполагаемая альтитуда ротора 238м

Азимут направления бурения 101,11°

Проектный забой - 4025 (tvd 3728)

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

Прогнозная мощность продуктивного горизонта (КТ-II) - 468м (tvd 300м).

Кровля продуктивного пласта на глубине 3557м (tvd 3428)

Подошва продуктивного пласта (забой) на глубине 4025м (tvd 3728).

Литология:

Кайнозой: песчано-глинистые отложения, мощность 5м

Мезозой: переслаивание песчаников, аргиллитов и алевролитов,
глубина залегания от 5 до 895м.

Верхняя пермь: переслаивание песчаников, аргиллитов, алевролитов,
глубина залегания от 895 до 2451м.

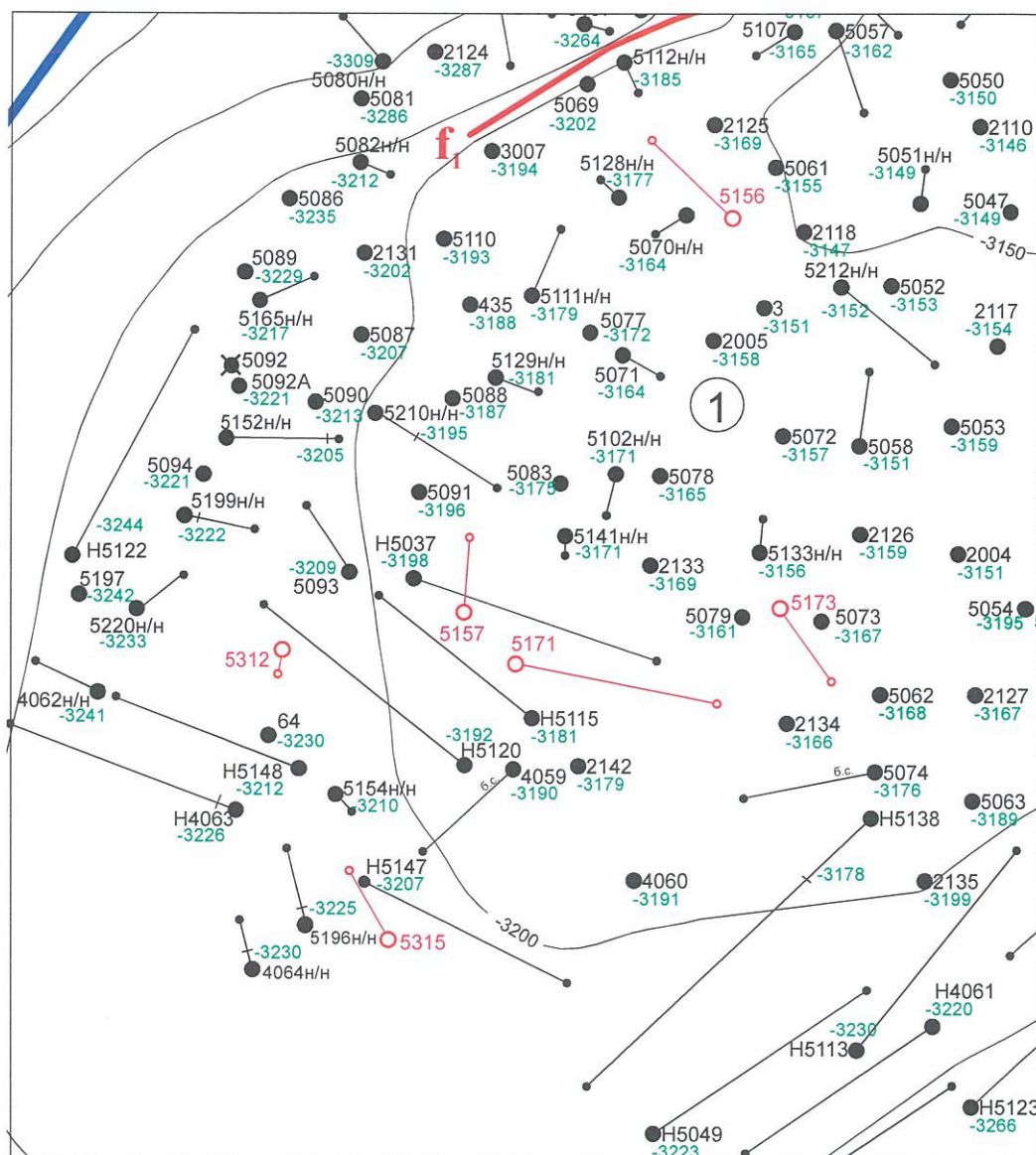
Нижняя пермь:

Кунгур: глубина залегания от 2451м до 2572м; ВСТП – 2451-2474; соль – 2474-2551;
НСТП – 2551-2572м.

Сакмарский и ассельский ярусы: глубина залегания от 2572м до 2700м; переслаивание
песчаников, аргиллитов, алевролитов.

Карбон: глубина залегания (вертикальная) КТ-I – 2700-3112; МКТ – 3112 - 3557 (tvd 3428);
КТ-II – 3557 (tvd 3428) - 4025 (tvd 3728) м. Карбонатная толща представлена
биокластовыми, органогенными известняками с редким переслаиванием аргиллитов.

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



Условные обозначения:

- скважина пробуренная
- скважина проектная
- -3200 — изогипсы по кровле КТ-II
- тектонические нарушения
- 1 блоки

Рис. 4.1

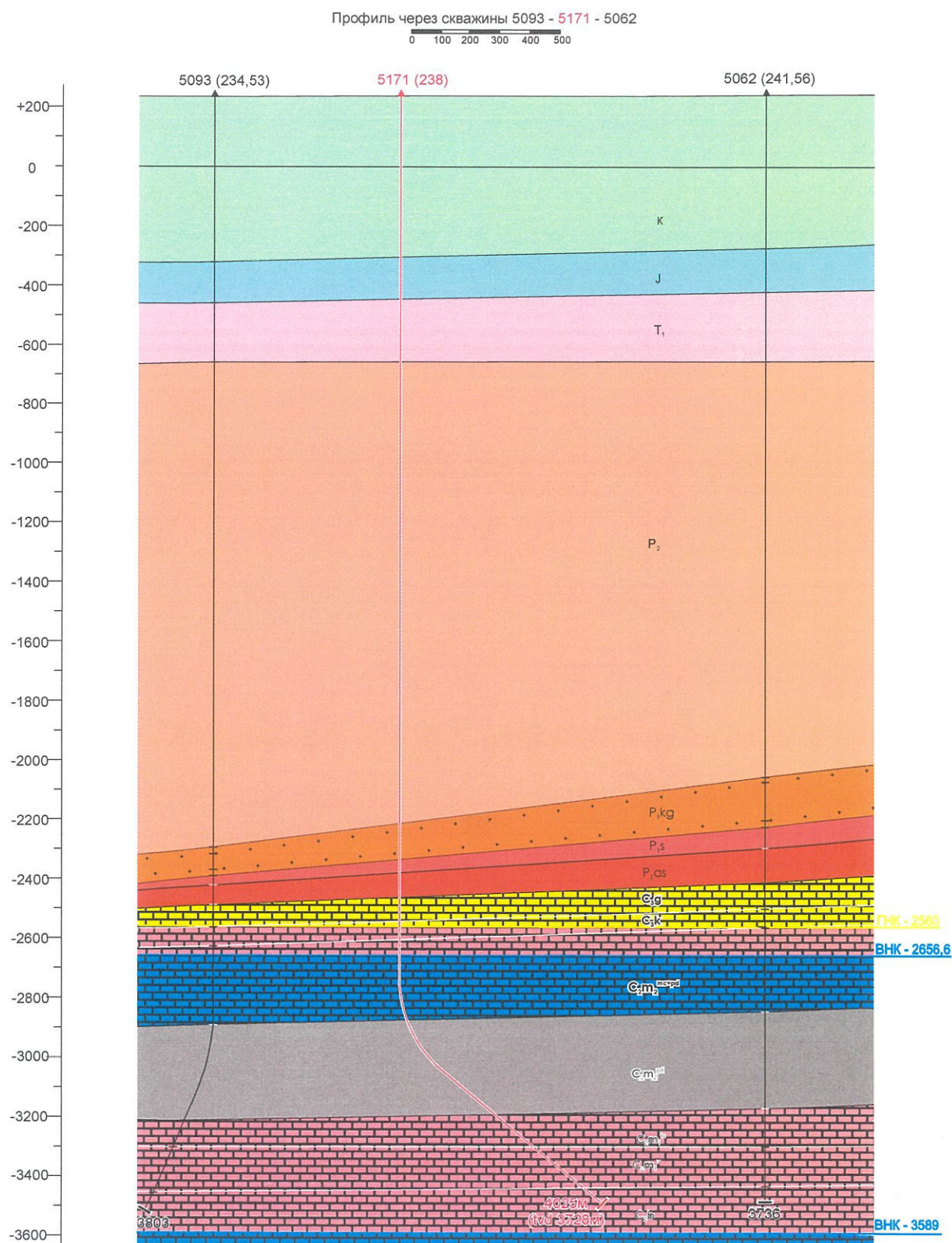


Рис. 4.2



Рис. 4.3



Рис. 4.4

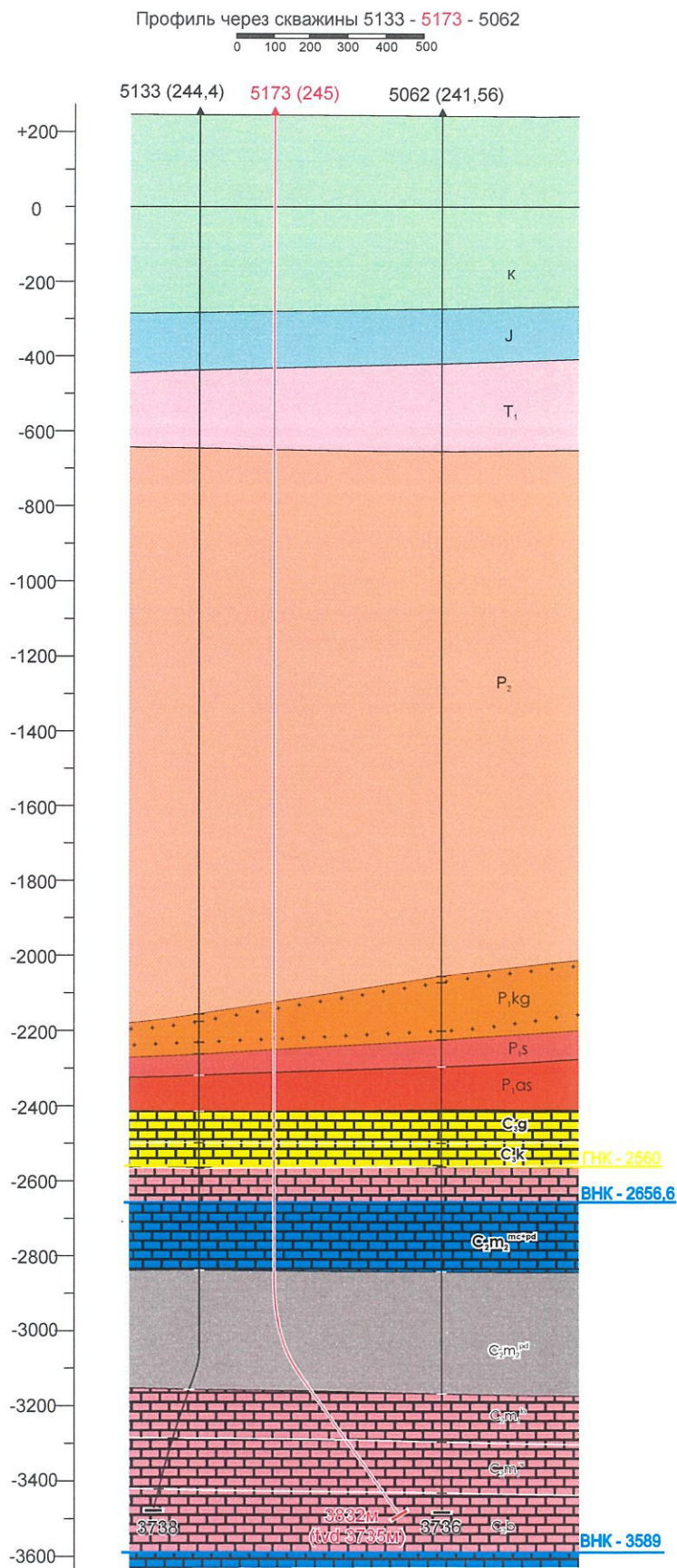


Рис. 4.5

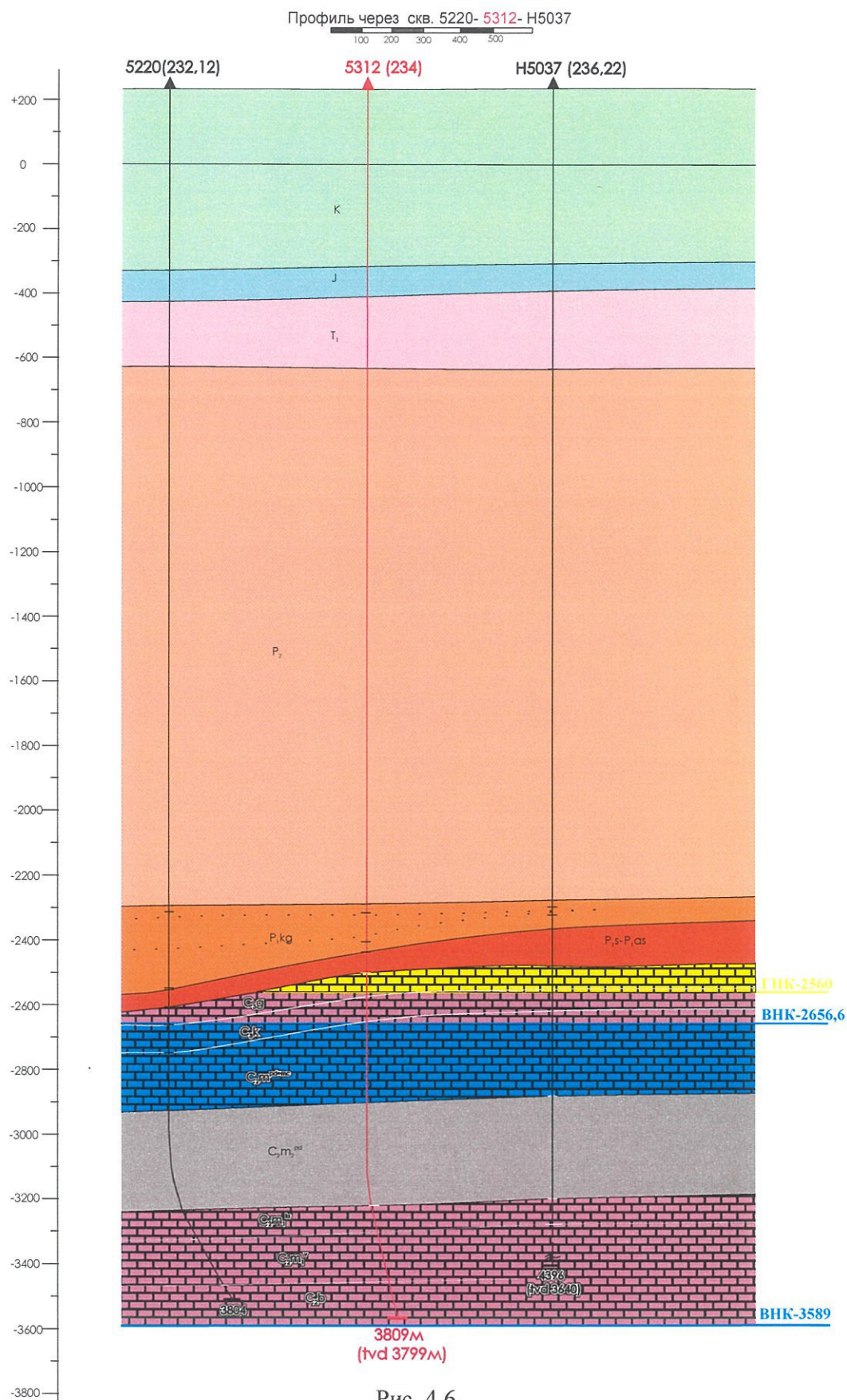


Рис. 4.6



Рис. 4.7

Таблица 4.1

Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания по стволу скважины, м		Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания (падения) пласта по подошве, град. (Az 275° в направлении от скв. 5062 к скв. 5171)		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	до (низ)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6
0	5	Четвертичная+неогеновая системы	Q+N		
5	543	Меловая система	K	1°30'	1,1
543	683	Юрская система	J	1°	1,1
683	895	Триасовая система	T ₁	субгоризонтальный	1,1
		Пермская система			
895	2451	Верхний отдел	P ₂	7°	1,15
		Нижний отдел			
2451	2572	Кунгурский ярус	P ₁ kg	5°	1,25
2572	2700	Сакмарский ярус+ Ассельский ярус	P ₁ s+ P ₁ a	3°	1,15
		Каменноугольная система			
		Верхний отдел			
2700	2781	Гжельский ярус	C ₃ g	2°	1,2
2781	2843	Касимовский ярус	C ₃ k	2°	1,2
		Средний отдел			
		Московский ярус	C ₂ m		
2843	3112	Мячковский+подольский горизонты	C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	1°30'	1,2
3112	3557 (tvd 3428)	Подольский горизонт	C ₂ m ₂ ^{pd}	1°	1,2
3557	3726 (tvd 3536)	Каширский горизонт	C ₂ m ₁ ^{ks}	субгоризонтальный	1,2
3726	3942 (tvd 3675)	Верейский горизонт	C ₂ m ₁ ^v	субгоризонтальный	1,2
3942	4025 (tvd 3728)	Башкирский ярус	C ₂ b		1,2



Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q+N	0	5	Суглинки	100	Суглинки, местами с галькой песчаника и мергеля
K	5	543	Пески Глины Мергели Песчаники	40 25 20 15	Пески серые, разномзернистые, полимиктовые Глины серые и зеленовато-серые, мергелистые, алевроитистые. Мергели беловато-серые, плотные Песчаники серые, мелкозернистые
J	543	683	Глины Пески Песчаники	50 30 20	Глины серые, плотные, слоистые Пески серые, разномзернистые, полимиктовые Песчаники серые, мелкозернистые
T1	683	895	Глины Алевролиты Песчаники	50 35 15	Глины серые, слюдистые, алевроитистые Алевролиты среднезернистые, глинистые Песчаники кварцево-слюдистые, среднезернистые
P2	895	2451	Глины Песчаники Алевролиты Ангидриты	65 15 15 5	Глины темно-серые, плотные, известковистые, местами красноватые. Песчаники пестроцветные, мелкозернистые, известковистые, полимиктовые. Алевролиты серые тонкослоистые. Ангидриты серые массивные, крепкие.
P1kq	2451	2572	Каменная соль	70	Каменная соль белая, кристаллическая. В кровле и подошве переслаивание ангидритов и гипсов серых, плотных, массивных с аргиллитами темно-коричневыми, массивными, алевроитистыми, с многочисленными включениями обломков ангидрита
ВСТП	2451	2474	Ангидриты	20	
соль	2474	2551	Аргиллиты	10	
НСТП	2551	2572			



Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
P _{1s} -P _{1as}	2572	2700	Аргиллиты Алевролиты Песчаники	55 25 20	Аргиллиты с пропластками алевролитов и песчаника. Аргиллиты и алевролиты аналогичные вышеописанным. Песчаники серые, темно-серые, полимиктовые, крупнозернистые.
C _{3g}	2700	2781	Известняки Доломиты Аргиллиты	40 28 32	Известняки светло-серые, органогенные, кавернозные, местами глинистые и трещинноватые. Трещины заполнены битумом. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные. Аргиллиты темно-серые
C _{3k}	2781	2843	Известняки Доломиты Аргиллиты	75 15 10	Известняки серые, микрокристаллические, доломитизированные, пористо-кавернозные. Доломиты светло-серые. Аргиллиты темно-серые, плотные, слоистые.
C _{2m₂^{mc+pd}}	2843	3112	Известняки Аргиллиты Доломиты	80 10 10	Известняки светло-серые, органогенные, трещинноватые, кавернозные, с прослоями аргиллитов и доломитов. Доломиты светло-серые, белые, трещинноватые с обломками фауны, перекристаллизованные.
C _{2m₂^{pd}}	3112	3557 (tvd 3428)	Аргиллиты Песчаники Алевролиты	50 30 20	Аргиллиты зеленовато-серые, плотные, алевролиты серые, слоистые, песчаники серые, темно-серые, полимиктовые.
C _{2m₁^{ks}}	3557	3726 (tvd 3536)	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещинноватые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные.



Продолжение таблицы 4.2

1	2	3	4	5	6
C _{2m1} ^v	3636	3942 (tvd 3675)	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещиноватые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные.
C _{2b}	3942	4025 (tvd 3728)	Известняки Аргиллиты	90 10	Известняки серые, органогенные, трещиноватые, местами доломитизированные и глинистые. Аргиллиты серые, плотные.



Таблица 4.3

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Краткое название горной породы	Плотность г/см ³	Пористость %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Сплошность породы	Твердость кгс/мм ²	Расслоенность породы	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации (мягкая, средняя и т.д.)	Коэффициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²
	от (верх)	до (низ)														
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N K	0 5	5 543	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	543	683	Глины, пески, песчаники	2,1	15- 35	0,01- 1,5	10- 90	3- 15	0,5	III	10-50	3	I-V	то же	0,25-0,45	0,1-3,9
T ₁	683	895	Глины, алевролиты песчаники	2,2	12- 25	0,05-1	10- 90	5- 15	0,5 -1	III	70- 100	1-3	IV,V, X	средняя	0,17-0,45	0,1- 3,9
P ₂	895	2451	Глины, песчаники, алевролиты ангидриты	2,3	5-15	0,001- 0,25	1-90	1- 10	1-2	III	50- 100	1-3	II-VII	то же	0,17-0,45	0,1-5,4
P ₁ kq ВСТП соль НСТП	2451 2451 2474 2551	2572 2474 2551 2572	Каменная соль, ангидриты	2,3	1-5	0,0001	5-90	1- 15	10 0	III	30- 100	3	I-II	мягкая, средняя	0,25-0,45	0,1-3,9



Продолжение таблицы 4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
P _{1s} -P _{1a}	2572	2700	Аргиллиты алевролиты песчаники	2,41	4-50	0,0001 -1,5	5-80	10- 35	1-3	II- III	40- 120	1-2	III-VII	средняя	0,17- 0,30	0,1-3,9
C _{3q}	2700	2781	Доломиты известняки, аргиллиты,	2,5	10- 15	0,0001 - 0,1	5-80	10- 80	1-3	II- III	50- 150	1-4	II-III	то же	0,15- 0,35	0,1-3,2
C _{3k}	2781	2843	Известняки, доломиты аргиллиты	2,5	3-15	0,0001 -0,3	5-80	10- 80	1-3	II- III	50- 150	4	III	то же	0,1-0,33	0,6-4,20
C _{2m2} ^{mc+pd}	2843	3112	Аргиллиты алевролиты песчаники, доломиты	2,51	10- 15	0,0001 -0,1	5-80	5- 95	1-3	II- III	75- 150	1-4	III	то же	0,1-0,33	0,1-4,2
C _{2m1} ^{ks+v} +C _{2b}	3557	4025	Известняки аргиллиты	2,53	10- 15	0,001- 0,3	5-80	9- 84	1-3	II- III	75- 150	4	III	то же	0,1-0,33	0,6-4,2



Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.4

Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание моль %		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сверхсжимаемости газа в пластовых условиях	Плотность газа (газовая шапка), кг/м ³		Плотность конденсата, г/см ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа			В пластовых условиях	В стандартных условиях	В пластовых условиях	В стандартных условиях	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	11	12	13	14	15
C _{3q} +C _{3k}	2700	2798	Порово-трещинно-кавернозный	газ	1,2	0,55	0,676	0,862	0,938	0,814	0,7150	0,754	11,5-61

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 4.5

Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Вяз-кость в пластовой нефти, мПа·с при 20°C, мм ² /с	Содержание серы, % по весу	Содержание парафина % по весу	Параметры растворенного газа					
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	После дегазации				Газосодержание, м ³ /т	Содерж. сероводорода, мол %	Содерж. углекислого газа моль %	Относительная по воздуху плотность газа	К коэффициент сжимаемости, 1/Мпа	Давление насыщ в пластов условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
(КТ-I) C _{3k} + C _{2m2} ^{mc+pd}	2798	2895	порово-трещинный	0,662	0,817	<u>0,38</u> 6,39	0,9	6,74	246	1,17	0,55	0,784	20,9E-4	259
(КТ-II) C _{2m1} ^{ks+} C _{2m1} ^v	3557 (tvd 3428)	4025 (tvd 3728)	порово-трещинный	0,685	0,8321	<u>0,40</u> 8,45	1,14	8,28	223	1,16	0,35	0,784	16,4E-4	29,4

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 4.6

Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по стволу скважины м	Тип коллектора	Плотность, г/см³	Свободный дебит м³/сут	Фазовая проницаемость, м	Химический состав воды, мг/дм3						Общая минера ли- зация, г/дм³	Тип воды по Сулину СФН – сульфатонатриевый, ГКН- гидрокарбонатно-натриевый ХЛМ – хлормagneзиевый, 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 - 543	поровый	1,0	17,2-250	-	169	689,9	715,2	200	187,8	268,8	2,23	ХЛМ	Да
J	543-683	то же	1,02	до 800	-	1,4	1042,8	32,8	93,96	13,44	969,69	2154,1	ХЛК	Нет
T ₁	683-895	то же	1,04	до 500	-	2,0	3482,1	37,2	78,7	52,8	3387	7039,8	ХЛК	Нет
P ₂	895-2451	то же	1,05	до 150	-	1,7	1441	58,7	175,8	99,4	1222	2988,6	ХЛК	Нет
P _{1s-a}	2572-2700	поровый	1,13	до 300	-	10	286,5	50,4	39,3	5,2	302	693,4	СФН	Нет
C _{2m2} ^{mc+pd}	2895-3112	порово- трещинно- кавернозный	1,069	до 100	-	555,1	62721	2204	3851	1995	30484	101,7	ХЛК	Нет

Примечание: Водоносность дана без учета непроницаемых пластов.



Таблица 4.7

Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратигра- фического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Градиент давления						Г р а д и е н т						Темпер. в конце интерв.	
	от (низ)	до (верх)	Пластового			порового			гидроразрыва пород			горного давления			°С	Источник получения
			кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения	кгс-см ² на м		Источник получения		
			от (вер х	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Q+N+K	0	543	1,0	1,0	Данные бурения скважин 5093, 5062 анализы не проводились (сведения отсутст вуют)				1,68	1,68	Проект разработки м. Жанажол	1,95	1,95	Проект разработки м/р Жанажол	11	Проект разработки м. Жанажол
J+T ₁	543	895	1,0	1,0					1,74	1,74		1,98	1,98		18	
P ₂	895	2451	1,0	1,1					1,89	1,89		2,05	2,05		49	
P ₁ kq	2451	2572	1,1	1,18					1,95	2,23		2,23	2,23		51	
P ₁ s-a	2572	2700	1,0	1,0					1,9	1,9		2,24	2,24		54	
C ₃ q+C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2700	3112	1,0	0,8					1,91	1,91		2,25	2,25		62	
C ₂ m ₂ ^{pd}	3112	3557 (tvd 3428)	0,8	0,8					1,95	1,95		2,29	2,29		69	
C ₂ m ₁ ^{ks+v}	3557	3942 (tvd 3675)	0,7	0,7					1,95	1,95		2,23	2,23		74	
C ₂ b	3942	4025 (tvd 3728)	0,7	0,7	1,95	1,95	2,23	2,23	75							



Таблица 4.8

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скважины до статического уровня при его максимальном снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет) при вскрытии	Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)		Градиент давления поглощения, кгс/(см ² м)
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляцион- ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
К	5	35	5-10	-	да	>1,12		превышение гидростати- ческого давления над пластовым
C ₃ q+ C ₃ k+ C ₂ m ₂ ^{mc+pd}	2700	3112	20-40	-	да	>1,1		
C ₂ m ₁ ^{ks+v} C ₂ b	3557 (tvd 3428)	4025 (tvd 3728)	до 60	-	да	>1,1		



Таблица 4.9

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу скв.		Буровые растворы, рекомендуемые			Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	Тип раствора	Плотность г/см ³	Дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость	
1	2	3	4	5	6	7
Mz	0	895	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	фильтрация не более 10см ³ /30мин	проработка, промывка скважины то же то же то же
P ₂	895	2451		1,12-1,13	фильтрация не более 5-7 см ³ /30мин	
P _{1s-a}	2572	2700		1,12-1,14	фильтрация не более 4-6 см ³ /30мин	
C _{2m2} ^{pd}	3112	3557 (tvd 3428)		1,12	фильтрация менее 5см ³ /30мин	



Таблица 4.10

Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфическо- го подразделения	Интервал, м по стволу		Вид проявляемо- го флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Плотность смеси (газ-кг/м ³ , нефть-г/см ³ , вода- г/см ³)		Условия возникнове- ния	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)		В пластовых условиях	В поверхностных условиях		
1	2	3	4	5	6	7	8
C _{3q} +C _{3k} +C _{2m2} ^{mc+pd}	2700 2798 2895	2798 2895 3112	газ нефть, вода	0,938 0,662 1,069	0,814 0,817 1,069	при снижении Рзаб над Рпл	перелив воды, увеличение водо- отдачи, пузырьки газа, в виде пленок нефти, снижение удель-ного веса
C _{2m1} ^{ks-v} +C _{2b}	3557 (tvd 3428)	4025 (tvd 3728)	нефть	0,685	0,832		



Таблица 4.11

Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид прихвата (от перепада давления заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор рекомендуемый				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (ДА, НЕТ)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		тип	Плотность г/см ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки (название)		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Q+T ₁	0	895	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,11-1,14	менее 10	НУ-202,203	да	при бурении интервалов глин на растворе с высокой водоотдачей при бурении пород, склонных к осыпям и обвалам
P ₂	895	2451	то же	то же	1,12-1,13	5-7	то же	да	
P _{1s-a}	2572	2700	вследствии осыпей и сальникообразований	амфотерный полимерный глинистый раствор	1,12-1,14	4-6	то же	да	
C _{2m2} ^{pd}	3112	3557 (tvd 3428)	то же		1,12	менее 5	то же	да	



Текущие породы

Таблица 4.12

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
P ₁ kg (интервал каменной соли)	2474	2551	каменная соль	1,31	при плотности раствора менее предусмотренного

Прочие возможные осложнения

Таблица 4.13

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид осложнения, желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
P ₁ kg	2451	2572	кавернообразование	за счет растворения солей.



Таблица 4.14

Исследовательские работы

Отбор керна, шлама

Индекс стратигра- фического подразделения	Параметры отбора керна		Интервал, м		Метраж отбора керна, м	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м по стволу		Частота отбора шлама через, м	Индекс стратиграфического подразделения	Глубина отбора керна, м	Тип бокового керноотборника	Количество образовав. пород, шт	Примечание
	минимальный диаметр, мм	Макс-ная проходка за рейс, м	от (верх)	до (низ)			от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
КТ-I	Отбор керна обычным способом	керна обычным не предусматривается	м	от	м	При бурении	отбор шлама:		3		Отбор керна грунтоносом не предусматривается	керноотборника	боковых пород	м
КТ-II						$C_{3g} - C_{3k}$ $C_{2m_2}^{mc+pd}$	2700	3112						
КТ-I						$C_{2m_1}^{ks-v}-C_{2b}$	3557	4025						
КТ-II						При наличии признаков $C_{3g}-C_{3k}$ $C_{2m_2}^{mc+pd}$	2700	3112						
						$C_{2m_1}^{ks-v}-C_{2b}$	3557	4025	1					



Таблица 4.15

Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	
1	2	3	4	5	6	7	8
Виды каротажа во время бурения							
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	900	0	900			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	2572	850	2572			
КВ,ПР,ГК,НГК,ПС,2ст. зонда,инкл.	1 : 500	4025	2522	4025			
Виды каротажа после бурения							
КТ-I: DLL, MSFL, AC, CNL, ZDL, GR, SP,CAL	1 : 200	2945	2700	2945	ECLIPSE 5700		
КТ-II: DLL – БК, боковой каротаж	1 : 200	4025	3557	4025			
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1 : 200	4025	3557	4025			
AC – АК, акустический каротаж	1 : 200	4025	3557	4025			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1 : 200	4025	3557	4025			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1 : 200	4025	3557	4025			
GR – ГК, гамма каротаж	1 : 200	4025	3557	4025			
SP – ПС, каротаж потенциалов	1 : 200	4025	3557	4025			
самопроизвольной поляризации							
CAL – КВ, кавернометрия	1 : 200	4025	3557	4025			
Виды каротажа по контролю за качеством цементирования							
АКЦ, ГК	1 : 500	900	0	900			
АКЦ, ГК	1 : 500	2572	700	2572			
АКЦ, ГК	1 : 500	4025	2372	4025			

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



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

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

Перед началом работ устанавливаются датчики ГТИ на буровой установке.

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

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

При проведении ГТИ необходимо:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

- Онлайн-наблюдение и передача данных: сбор телеметрии в реальном времени, передача данных по защищённым каналам связи, контроль параметров бурения.
- Технологический контроль: инженерное сопровождение скважинных операций, оптимизация режимов бурения, выявление нештатных ситуаций на ранней стадии.

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



Таблица 4.16

Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементног о моста, м		Тип конструкций продуктивно го забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня, м	плотность жидкости, г/см ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
КТ-II	1	3557 (tvd 3428)	4025 (tvd 3728)			колонна, цемент	стационар ная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)	1491	0,685

Примечание: 1. Интервал перфорации определяется после проведения геофизических исследований

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



5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.1

Характеристика и устройство шахтового направления и шурфа

Характеристика трубы					ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Подготовка шахты, спуск и крепление направления
наружный диаметр, м	длина	марка материала	толщина стенки, мм	масса, т		
1	2	3	4	5	6	7
508.0 244.5	20 18	В, Д Д	8 10.0	4.2 1.0	5СТ АНИ ГОСТ 632-80	Шахта под направление 3.0х 2.2 х 2.0м Направление Ствол под шурф для квадрата, бурится турбобуром долотом d 311,2мм под углом 20° к вертикали на глубину 18м

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

Проектная конструкция скважины должна обеспечивать:

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

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



График совмещенных давлений

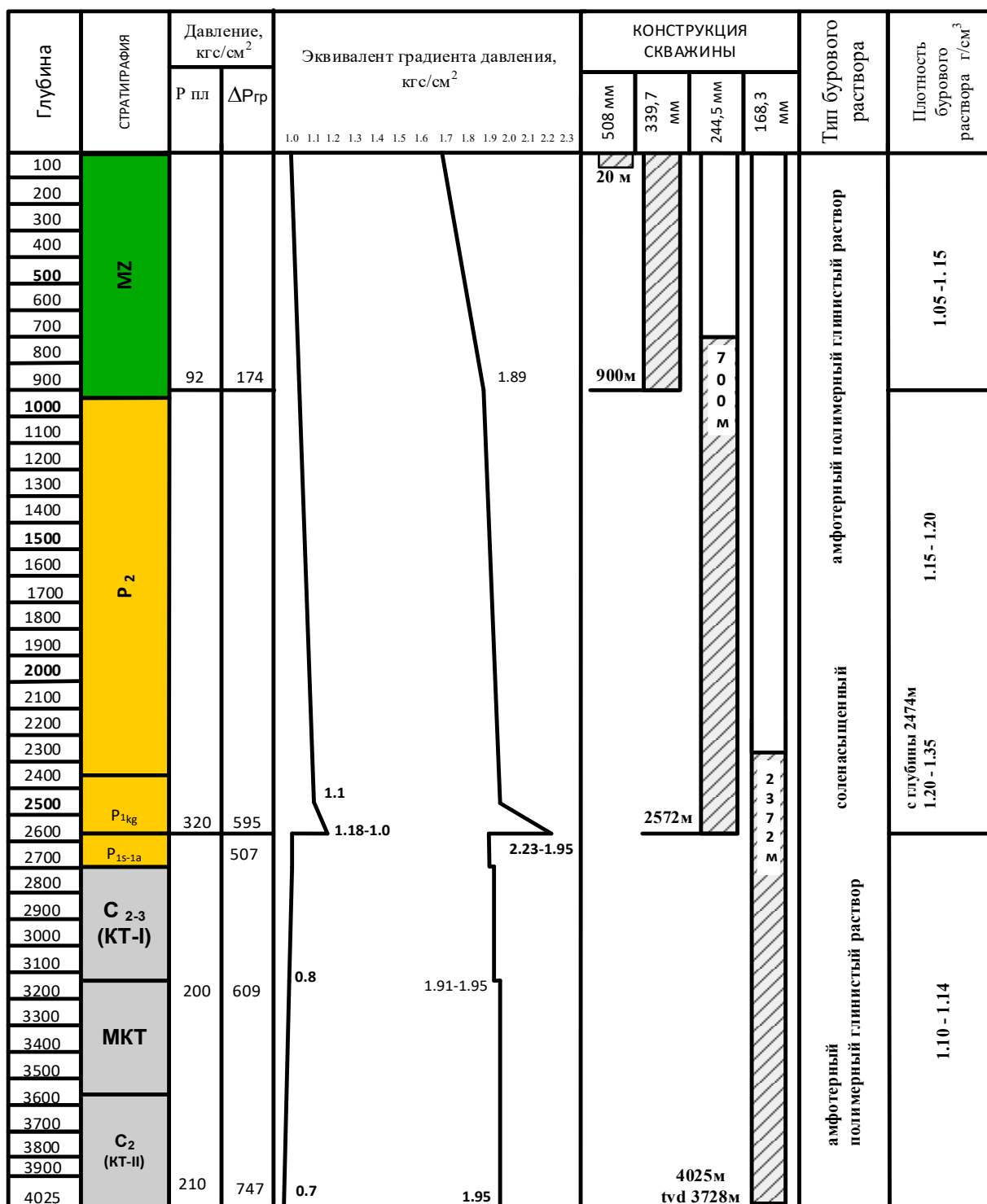


Рис.5.1 График совмещенных давлений



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	0-900	444,5	0	1	1	0-900	Перекрытие неустойчивых пород в нижнемеловых, юрских и триасовых частично верхне-пермских отложениях
3	Промежуточная колонна	0-2572	311,2	700	1	1	0-2572	Перекрытие соленосных отложений в кунгуре, для предотвращения осыпей и обвалов в пермских отложениях
4	Эксплуатационная колонна	0-4025	215,9	2372	1	1	0-4025	Разобщение нефтеносных горизонтов.



Таблица 5.3

Характеристика отдельно спускаемых частей обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Раздельно спускаемые части										
	Номер в порядке спуска	Количество диаметров, шт	Номер одноразмерной части в порядке спуска	Наружный диаметр, мм	Интервал установки одноразмерной части, м	Толщина стенки, мм	Соединение обсадных труб каждой одноразмерной части				
							Количество типов соединений, шт	Номер в порядке спуска	Условный код типа соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	Интервал установки труб с заданным типом соединения, м
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	1	1	1	508	0-20	8	1	1	-	533	0-20
2	1	1	1	339,7	0-900	10,92	1	1	BC	365	0-900
3	1	1	1	244,5	2474-2572	11,99	1	1	BC	269,9	2474-2572
				244,5	0-2474	11,05	1	2	BC	269,9	0-2474
4	1	1	1	168,3	0-4025	10,59	1	1	-	190,5	0-4025

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



Таблица 5.4

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

№№	Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
1	2	3
1	Фильтрацию и структурно-механические показатели поддерживать в пределах, указанных в ГТН	Предупреждение осыпей, обвалов и прихватов в интервалах: 0-895м 895-2451м 2572-2700м 3112-3557(tvd 3428)м
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, 2700-3112м, 3557-4025м плотность, вязкость, СНС и реологические показатели поддерживать минимально допустимыми.	Предупреждение поглощения бурового раствора
6	За 100 метров до вскрытия интервала продуктивных пластов с флюидами, содержащими сероводород составляется ПОР, акт готовности объекта и выполняется установка станции ГТИ при бурении и обнаружении признаков ГНВП и сероворода.	Предупреждение проявлений ГНВП и агрессии сероводорода
7	Снизить скорость спускоподъемных операций. При вскрытии продуктивных отложений руководствоваться «Правилами по вскрытию сероводородсодержащих горизонтов».	Предупреждение агрессии сероводорода
8	Обеспечить дегазацию промывочной жидкости и установить контроль за доливом её во время подъема буровой колонны.	



6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Общие положение по искривлению скважины

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

При проводке скважины должен осуществляться контроль за отклонением ствола.

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

При спуске обсадных колонн обеспечивается проходимость в интервалах отклонения ствола.

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

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

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

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

6.1 Проект профиля

Тип проектного профиля - трех - участковый:

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

Таблица 6.1

Результат расчета профиля ствола скважины 5171

Описание (Результат расчета профиля ствола скважины 5171)		Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м
Устье скв		0,00	0,00	101,11	0,00
Участок вертикальный		3000,00	0,00	101,11	3000,00
Участок набора кривизны		3300,97	50,16	101,11	3263,97
Участок наклонно-прямолинейный	Точка А	3947,30	50,16	101,11	3678,02
Забой или конечный участок	Точка В	4025,35	50,16	101,11	3728,02



Таблица 6.2

Результаты расчета профиля ствола скважины 5171

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0.00	0.00	101,11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2970,00	0,00	101,11	2970,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3000,00	0,00	101,11	3000,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3030,00	5,00	101,11	3029,96	-0,25	1,28	1,31	5,00
3060,00	10,00	101,11	3059,70	-1,01	5,12	5,22	5,00
3090,00	15,00	101,11	3088,98	-2,26	11,49	11,71	5,00
3120,00	20,00	101,11	3117,58	-4,00	20,34	20,73	5,00
3150,00	25,00	101,11	3145,29	-6,21	31,61	32,21	5,00
3180,00	30,00	101,11	3171,89	-8,88	45,19	46,06	5,00
3210,00	35,00	101,11	3197,18	-11,98	61,01	62,17	5,00
3240,00	40,00	101,11	3220,97	-15,50	78,92	80,43	5,00
3270,00	45,00	101,11	3243,09	-19,41	98,80	100,69	5,00
3300,00	50,00	101,11	3263,35	-23,67	120,50	122,80	5,00
3300,97	50,16	101,11	3263,97	-23,81	121,23	123,55	5,00
3330,00	50,16	101,11	3282,57	-28,11	143,10	145,84	0,00
3360,00	50,16	101,11	3301,78	-32,55	165,70	168,87	0,00
3390,00	50,16	101,11	3321,00	-36,99	188,31	191,91	0,00
3420,00	50,16	101,11	3340,22	-41,43	210,91	214,94	0,00
3450,00	50,16	101,11	3359,44	-45,87	233,52	237,98	0,00
3480,00	50,16	101,11	3378,66	-50,31	256,12	261,01	0,00
3510,00	50,16	101,11	3397,88	-54,75	278,72	284,05	0,00
3540,00	50,16	101,11	3417,10	-59,19	301,33	307,09	0,00
3570,00	50,16	101,11	3436,32	-63,63	323,93	330,12	0,00
3600,00	50,16	101,11	3455,53	-68,07	346,53	353,16	0,00
3630,00	50,16	101,11	3474,75	-72,51	369,14	376,19	0,00
3660,00	50,16	101,11	3493,97	-76,95	391,74	399,23	0,00
3690,00	50,16	101,11	3513,19	-81,39	414,35	422,26	0,00
3720,00	50,16	101,11	3532,41	-85,83	436,95	445,30	0,00
3750,00	50,16	101,11	3551,63	-90,27	459,55	468,34	0,00
3780,00	50,16	101,11	3570,85	-94,71	482,16	491,37	0,00
3810,00	50,16	101,11	3590,06	-99,15	504,76	514,41	0,00
3840,00	50,16	101,11	3609,28	-103,59	527,37	537,44	0,00
3870,00	50,16	101,11	3628,50	-108,03	549,97	560,48	0,00
3900,00	50,16	101,11	3647,72	-112,47	572,57	583,51	0,00
3930,00	50,16	101,11	3666,94	-116,91	595,18	606,55	0,00
3947,30	50,16	101,11	3678,02	-119,47	608,21	619,83	0,00
3960,00	50,16	101,11	3686,16	-121,35	617,78	629,59	0,00
3990,00	50,16	101,11	3705,38	-125,79	640,38	652,62	0,00
4020,00	50,16	101,11	3724,59	-130,23	662,99	675,66	0,00
4025,35	50,16	101,11	3728,02	-131,02	667,02	679,76	0,00



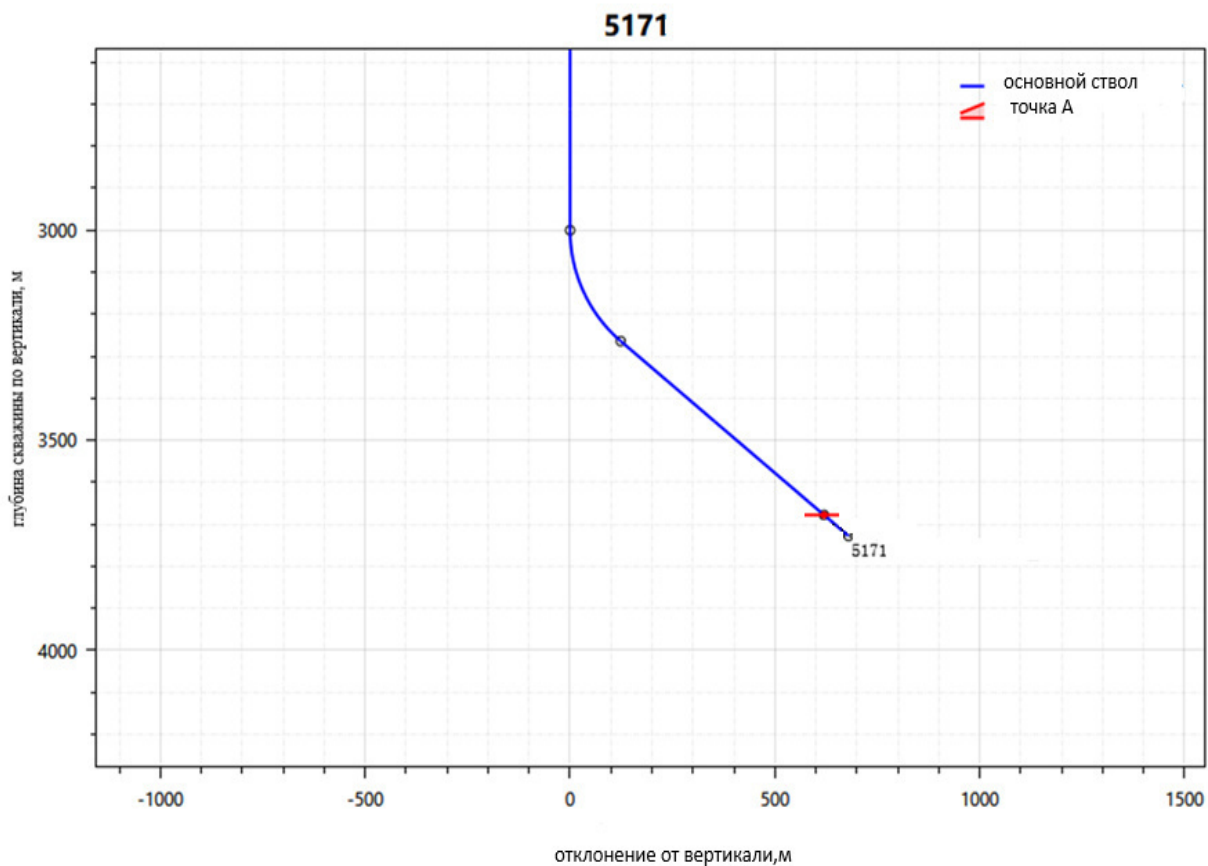


Рис 6.1. Проектный профиль ствола скважины №5171 (вертикальная проекция)

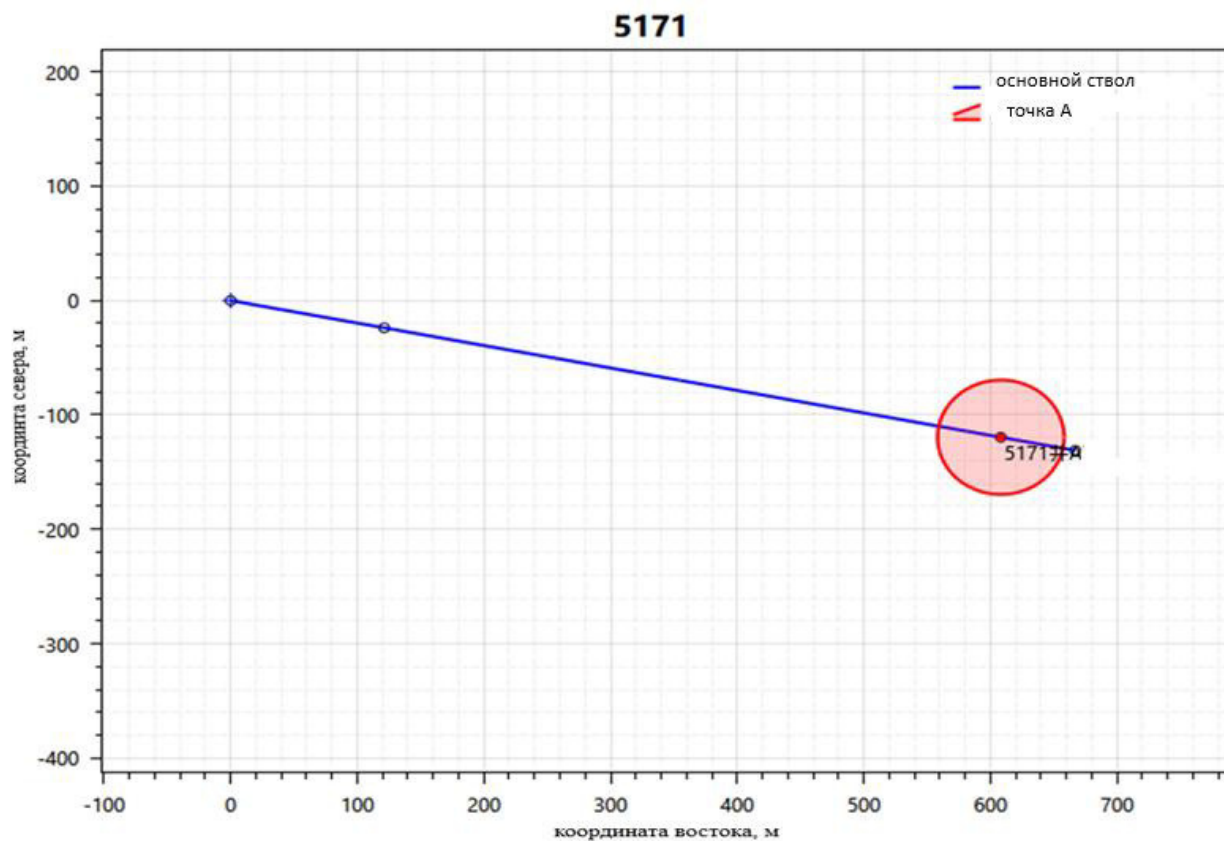


Рис 6.2. Горизонтальная проекция ствола скважины №5171



Результат расчета профиля ствола скважины 5156

Таблица 6.3

Описание (Результат расчета профиля ствола скважины 5156)		Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м
Устье скв		0,00	0,00	314,02	0,00
Участок вертикальный		3100,00	0,00	314,02	3100,00
Участок набора кривизны		3388,05	38,41	314,02	3366,95
Участок наклонно-прямолинейный	Точка А	3826,88	38,41	314,02	3710,84
Забой или конечный участок	Точка В	3890,69	38,41	314,02	3760,84

Результаты расчета профиля ствола скважины 5156

Таблица 6.4

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м
0,00	0,00	314,02	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3090,00	0,00	314,02	3090,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3100,00	0,00	314,02	3100,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3120,00	2,67	314,02	3119,99	0,32	-0,33	0,47	4,00
3150,00	6,67	314,02	3149,89	2,02	-2,09	2,91	4,00
3180,00	10,67	314,02	3179,54	5,16	-5,34	7,43	4,00
3210,00	14,67	314,02	3208,80	9,73	-10,07	14,00	4,00
3240,00	18,67	314,02	3237,54	15,71	-16,25	22,60	4,00
3270,00	22,67	314,02	3265,60	23,07	-23,87	33,19	4,00
3300,00	26,67	314,02	3292,86	31,77	-32,87	45,71	4,00
3330,00	30,67	314,02	3319,17	41,77	-43,21	60,10	4,00
3360,00	34,67	314,02	3344,42	53,02	-54,85	76,29	4,00
3388,05	38,41	314,02	3366,95	64,62	-66,86	92,98	4,00
3390,00	38,41	314,02	3368,49	65,46	-67,73	94,19	0,00
3420,00	38,41	314,02	3391,99	78,41	-81,13	112,83	0,00
3450,00	38,41	314,02	3415,50	91,37	-94,53	131,47	0,00
3480,00	38,41	314,02	3439,01	104,32	-107,93	150,10	0,00
3510,00	38,41	314,02	3462,52	117,27	-121,33	168,74	0,00
3540,00	38,41	314,02	3486,03	130,22	-134,73	187,38	0,00
3570,00	38,41	314,02	3509,54	143,17	-148,13	206,01	0,00
3600,00	38,41	314,02	3533,05	156,13	-161,53	224,65	0,00
3630,00	38,41	314,02	3556,56	169,08	-174,93	243,29	0,00
3660,00	38,41	314,02	3580,07	182,03	-188,33	261,93	0,00
3690,00	38,41	314,02	3603,57	194,98	-201,74	280,56	0,00
3720,00	38,41	314,02	3627,08	207,93	-215,14	299,20	0,00
3750,00	38,41	314,02	3650,59	220,89	-228,54	317,84	0,00
3780,00	38,41	314,02	3674,10	233,84	-241,94	336,47	0,00
3810,00	38,41	314,02	3697,61	246,79	-255,34	355,11	0,00
3826,88	38,41	314,02	3710,84	254,08	-262,88	365,60	0,00
3840,00	38,41	314,02	3721,12	259,74	-268,74	373,75	0,00
3870,00	38,41	314,02	3744,63	272,69	-282,14	392,38	0,00
3890,69	38,41	314,02	3760,84	281,63	-291,38	405,24	0,00



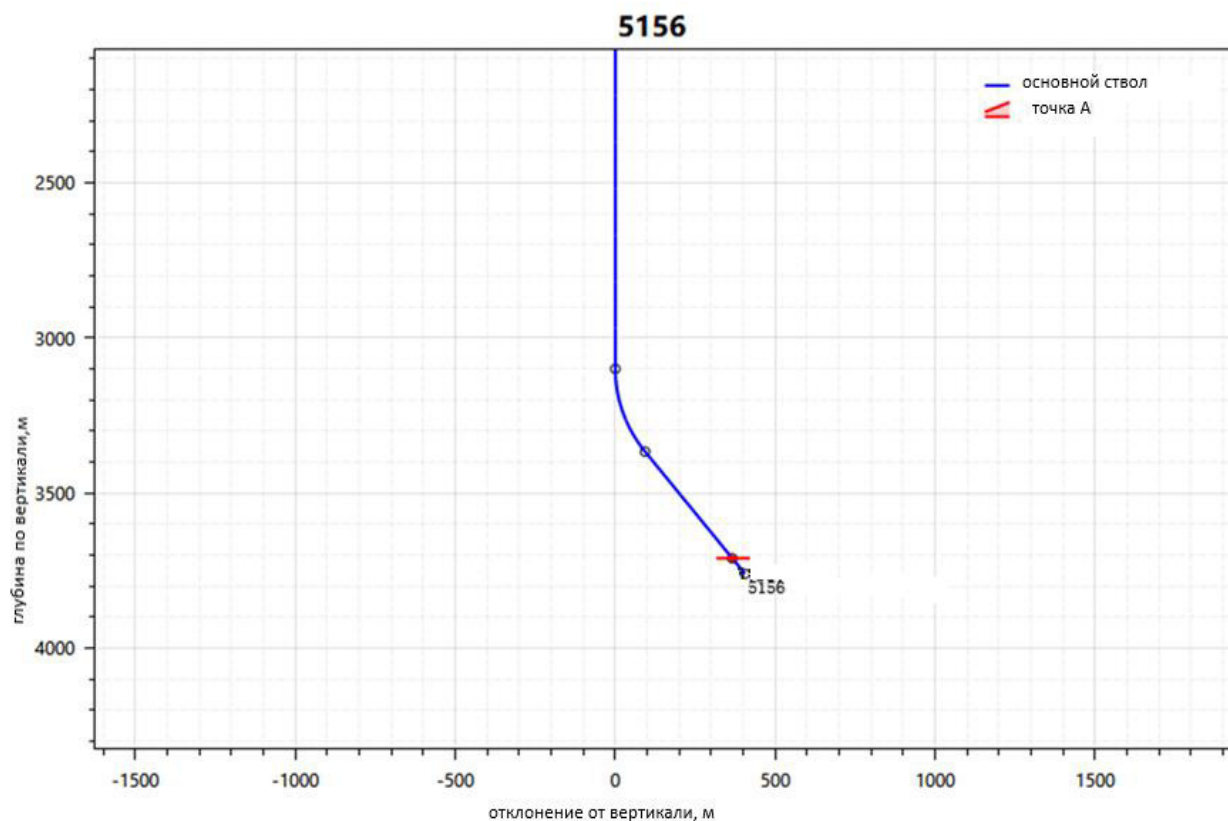


Рис 6.3. Проектный профиль ствола скважины №5156 (вертикальная проекция)

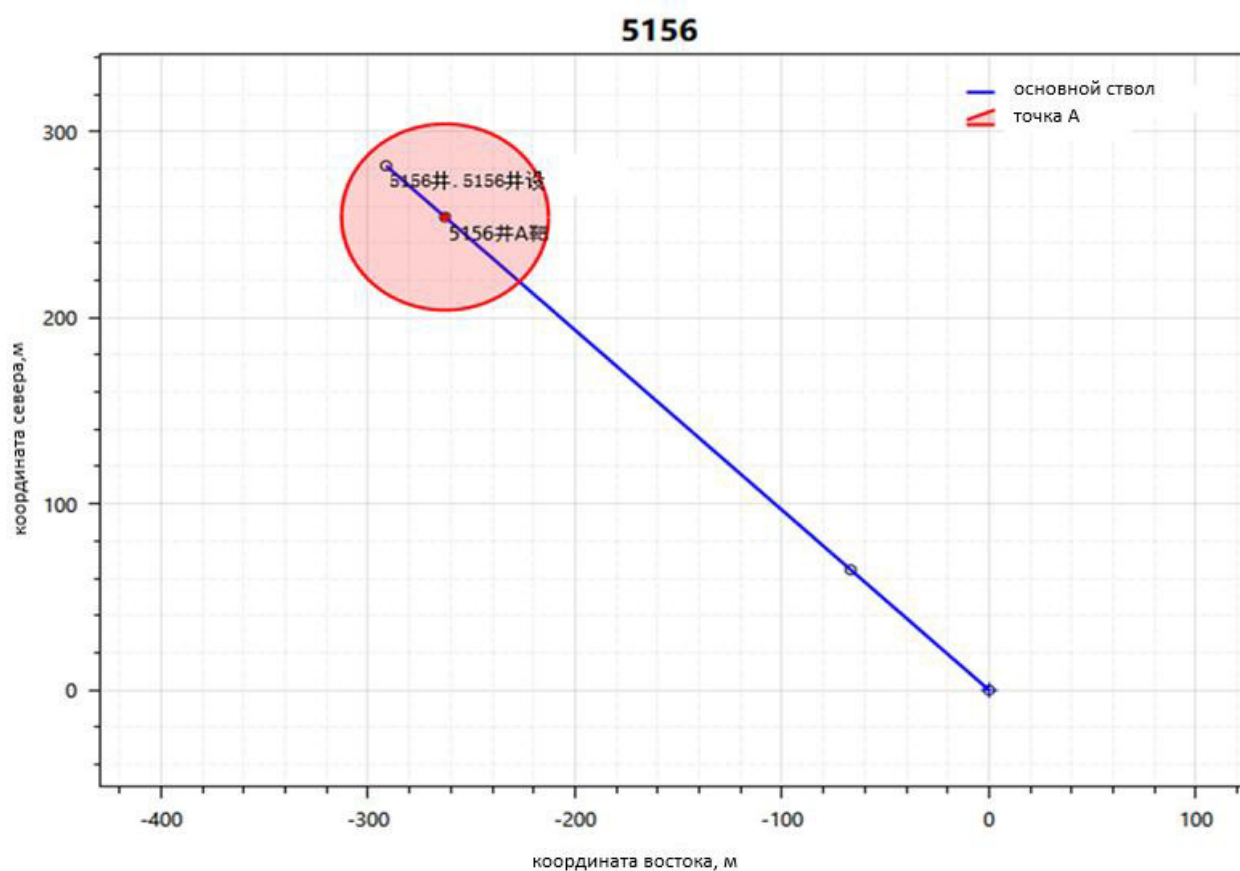


Рис 6.4. Горизонтальная проекция ствола скважины №5156



Результат расчета профиля ствола скважины 5157

Таблица 6.5

Описание (Результат расчета профиля ствола скважины 5157)		Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м
Устье скв		0,00	0,00	4,21	0,00
Участок вертикальный		3200,00	0,00	4,21	3200,00
Участок набора кривизны		3412,90	28,39	4,21	3404,30
Участок наклонно-прямолинейный	Точка А	3824,78	28,39	4,21	3766,65
Забой или конечный участок	Точка В	3881,61	28,39	4,21	3816,65

Результаты расчета профиля ствола скважины 5157

Таблица 6.6

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивно- сть проходки градус/30м
0,00	0,00	4,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3180,00	0,00	4,21	3180,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3200,00	0,00	4,21	3200,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3210,00	1,33	4,21	3210,00	0,12	0,01	0,12	4,00
3240,00	5,33	4,21	3239,94	1,86	0,14	1,86	4,00
3270,00	9,33	4,21	3269,69	5,67	0,42	5,69	4,00
3300,00	13,33	4,21	3299,10	11,55	0,85	11,58	4,00
3330,00	17,33	4,21	3328,03	19,46	1,43	19,51	4,00
3360,00	21,33	4,21	3356,33	29,37	2,16	29,44	4,00
3390,00	25,33	4,21	3383,87	41,21	3,03	41,32	4,00
3412,90	28,39	4,21	3404,30	51,53	3,79	51,67	4,00
3420,00	28,39	4,21	3410,54	54,90	4,04	55,05	0,00
3450,00	28,39	4,21	3436,94	69,12	5,08	69,31	0,00
3480,00	28,39	4,21	3463,33	83,35	6,13	83,57	0,00
3510,00	28,39	4,21	3489,72	97,57	7,17	97,83	0,00
3540,00	28,39	4,21	3516,11	111,79	8,22	112,10	0,00
3570,00	28,39	4,21	3542,51	126,02	9,27	126,36	0,00
3600,00	28,39	4,21	3568,90	140,24	10,31	140,62	0,00
3630,00	28,39	4,21	3595,29	154,47	11,36	154,88	0,00
3660,00	28,39	4,21	3621,68	168,69	12,40	169,15	0,00
3690,00	28,39	4,21	3648,08	182,92	13,45	183,41	0,00
3720,00	28,39	4,21	3674,47	197,14	14,50	197,67	0,00
3750,00	28,39	4,21	3700,86	211,36	15,54	211,93	0,00
3780,00	28,39	4,21	3727,26	225,59	16,59	226,20	0,00
3810,00	28,39	4,21	3753,65	239,81	17,63	240,46	0,00
3824,78	28,39	4,21	3766,65	246,82	18,15	247,49	0,00
3840,00	28,39	4,21	3780,04	254,04	18,68	254,72	0,00
3870,00	28,39	4,21	3806,43	268,26	19,73	268,99	0,00
3881,61	28,39	4,21	3816,65	273,77	20,13	274,51	0,00



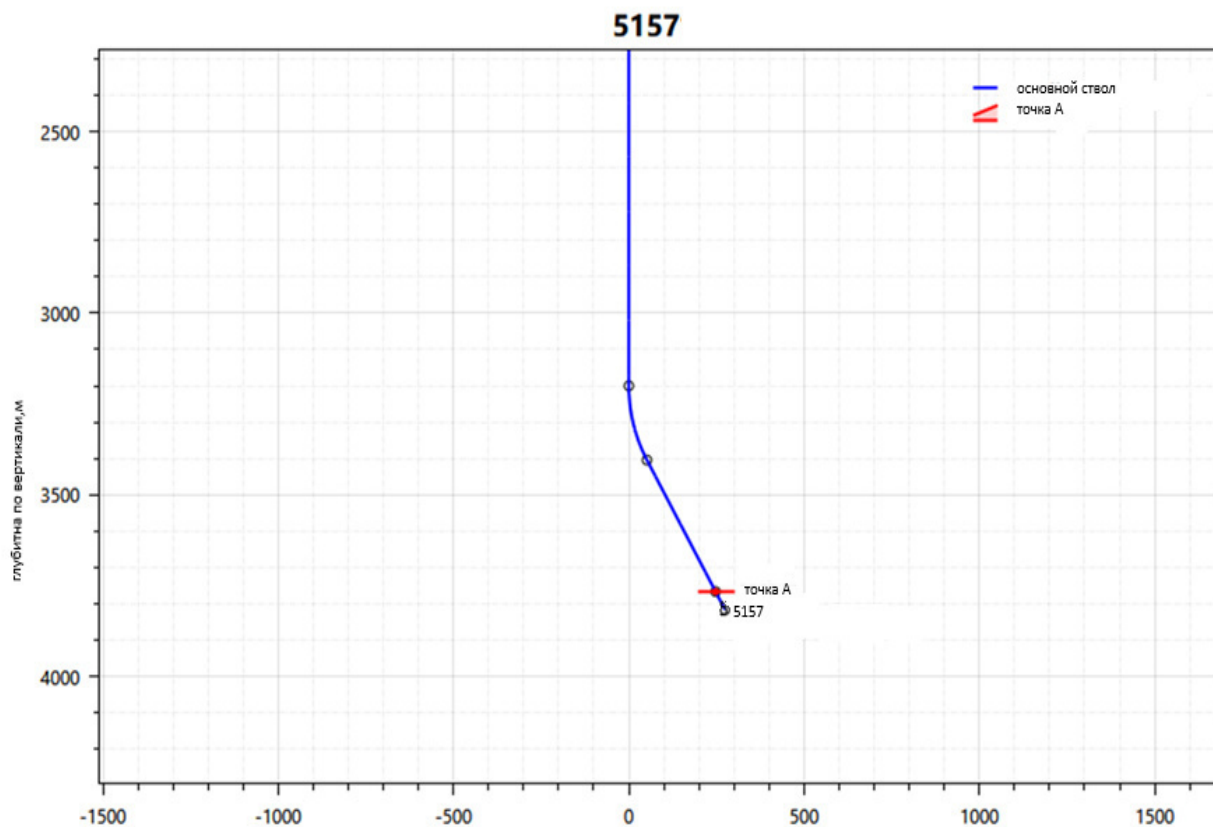


Рис 6.5. Проектный профиль ствола скважины №5157 (вертикальная проекция)

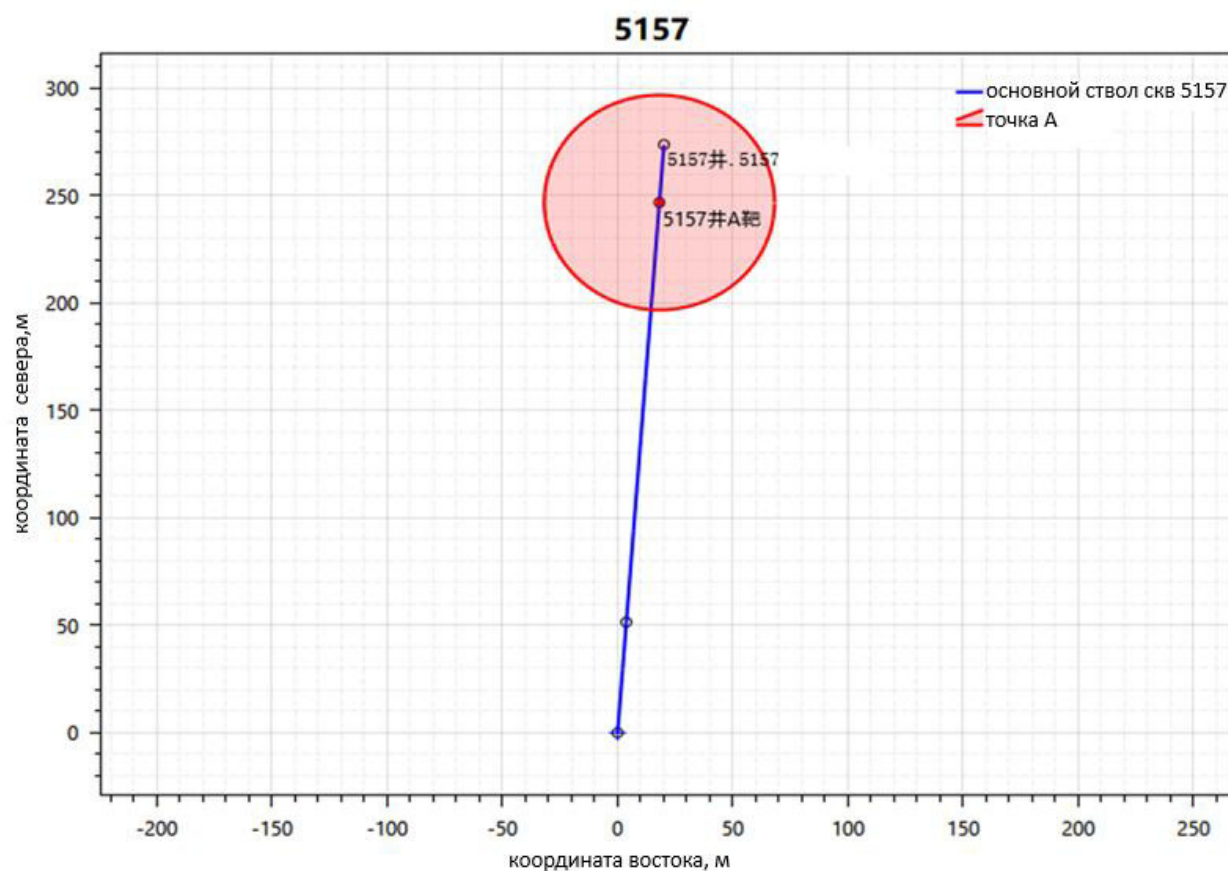


Рис 6.6. Горизонтальная проекция ствола скважины №5157



Результат расчета профиля ствола скважины 5173

Таблица 6.7

Описание (Результат расчета профиля ствола скважины 5173)		Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м
Устье скв		0,00	0,00	145,17	0,00
Участок вертикальный		3130,00	0,00	145,17	3130,00
Участок набора кривизны		3394,70	35,29	145,17	3378,27
Участок наклонно-прямолинейный	Точка А	3771,03	35,29	145,17	3685,44
Забой или конечный участок	Точка В	3832,29	35,29	145,17	3735,44

Результат расчета профиля ствола скважины 5173

Таблица 6.8

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивно- сть проходки градус/30м
0.00	0.00	145, 17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3120,00	0,00	145,17	3120,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3130,00	0,00	145,17	3130,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3150,00	2,67	145,17	3149,99	-0,38	0,27	0,47	4,00
3180,00	6,67	145,17	3179,89	-2,39	1,66	2,91	4,00
3210,00	10,67	145,17	3209,54	-6,10	4,24	7,43	4,00
3240,00	14,67	145,17	3238,80	-11,49	8,00	14,00	4,00
3270,00	18,67	145,17	3267,54	-18,56	12,91	22,60	4,00
3300,00	22,67	145,17	3295,60	-27,24	18,96	33,19	4,00
3330,00	26,67	145,17	3322,86	-37,52	26,11	45,71	4,00
3360,00	30,67	145,17	3349,17	-49,33	34,32	60,10	4,00
3390,00	34,67	145,17	3374,42	-62,62	43,57	76,29	4,00
3394,70	35,29	145,17	3378,27	-64,83	45,11	78,98	4,00
3420,00	35,29	145,17	3398,93	-76,83	53,46	93,60	0,00
3450,00	35,29	145,17	3423,41	-91,06	63,36	110,93	0,00
3480,00	35,29	145,17	3447,90	-105,29	73,26	128,26	0,00
3510,00	35,29	145,17	3472,38	-119,51	83,15	145,60	0,00
3540,00	35,29	145,17	3496,87	-133,74	93,05	162,93	0,00
3570,00	35,29	145,17	3521,36	-147,97	102,95	180,26	0,00
3600,00	35,29	145,17	3545,84	-162,20	112,85	197,59	0,00
3630,00	35,29	145,17	3570,33	-176,42	122,75	214,93	0,00
3660,00	35,29	145,17	3594,81	-190,65	132,65	232,26	0,00
3690,00	35,29	145,17	3619,30	-204,88	142,55	249,59	0,00
3720,00	35,29	145,17	3643,79	-219,11	152,45	266,93	0,00
3750,00	35,29	145,17	3668,27	-233,34	162,35	284,26	0,00
3771,03	35,29	145,17	3685,44	-243,31	169,29	296,41	0,00
3780,00	35,29	145,17	3692,76	-247,56	172,25	301,59	0,00
3810,00	35,29	145,17	3717,25	-261,79	182,15	318,92	0,00
3832,29	35,29	145,17	3735,44	-272,36	189,50	331,80	0,00



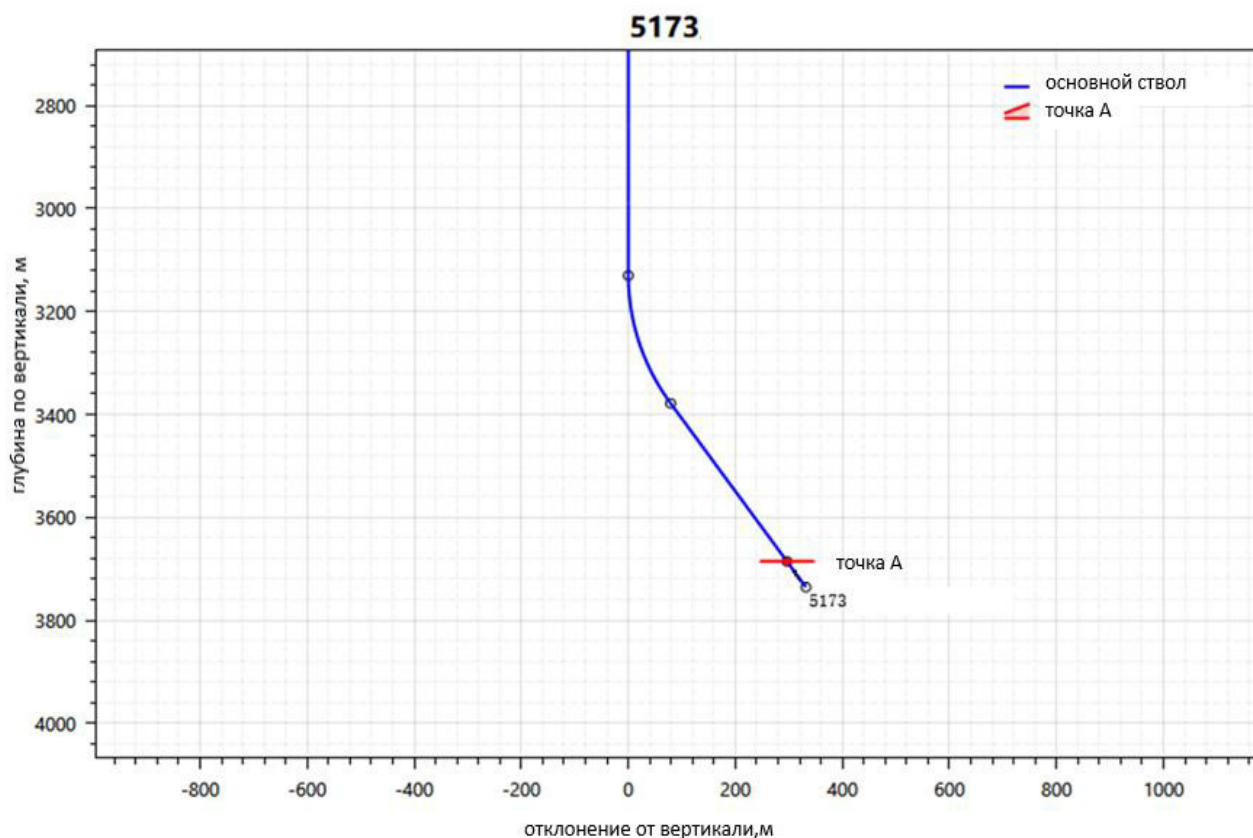


Рис 6.7. Проектный профиль ствола скважины №5173 (вертикальная проекция)

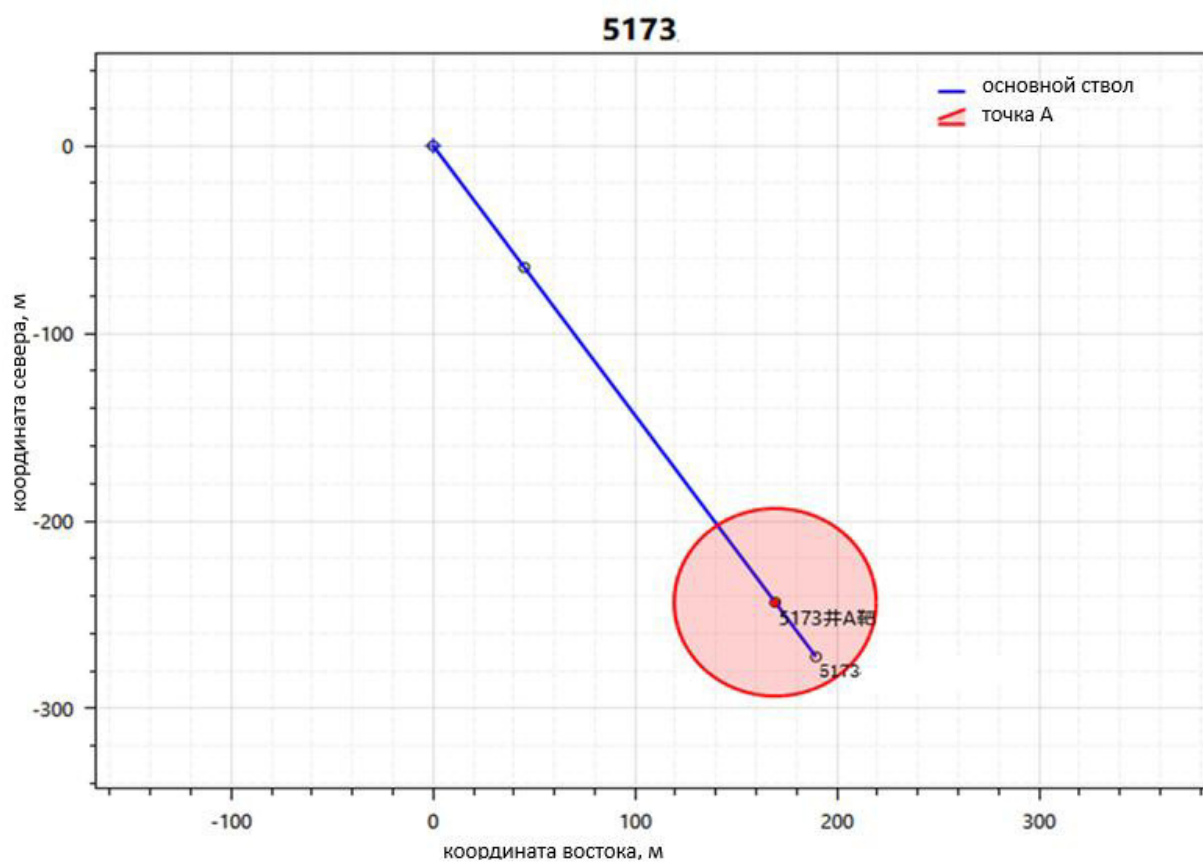


Рис 6.8. Горизонтальная проекция ствола скважины №5173



Таблица 6.9

Результат расчета профиля ствола скважины 5312

Описание (Результат расчета профиля ствола скважины 5312)		Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м
Устье скв		0,00	0,00	189,95	0,00
Участок вертикальный		3350,00	0,00	189,95	3350,00
Участок набора кривизны		3449,61	13,28	189,95	3448,72
Участок наклонно-прямолинейный	Точка А	3757,91	13,28	189,95	3748,77
Забой или конечный участок	Точка В	3809,28	13,28	189,95	3798,77

Таблица 6.10

Результаты расчета профиля ствола скважины 5312

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивно- сть проходки градус/30м
0.00	0.00	189,95	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3330,00	0,00	189,95	3330,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3350,00	0,00	189,95	3350,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3360,00	1,33	189,95	3360,00	-0,11	-0,02	0,12	4,00
3390,00	5,33	189,95	3389,94	-1,83	-0,32	1,86	4,00
3420,00	9,33	189,95	3419,69	-5,60	-0,98	5,69	4,00
3449,61	13,28	189,95	3448,72	-11,32	-1,99	11,49	4,00
3450,00	13,28	189,95	3449,10	-11,41	-2,00	11,58	0,00
3480,00	13,28	189,95	3478,30	-18,20	-3,19	18,47	0,00
3510,00	13,28	189,95	3507,50	-24,99	-4,39	25,37	0,00
3540,00	13,28	189,95	3536,69	-31,77	-5,58	32,26	0,00
3570,00	13,28	189,95	3565,89	-38,56	-6,77	39,15	0,00
3600,00	13,28	189,95	3595,09	-45,35	-7,96	46,04	0,00
3630,00	13,28	189,95	3624,29	-52,14	-9,15	52,94	0,00
3660,00	13,28	189,95	3653,48	-58,93	-10,34	59,83	0,00
3690,00	13,28	189,95	3682,68	-65,71	-11,53	66,72	0,00
3720,00	13,28	189,95	3711,88	-72,50	-12,72	73,61	0,00
3750,00	13,28	189,95	3741,08	-79,29	-13,92	80,50	0,00
3757,91	13,28	189,95	3748,77	-81,08	-14,23	82,32	0,00
3780,00	13,28	189,95	3770,27	-86,08	-15,11	87,40	0,00
3809,28	13,28	189,95	3798,77	-92,70	-16,27	94,12	0,00



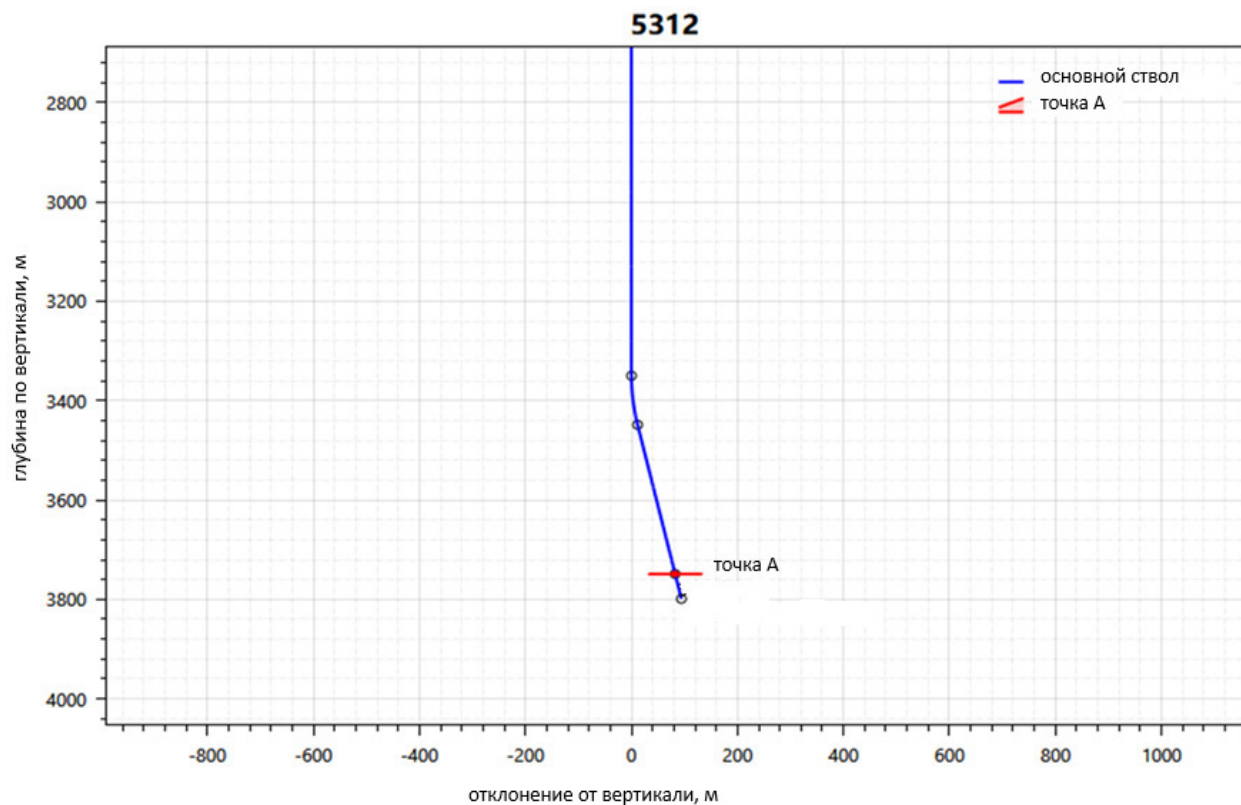


Рис 6.9. Проектный профиль ствола скважины №5312 (вертикальная проекция)

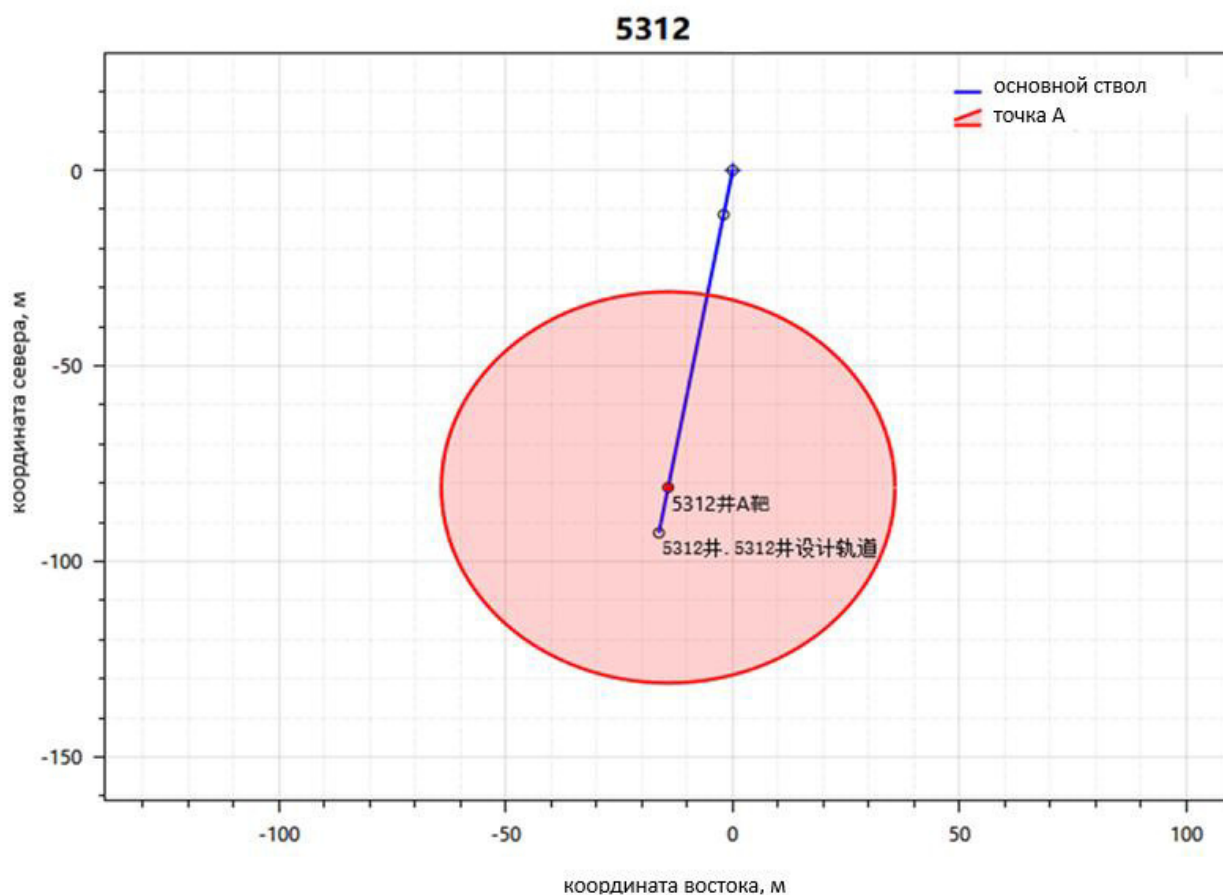


Рис 6.10. Горизонтальная проекция ствола скважины №5312



Результат расчета профиля ствола скважины 5315

Таблица 6.11

Описание (Результат расчета профиля ствола скважины 5315)		Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м
Устье скв		0,00	0,00	330,67	0,00
Участок вертикальный		3250,00	0,00	330,67	3250,00
Участок набора кривизны		3552,90	35,34	330,67	3534,06
Участок наклонно-прямолинейный	Точка А	3798,92	35,34	330,67	3734,75
Забой или конечный участок	Точка В	3860,21	35,34	330,67	3784,75

Таблица 6.12

Результаты расчета профиля ствола скважины 5315

Глубина скважины (по оси), м	Зенитный угол, градус	Азимут от устья, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивно- сть проходки градус/30м
0.00	0.00	247.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
3240,00	0,00	330,67	3240,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3250,00	0,00	330,67	3250,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3270,00	2,33	330,67	3269,99	0,35	-0,20	0,41	3,50
3300,00	5,83	330,67	3299,91	2,22	-1,25	2,54	3,50
3330,00	9,33	330,67	3329,65	5,67	-3,18	6,50	3,50
3360,00	12,83	330,67	3359,08	10,70	-6,01	12,27	3,50
3390,00	16,33	330,67	3388,11	17,28	-9,71	19,82	3,50
3420,00	19,83	330,67	3416,63	25,40	-14,27	29,13	3,50
3450,00	23,33	330,67	3444,52	35,02	-19,67	40,16	3,50
3480,00	26,83	330,67	3471,68	46,10	-25,90	52,88	3,50
3510,00	30,33	330,67	3498,02	58,61	-32,93	67,23	3,50
3540,00	33,83	330,67	3523,44	72,50	-40,73	83,16	3,50
3552,90	35,34	330,67	3534,06	78,89	-44,32	90,49	3,50
3570,00	35,34	330,67	3548,01	87,51	-49,17	100,38	0,00
3600,00	35,34	330,67	3572,48	102,64	-57,66	117,73	0,00
3630,00	35,34	330,67	3596,95	117,77	-66,16	135,08	0,00
3660,00	35,34	330,67	3621,42	132,90	-74,66	152,43	0,00
3690,00	35,34	330,67	3645,90	148,02	-83,16	169,79	0,00
3720,00	35,34	330,67	3670,37	163,15	-91,66	187,14	0,00
3750,00	35,34	330,67	3694,84	178,28	-100,16	204,49	0,00
3780,00	35,34	330,67	3719,31	193,41	-108,66	221,84	0,00
3798,92	35,34	330,67	3734,75	202,95	-114,02	232,79	0,00
3810,00	35,34	330,67	3743,79	208,54	-117,16	239,19	0,00
3840,00	35,34	330,67	3768,26	223,66	-125,66	256,55	0,00
3860,21	35,34	330,67	3784,75	233,86	-131,38	268,24	0,00



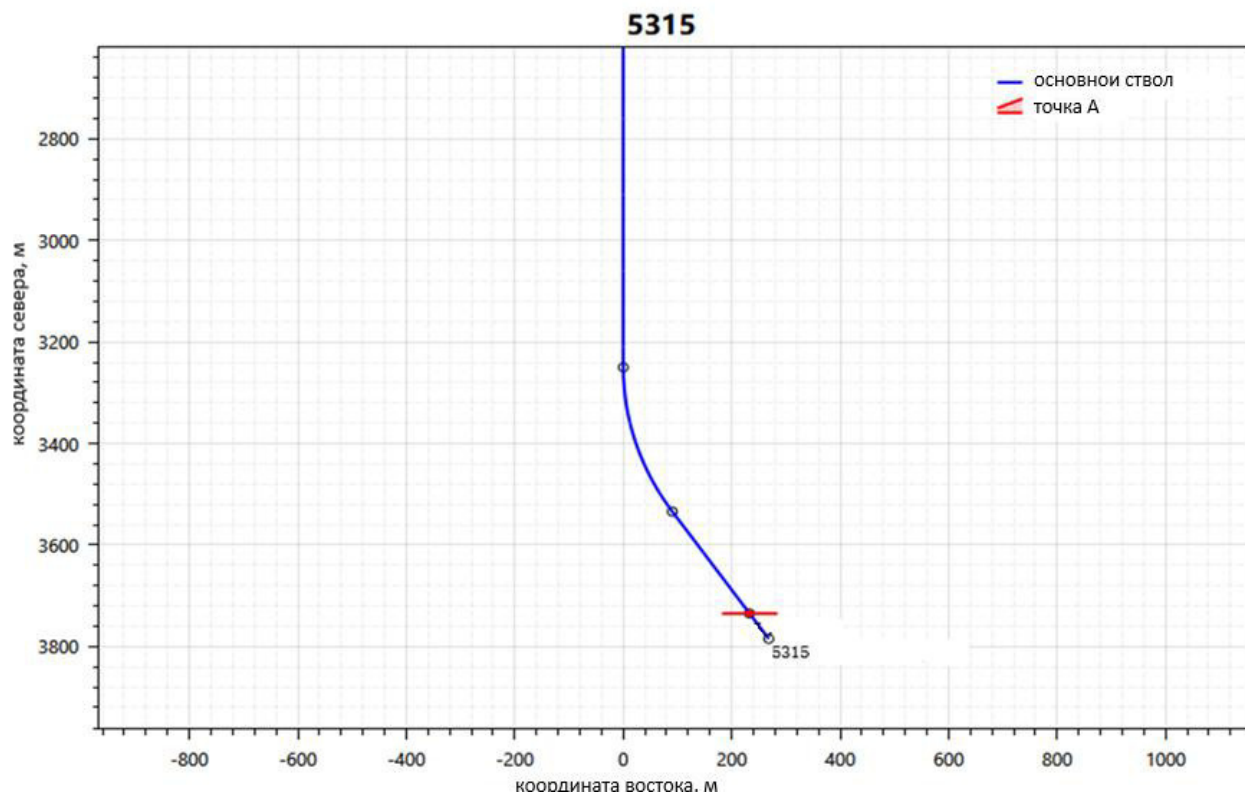


Рис 6.11. Проектный профиль ствола скважины №5315 (вертикальная проекция)

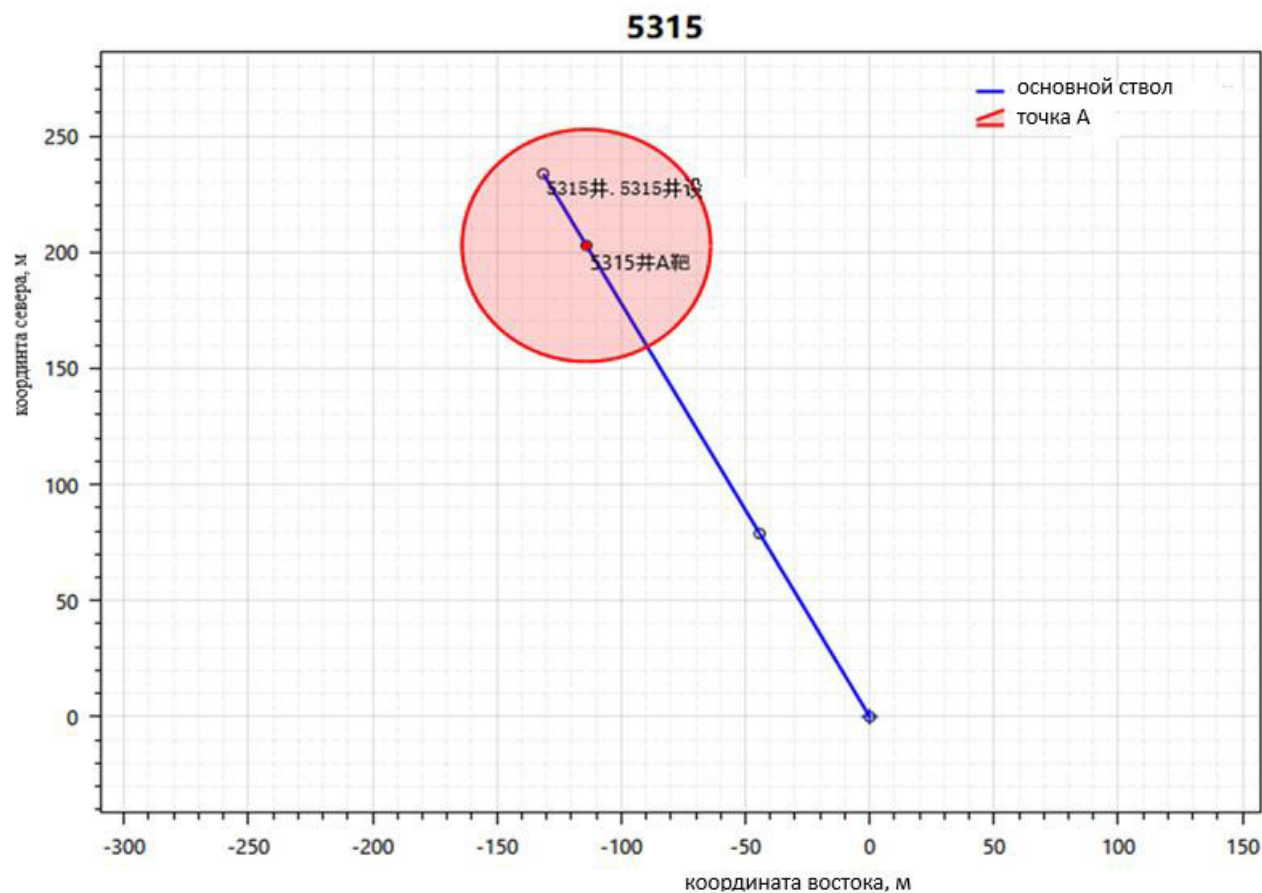


Рис 6.12. Горизонтальная проекция ствола скважины №5315



6.2 Технические средства и специальные технологические требования

6.2.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный

1. Предлагается следующая компоновка низа бурильной колонны:
Долото Ш-215,9 мм + ВЗД Ø172 мм 7м + КЛС Ø212 мм х 1,32м + MWD Ø168 мм х 0,70м + УБТн/м Ø159 мм х 9м + ТБТ Ø127мм х 270м + СБТ Ø127мм х 9,19 мм-G-105.
2. Технологические требования для вертикального участка ствола скважины:
 - 2.1. Для создания лучших условий бурения участка ствола скважины, при бурении вертикального участка ствола скважины предлагается использовать калибраторы с целью получения гладкой траектории ствола скважины и уменьшения осложнений в интервале наклонно направленного участка ствола скважины.
 - 2.2 В верхнем интервале ствола скважины до точки набора угла максимальный угол не должен превышать 3-5⁰, смещение не более 30м.
 - 2.3. Глубина начала зарезки наклонного участка скважины (3120м) будет уточняться по результатам фактического замера кривизны в вертикальном участке.

6.2.2 Участок набора кривизны

1. Контроль кривизны ствола скважины в интервале 3000-4048м (таблица 6.13.) 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.

Таблица 6.13.

скв.	Вертикальный участок	по стволу	по вертикали
5171	0-3000	4025,35	3728,02
5156	0-3100	3890,69	3760,84
5157	0-3200	3881,61	3816,65
5173	0-3130	3832,29	3735,44
5312	0-3350	3809,28	3798,77
5315	0-3250	3860,21	3784,75

6.2.3 Участок наклонно прямолинейный

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



6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.

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

6.2.5 Другие технические требования

1. Бурильные трубы:

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

2. Буровые растворы:

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

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



7. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

7.1 Общие положения

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

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

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

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

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

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

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

В «Пересчете запасов нефти, свободного и растворенного газа, конденсата и попутных компонентов месторождения Жанажол (по состоянию изученности на 02.01.2025г.)», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода 1,2 моль%. При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятий, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантировано. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления.

Прямые:

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

Косвенные:

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



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

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

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

Мероприятия по предупреждению проявлений:

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

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

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

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

5) в случае закрытия плащечного превентора по команде бурильщика помощники фиксируют схождение плашек ручным приводом с обязательным отсчетом числа оборотов штурвала, 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, %	рН	Минерализация, г/л	AV, МПа.с	PV, Па	Плотность до утяжеления, г/см ³
					1	10									
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Амфотерно – полимерный раствор	0-30	1,05-1,10	38-45	< 10	0-2	1-4	-	<1,0	-	-	-	-	-	-	-
Амфотерно – полимерный раствор	30-900	1,05-1,15	38-45	< 10	0-2	1-4	< 0,15	<1-0,6	< 0,8	-	7-8	35-45	10-16	3-7	1,05
Амфотерно – сульфатный раствор соленасыщенный	900-2474	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
	2474-2572	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	2572-4025	1,10-1,14	45-60	≤ 7-5	0,5-2	1-5	< 0,12	<0,5	< 0,5	<35	9-10	40-50	15-25	7-10	1,08
Примечание: Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины. 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 раствора	Смена рас-ра для бур. интерв.	Название компонента	Концентрация, %
	от (верх)	До (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
I-II	0	900	амфотерный полимерный раствор	1.05-1.15	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5 0,1 0,1 0,3 0,1
III	900	2474	Амфотерный сульфатный раствор	1.12-1.20	нет	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 XY-27	5,5 0,3 0,2 0,3 0,1
	2474	2572	соленасыщенный	1.20-1.35		PAC-LV PAC-RL SMP-2 NaCL	0,3 0,1 2 31,13
IV	2572	4025	амфотерный полимерный раствор	1.10-1.14	да	Бентонит Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 PAC-LV PAC-RL ZD-1 EP-1 KCL	5 0,1 0,2 0,3 0,3 0,2 3 2 5
Примечание: Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.							



Таблица 7.3

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

№	Наименование	Тип	Ед. изм-я	Норма расхода		
				Под кондуктор	Под тех. колонну	Под экс. колонну
1	2	3	4	5	6	7
1	Структурообразователь	Бентонит	кг/м ³	50	55	50
2	Регулятор pH	NaOH	кг/м ³	1,0	3,0	2,0
3	Контроль жесткости	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	1,0	2,0	1,0
4	Флокулянт	FA-367	кг/м ³	3,0	3,0	3,0
5	Разжижитель	XY-27	кг/м ³	1,0	1,0	-
6	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-LV	кг/м ³	-	3,0	3,0
7	Регулятор реологии, понижитель фильтрации	PAC-RL	кг/м ³	-	1,0	2,0
8	Стабилизатор	SMP-2	кг/м ³	-	20,0	20,0
9	Кольматант	EP-1	кг/м ³			20,0
10	Барит	BaSO ₄	кг/м ³	По необходимости		
11	Кольматант	ZD	кг/м ³	-		30,0
12	Минерализатор	NaCl	кг/м ³	-	311,3	-
13	Ингибитор	KCl	кг/м ³	-	-	50,0
Дополнительная обработка бурового раствора реагентом нейтрализатором						
14	Нейтрализатор сероводорода	MnO ₂ – 0.1% или KO-101 – 10%,	кг/м ³	По необходимости		

Таблица 7.4

Потребность барита для утяжеления бурового раствора

Интервал бурения, м	Плотность бурового раствора, гс/см ³		расхода барита, кг/м	Потребность барита, т
	в начале интервала	в конце интервала		
1	2	3	4	5
Бурение 0-900 м	1.05	1.15	-	-
Бурение 900-2474м	1.12	1.20	-	-
ин-л 2474-2572м	1.20	1.35	соленасыщенный	по необходимости
Бурение 2572-4025м	1.10	1.14	-	-
Резервный				50
Примечание: Плотность и параметры бурового раствора будут уточняться и корректироваться по фактическим данным бурения скважины.				



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	342
3	Промежуточная	Кальцинированная сода	2.5	5	488
4	Эксплуатационная	Кальцинированная сода	2.5	5	322

Таблица 7.6

Потребность компонентов для обработки бурового раствора при спуске обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Название компонентов для обработки раствора	Плотность компонент, г\см ³	Норма расхода на обработку 1м ³ рас-ра, кг\м ³	Количество, тн
1	2	3	4	5	6
1	Направление	Графит ГС-1	2.2	5	0,06
2	Кондуктор	Графит ГС-1	2.2	5	0,9
		Крахмал	-	10	1,8
		КМЦ-500	1.7	5	0,9
3	Промежуточная	Нефть	0.86	50	11,7
		КМЦ-500	1.7	2	0,5
4	Эксплуатационная	Нефть	0.86	60	10,4
		Графит ГС-1	2.2	5	0,9

* Допускается применение других хим.реагентов аналогичного свойства .



Таблица 7.7

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Коли честв о, 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					
1. Дегазатор	LCN-355	1	2572	4025	
2. Газосепаратор	YQF-8000/1.5., NQF-1200/1.0	1	2572	4025	
Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.					



8. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Таблица 8.1

Способы, режимы бурения ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал ,м		Вид технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения			
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин	подача насосов, л/с	Давление на стояке, кгс/см ²
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	Бурение	III-660 PC1	роторный	с навеса до 4	80	55-60	110
20	900	Бурение,	III-444,5 HJ-437	роторный	4-10	100-110	45-55	50-90
900	2572	Бурение проработка	III-311,2 HJT-517G	роторно-винтовой	3-8	ВЗД+50-70	38-50	120-160
2572	4025	Бурение	III-215,9 HJ-537	роторно-винтовой	4-6	ВЗД+70	30-32	110-150

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



Потребное количество элементов КНБК

Таблица 8.2

Номер колонны в порядке спуска	Типоразмер, шифр элементов	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Потребное количество на интервал, шт (для УБТ- метры)
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	III-660 PC1 УБТ Ø 228,6м ТФ 444.5 мм	Бурение	0	20	1
		Бурение		18	18
2	III-444.5мм HJ437 III-444.5мм HJ437 УБТ Ø 228,6мм КЛС Ø 444.5 мм УБТ Ø 228,6 мм УБТ Ø 203мм УБТ Ø 177,8мм ТФ-311.2мм	Разбуривание обратного клапана и башмака	15	20	1
		Бурение	20	900	1
		Бурение	20	900	1
		Бурение			18
		Бурение			9
		Бурение			54
		Бурение			81
		Разбуривание обратного клапана и башмака	880	900	1
		Бурение	900	2572	3-4
		Проработка	900	2572	1
3	III-311.2 мм HJ-517G III-311.2мм HJ-517G ВЗД Ø 203 мм УБТ Ø203 мм КЛС Ø 308 мм УБТ Ø 203 мм УБТ Ø 177,8 мм	Бурение			18
		Бурение			9
		Бурение			54
		Бурение			
		Бурение			
		Бурение			
		Бурение			



продолжение таблицы 8.2					
1	2	3	4	5	6
4	ТФ-215.9мм	Разбуривание обратного клапана			
	и башмака		2552	2572	1
	III-215.9 мм HJ-537	Бурение	2572	4025	4-5
	ВЗД Ø172 мм	Бурение			
	КЛС Ø212 мм	Бурение			
	MWD Ø168 мм	Бурение			
	УБТн/м Ø158.7 мм	Бурение			9
	УБТ Ø158,7 мм	Бурение			54
	ТБТ Ø127мм	Бурение			270

Таблица 8.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
0	900	Бурение,	5 x 6
900	4025	спуск обсадных колонн	5 x 6



Таблица 8.4

Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработка	0	20	20	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2	0,06	5,5		
Бурение, проработка	20	900	900	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	738	23,6	56,6	5,1	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	880	900												
Бурение, проработ.	900	2572	2572	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	2491	79,7	94,5	2,8	> 1,5
Разбурив. цемента и башмака	2552	2572												
Бурение, проработ.	4005	4025	4025	1	СБТ	127	G-105	9,19	3-133	3692	118,1	159	2,0	> 1,5



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	900	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	65,0	170	207	0.9	60	41,5x0,9	37,0x2
900	2572	Бурение, проработка, промывка	F-1600	2	65,0	170	207	0.9	50	41,5x0,9	37x2
					52,0	150	268	0.9	55	32,32x0,9	29,0
2572	4025	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 техноло- гической операции	Давление на стояке в кон- це интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке бу- ровой уста- новки
				долоте (насадках)	УБТ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	20	бурение	110	90,0	3.6	0,8	0,2	23,2
20	900	бурение	50-80	90,0	7.6	22	0.8	9,1
900	2572	бурение	125-185	130,0	4.5	23	1.7	8,9
2572	4025	бурение	60-135	100,0	3.4	17,0	7.0	26,3



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

Название обсадной колонны	Интервал ,м	Характеристика бурильных труб, УБТ				Длина труб на интервале , м	Масса труб, т	
		Тип (шифр)	Наружный диаметр	Марка материала (группа прочности) Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения (резьба)		Теоретическая	С нормативным запасом
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0-20	УБТ СБТ	229 127	G-105 9,19	NC-61 3-133	18 2	5,1 0,06	5,4 0,07
Итого:							5,2	5,5
Кондуктор	0-900	УБТ УБТ УБТ СБТ	229 203 178 127	G-105 9,19	NC-61 NC-56 NC-50 3-133	18+9 54 81 738	7,8 12 13,2 23,6	8,2 12,6 13,9 24,8
Итого :							56,6	59,5
Промежуточная	0-2572	УБТ УБТ СБТ	203 178 127	G-105 9,19	NC-56 NC-50 3-133	18+9 54 2491	6 8,8 79,7	6,3 9,2 83,7
Итого :							94,5	99,2
Эксплуатационная	0-4025	УБТ ТБТ СБТ	159 127 127	G-105 9,19	NC-46 NC-46 3-133	9+54 270 3692	7,7 33,2 118,1	8,1 34,9 124,0
Итого :							159	167
Для работы в эксплуатационной колонне	0-4025	СБТ	89	G 9,35	3-102	4025	86,5	90,8
Итого:							86,5	90,8



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 промывки 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	централь.	23,5	3	16x15x15	128,1	495
20	500	бурение	0,4	0,03	перифер.	23,6	3	16x13x13	128,1	495
500	900	бурение	0,89	0,045		21,9	3	15x13x13	119,2	456
900	2474	бурение	0,66	0,045		21,9	3	15x13x13	105,4	465
2474	2572	бурение	1,04	0,045		21,9	3	15x13x13	130,4	245
2572	4025	бурение	1,01	0,051		15,6	2	13x11	123,4	213



9. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

Таблица 9.1

Распределение давлений по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер отдельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Распределение избыточных давлений по длине отдельно спускаемой части колонны					
			глубина, м		наружное, кгс/см ²		внутреннее, кгс/см ²	
			от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	0	20	0	1.0	При цементир. 24	17
2	Кондуктор	1	0	900	0	90	129 При опрессовке 129	291
3	Промежуточная колонна	1	2474 0	2572 2474	по горному 247 50	давлению 269 247	320 311 при опрессовке 311	338 320
4	Эксплуатационная	1	0	4025	0	296	320 при опрессовке 320	396



Таблица 9.2

Рекомендуемые типоразмеры электросварных /обсадных труб

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

Примечание: Включение в компоновку проектируемых электросварных /обсадных труб других труб с соответствующими резьбовыми соединениями допускается при отсутствии указанных труб с требуемыми прочностными характеристиками основным требованием к резьбовым соединениям обсадных труб является сохранение герметичности соединения, при высоких уровнях механических нагрузок (растяжение, сжатие, изгиб, кручение). Допускается применение других марок сталей и толщин стенок электросварных /обсадных труб с прочностными характеристиками не ниже расчетных и со стойкостью к СКРН для эксплуатационных колонн, необходимо согласовать с проектной организацией.



Параметры электросварных /обсадных труб

Номер колонны в порядке спуска	Номер равнопрочной секции труб	Интервал установки равнопрочной секции, м	Длина секции, м	Масса секции, т	С нормативным запасом 5%	Характеристика электросварных /обсадных труб			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	4,2	4,2	508			9,0	3,5	42,0
2	1	0-900	900	82	86,1	339,7	BC	J-55*10,92	1,6	1,6	5,4
3	1	2474-2572	98	6,8	7,1	244,5	BC	110Т*11,99	2,2	1,9	125
	2	0-2474	2474	160,3	168,3	244,5	BC	L-80*11,05	1,6	1,3	3,9
		Итого:	2572	167,2	175,5						
4	1	0-4025	4025	167,8	176,2	168,3	-	90SS*10,59	2,1	2,1	3,7

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 электросварных /обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр, инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины одинаковой допустимой скоростью спуска труб,м	Допустимая скорость спуска труб,м/с	Периодичность долива колонны,м	Промежуточные промывки		
Номер в порядке	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска		Шифр или название	ГОСТ,ОСТ,ТУ на изготовление				Глубина,м	Продолжительность	Расход, л/с
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Направление	1	Элеватор	По рекомендации фирм поставщиков	5А2-АНИ (для импортных труб	0-30	0,6	20	20	1цикл	50
2	Кондуктор	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-900	0,6	250	900	1цикл	50
3	Промежуточная	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-2572	0,6	250	800 2572	1цикл 1цикл	30 30
4	Эксплуатационная	1	Спайдер/элеватор	тоже	тоже	0-2572 2572-4025	1 0,6	250	2000 4025	1цикл 1цикл	20 20
Контроль заполнения скважины при подъеме инструмента осуществляется с помощью гидродинамических методов, включая замеры давления и температуры, и дифференциальных методов, которые позволяют определить наличие перелива или недостаточного заполнения.											
Контроль вытесненного из скважины раствора при спуске инструмента осуществляется путем мониторинга вязкости, анализа отобранных проб на наличие газа и температуры.											
Примечание : При спуске обсадных труб руководствоваться рекомендациями фирм -поставщиков											



Таблица 9.5

Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение эксплуатационной колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, г/см ³		Давление на устье скважины при опрессовке, кгс/см ²		Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу вверх)
				Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	Раздельно спускаемой части	Цементного кольца	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	1	-	-	-	-	-	-
2	Кондуктор	1	-	1,15	1,15	129	10	1
3	Промежуточная	1	-	1,00	1,00	311	60	1.2.3.
4	Эксплуатационная	1	72	1,00	-	320	-	1

Таблица 9.6

Цементирования электросварных труб и обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования, м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м	Высота цементного стакана	Название порции тампонажного раствора	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Направление	Прямой	1	0-20	5	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	- 0 15 0	- 20 20 15
2	Кондуктор	Прямой	1	0-900	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 0 840 0	- 900 880 840
3	Промежуточная	Прямой	1	0-2572	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 700 2512 0	- 2572 2552 2512
4	Эксплуатационная	Прямой	1	0-4025	20	Буферная тампонажная буферная продавочная	- 2372 3965 0	- 4025 4005 3965
Примечание : Допускается двухступенчатый способ цементирования для получения более высокой степени уплотнения кольца и надёжности сооружения цементного кольца.								



Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке	Название колонны	Номер части колонны в	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции ,м³	Плотность ,г/см³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига,мгс/см²	Время начала схватывания,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	113,4	1.85	15	30	150	15
				Буферная	2	1.0	Не регламентируется		-	-
				Продавочная	71,9	1.15	-	-	-	-
3	Промежуточная	1	1	Буферная	4	1,7	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	125,2	1.86	-	-	210	24
				Буферная	2	1.7	-	-	-	-
				Продавочная	100,7	1.30	-	-	-	-
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется		-	-
				Тампонажная	48,1	1,89	-	-	240	24
				Буферная	2	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	70,0	1,12	-	-	-	-
Примечание : Тампонажные смеси должны обладать стойкостью к воздействию сероводорода и в полном объёме соответствовать геолого-техническим условиям, предъявляемым к цементированию обсадных колонн. Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



Таблица 9.8

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

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу- вверх)	Тип или название жидкости для цементирования	Название компонента	Плотность , г/см ³
1	2	3	4	5	6	7
1	Направление	1	1	Буферная Тампонажная Буферная	Вода ПЦТ-Марка- G Вода CaCl ₂	1,0 3,15 1,0 2,5
2	Кондуктор	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G CaCl ₂	1,0 1,15 1,0 3,15 2,5
3	Промежуточная	1	1	Буферная Продавочная Буферная Тампонажная	Вода Буровой раствор Вода ПЦТ-Марка- G NaCl ₂	1,0 1,35 1,0 3,15 -
4	Эксплуатационная	1	1	Буферная Продавочная Тампонажная Буферная	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, цементировочной техники
для цементирования обсадных колонн**

№ № п/п	Наименование	Колонна			
		Направление Ø508 мм	Кондуктор Ø339,7мм	Техническая Ø244,5мм	Эксплуатационная Ø168,3мм
1	2	3	4	5	6
1	ПТЦ марки Г, т	12	153,5	169,4	65,1
2	Количество ЦСМ, шт	1	2	2	2
3	Осреднительных ёмкостей, шт	-	1	1	1
4	Станций контроля СКЦ-2М	1	1	1	1
5	Блоков манифольда	1	1	1	1

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



Оборудование устья скважины
Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, кгс/ см ²		Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ОСТ, ТУ, МУ и т.д. на изготовле- ние	Коли- чест- во, шт	Допус- тимое рабочее давлени екгс/см ²	Метод их испытания и монтажа
Номер в по- рядке спуска	Название		после уста- новки	перед вскры- тием напор- ного гори- зонта					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Промежуточная	№8 с дублирую- щие задвижки с гидроприводом на обеих линиях манифольда. Рассчитана на высокое давление, содержание углекислоты, сероводорода в рабочей среде.	311	311	FN35x35 2FZ 35x35		к-т	350	Монтаж и эксплуатация ПВО осуществляется согласно инструкций по монтажу и эксплуатаций ГНПВ. После монтажа ПВО на устье производится опрессовка согласно плана работ. Выкидные линий опрессовываются давлением 100кгс/см ²
2	Эксплуатационная Колонная головка		320	320	ОКК2-35- x168x245x340 K2			350	
	Фонтанная арматура		320	320	АФК6- 80/65x35K2		к-т	350	

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



10. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

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

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

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

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

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

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

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



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

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

Вскрытие объекта производится в основном роторным способом.

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

Основные этапы работ по освоению скважины:

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

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

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

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

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

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



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	3557-4025
3	Мощность объекта, м	Согласно ГИС
4	Способ вскрытия и тип перфоратора	Перфорация, ZPK114-AT-M-04T
5	Количество отверстий на 1 погонный метр	16
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, м	Масса секции (теоретическая), тн	Коэффициент запаса прочности на избыточное давление	
			Номинальный наружный диаметр, мм	Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Теоретическая масса, т/м				Наружное	Внутреннее
1	2	3	4	6	7	8		9	10	11	12
1	2	0 - 600	88,9	90SS	6,45	13,2	Цемент, колонна	600	8	>1,15	>1,3
	1	600 - 4025	73	90SS	7,01	11,4		3425	39,0	>1,15	>1,3

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



Продолжительность работы агрегатов при освоении скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Количество вызовов	Источник норм времени	Продолжительность работы, сут
1	2	3	4	5
1	Подготовительные работы перед освоением		Сборник сметных норм времени на освоение, ВНИИОЭНГ 1985г.	2,1
	Первичная перфорация ЦА-700	1		2,8
	Вызов притока ЦА-700	1		2,6
	Шаблонирование колонны ЦА-700	1		1,1
	Задавка скважины ЦА-700	1		1,3
	Итого:			10
	Дежурство цементирующей техники			
	-первичная перфорация ЦА-700	1		2,8
	Работа спец.техники при СКО 2 раза	1		5,6
	ЦА-700	1		5,6



Таблица 10.4

Потребное количество материалов для освоения скважины в эксплуатационной колонне

Номер объекта	Название или шифр	Единица измерения	Потребное количество
1	2	3	4
1	Хлористый кальций	т	11,7
2	Ингибитор MnO_2 или КО-101	т	0.1
3	Нефть	т	100
4	Соляная кислота ингибированная, марка А, 24-27% концентрации	т	24 x 2=48
Примечание : 1. При освоении скважины на продуктивность проектируется применять раствор хлористого кальция. Расход раствора: $0.785 \times 0.0147 \text{ кв. м} \times 4025 + 30 = 76,4 \text{ м}^2$ Расход хлористого кальция: $76,4 \times 0.153 = 11,7 \text{ т}$ При согласовании с геологической отделом АО «СНПС-Актобемунайгаз» при освоении скважины на продуктивность допускается применять и другие растворы, в частности буровой раствор, оставшиеся после бурения под эксплуатационную колонну и запасной буровой раствор. 2. Для СКО предусматривается применять нефть. Расход нефти для двух СКО $50 \times 2 = 100 \text{ т}$ 3. Для защиты оборудования от сероводородной агрессии применяется нейтрализатор сероводорода- двуокись марганца 0.1% или КО-101–10%, а также другие, имеющиеся у заказчика и подрядчика. Расход ингибитора и нефти принято соответственно 0.1т и 100т. Тара: мешки- для ингибитора Автоцистерны – для нефти			



11. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

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

Таблица 11.1

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

Название обсадной колонны	№ п\п	Тип контролируемых бурильных труб и УБТ	Периодичность дефектоскопии сут		Вид операции дефектоскопии
			Участка трубных резьб	Зона сварного шва труб	
1	2	3	4	5	6
Техническая	1	Бурильных, ведущих, НКТ, СБТ и элементов	60 или каждые 2000м проходки*	60 или каждые 2000м проходки*	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования
Эксплуатационная	2	трубных колонн	30	45	
Примечание : * в зависимости от того что наступит раньше					

Таблица 11.2

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины, м	Используемая для операции техника		Максимальная давления, кгс/см ²
			тип (шифр)	кол-во, шт	
1	2	3	4	5	6
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов	0	ЦА-700М	1	300
Кондуктор	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	900	ЦА-700М	1 1	129 10
Промежуточная	Обсадная колонна Башмак Цем. кольцо	2572	ЦА-700М	1 1	311 60
Эксплуатационная	Обсадная колонна Устьевое оборудование Бур.трубы	4025	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	импортный



16	канатов. 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

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



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	Методы и средства контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны 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-172Т-К2-8 канал	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у выбросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ППБ НГО 30.12.2014г. №355)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2	
3	Проветривания Вентиляторы	-	Роторная площадка-1шт; под роторная площадка-2шт; ЦС возле выбросита-1шт;



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 превентера.

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

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

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

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

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

Для использования в практической деятельности, а также для обучения буровых бригад и ИТР методам предупреждения и ликвидации ГНВП и открытых фонтанов необходимо применять «Методику глушения скважин при газонефтепроявлении», Закон РК о гражданской защите от 11.04.2014 г. №188-V.



13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений Общие мероприятия по предупреждению ГНВП

1. Персонал буровой установки обучается методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважин и ее глушению, правилам эксплуатации ПВО, использования СИЗ, оказанию доврачебной помощи.

2. Перед вскрытием и в процессе бурения продуктивного пласта на буровой имеется:

1) запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;

2) два шаровых крана (один под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);

4 В процессе бурения ведется тщательный контроль за обнаружением признаков ГНВП.

5. При обнаружении прямых признаков ГНВП немедленно приступить к герметизации устья скважины.

6. При обнаружении поглощения прекратить углубление скважины и остановить буровой насос.

7. Проследить за положением уровня в скважине и долить скважину до уровня устья.

8. При отсутствии уровня на устье, подъем бурильной колонны не допускается.

9. В процессе проведения СПО постоянно контролировать соответствие объемов доливаемого (вытесняемого) бурового раствора объему поднимаемых (спускаемых) бурильных труб.

10. После долива необходимо убедиться, что уровень на устье и скважина не переливает.

11. При наличии перелива определить его характер и немедленно загерметизировать скважину. Дальнейшие работы проводить по ПОР.

12. При бурении продуктивного пласта продолжительность технологических остановок сводится к минимуму.

13. При продолжительных ремонтных работах (более 5 суток) принять меры по предупреждению ГНВП.

14. При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП».

15. При необходимости продолжительного ремонта устья и невозможности промывки скважины необходимо устанавливать аварийный цементный мост.

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

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор)



отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ, а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

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

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

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.



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

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

2) в этом случае бурильщик с помощниками разгружают обсадную колонну, 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.

9. 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 13.1



Таблица 13.1.

№№ п/п	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
1	2	3
1	При бурении скважин	
1.1	В процессе бурения или промывки скважины	
1.1.1	при наличии обратного или шарового крана под квадратом;	4
1.1.2	при отсутствии обратного клапана или шарового крана под квадратом	14
1.2	При проведении СПО	
1.2.1	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	12
1.2.2	при наличии комбинированного инструмента (аварийная труба с шаровым краном находится на мостках)	15
1.3	При отсутствии инструмента в скважине	
1.3.1	на устье универсальный превентор или превентор с глухими плашками	4
1.3.2	спуск одной свечи с наворотом шарового крана	17
1.3.3	спуск аварийной трубы с шаровым краном	15
1.4	При спуске обсадной колонны	
1.4.1	плашки в превенторе установлены под размер обсадной колонны	16
1.4.2	плашки в превенторе установлены под диаметр бурильной колонны	18
2	При ремонте скважин	
2.1	В процессе проведения СПО при установленном превенторе	
2.1.1	плашки в превенторе установлены под диаметр применяемых труб	9
2.1.2	плашки в превенторе не соответствуют применяемым трубам (аварийная труба с переводником и шаровым краном находится на мостках)	12
2.1.3	При проведении СПО с помощью механизма АПР	22
2.1.4	При проведении СПО без механизма АПР	15
2.1.5	При проведении СПО с ЭЦН	16
2.1.6	При полностью извлеченной колонне	15

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



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 Актыбинской области, АО «СНПС-Актобемунайгаз», октябрь, 2022; Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способом РД-08-44-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении бурового раствора РД-08-43-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину колонны обсадных труб РД-08-46-94; Отраслевая инструкция по безопасности труда при эксплуатации буровых насосов и их обвязок РД-08-01-94; Сборник типовых инструкций по безопасному ведению работ для рабочих буровых бригад РД-08-22-94;



	Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования; Отраслевая инструкция по технике безопасности при исследованиях скважин и пла-стов РД-08-41-94; Сборник типовых инструкций по технике безопасности по видам работ при глубоком бурении и креплении скважин; Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно-монтажных работах в бурении; Инструкция по предупреждению газонефтепроявлениоткрытых 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.



Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты от шума и одеждой, спец. обувью, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности рабочих мест
2	Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности», 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 12.3.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м ³ (по бензолу) см. таблицу 12.3.
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 12.4.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011 которые представлены в таблице 12.5.
6	Необходимо предусмотреть следующие виды освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение должно быть предусмотрено во всех помещениях и на неосвещенных территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения. Аварийное освещение для продолжения работ должно быть предусмотрено для рабочих поверхностей.



Таблица 13.3

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	Кожух (импортный)	Вертлюжки-разрядники шинно-пневматических муфт пневмо-системы
2	Виброизолирующая площадка (резиновые коврики)	У пульта бурильщика
3	Глушитель шума (используются специальные наушники)	Выхлопной патрубок пневматического бурового ключа

Таблица 13.5

Нормы электрической освещенности

№№ пп	Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность при общем освещении лампами накаливания, люкс
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. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов

Таблица 14.1.

№ п\п	Сокращения,виды,шифры	Номера таблиц	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	KB	4.16	Кавернометрия
2	ПР	4.16	Промежуточный каротаж
3	ГК	4.16	Гамма каротаж
4	НГК	4.16	Нейтронный гамма каротаж
5	ПС	4.16	Каротаж методом собственной поляризации
6	АК	4.16	Акустический каротаж
7	ГППК	4.16	Гамма гамма плотностной каротаж
8	КНК	4.16	Компенсированный нейтронный каротаж
9	АКЦ	4.16	Акустический контроль цементажа
10	ГТИ	4.16	Геолого-технологическое исследование
11	MDT	4.16	Модульный динамический испытатель пластов
12	ХОС	4.12.	Хлорорганические соединения
13	УБТ	8.7	Трубы бурильные утяжеленные
14	СБТ	8.7	Трубы бурильные импортные 5АХ АНИ
15	ВС	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
16	-	9.2	Тип резьбы высокогерметичные
17	ПЦТ-1-100	9.10	Портландцемент тампонажный
18	ПЦТ-марки G	9.10	Портландцемент тампонажный используется до температуры 100°C
19	2FZ 35x35	9.11	Превентор плащечный гидравлический
20	FN35x35	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 м³	Водопотребление, м³
				от 1 скважины
Вода для технических нужд				
1	Вода для приготовления и обработки раствора	Привозная	80-100	576,82
2	Вода при креплении скважины (цементаж)	Привозная	-	573,0
3	Запас бурового раствора при осложнении	Привозная	-	136,80
Итого				1286,62
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		
Водоснабжения и наружные сети и сооружения 6,75x1,3x145=1272,38м³/год		1272,38		



2. ПОТРЕБНОСТЬ В МАТЕРИАЛАХ

Таблица 2.1

Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для двигателей буровой установки					Потребность жидкого топлива для котельной установки, кг/час	База снабжения ГСМ	
всего	в том числе					наименование	расстояние до буровой, км
	Топлива , м³/сут		Масла кг/сут	Смазки кг/сут			
	Летний период	Зимний период					
1	2	3	4	5	6	7	8
	5,0	5,5	50	20	75	вахт. пос. Жанажол	22,5
По установленным нормам расхода на установку.							



Таблица 2.2

Ведомость потребности в материалах и оборудовании

№ № п/п	Наименование материалов	Единица измере- ния	Всего на скважину	В том числе по этапам строительства				
				подготови тельные работы к строи- тельству	СМР	бурение и крепление	освоение	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Бентонит	кг/м ³	155			155		
2	Na ₂ CO ₃	кг/м ³	4,0			4,0		
3	NaOH	кг/м ³	6,0			6,0		
4	FA 367	кг/м ³	9,0			9,0		
5	XY-27	кг/м ³	2,0			2,0		
6	EP	кг/м ³	20,0			20,0		
7	SMP-2	кг/м ³	40,0			40,0		
8	PAC-LV	кг/м ³	6,0			6,0		
9	PAC-RL	кг/м ³	3,0			3,0		
10	ZD	кг/м ³	30,0			30,0		
11	NaCL	кг/м ³	311,3			311,3		
12	KCL	кг/м ³	50,0			50,0		
13	Барит	кг/м ³	по необх.			по необх.		
14	III 660 PC1	шт	1			1		
15	III 444.5 мм HJ437	шт	2			2		
16	III 311,2мм HJ-517G	шт	3-4			3-4		
17	III 215.9мм HJ-537	шт	4-5			4-5		
18	СБТ 127 x 9.19 G-105	м	3564			3564		
19	-508-	т	4,2			4,3		
20	J55-339.7 x 10.92	т	82			82		
21	110T-244,5x11.99мм	т	6,8			9,9		
22	L-80-244,5x11.05мм	т	160,3			160,3		
23	90SS-168,3x10,59мм	т	167,8			167,8		



Групповой технический проект на строительство наклонно-направленных скважин 5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 месторождения Жанажол

24	СБТ 89 х 9.35	т	86,5					86,5
25	88,9 х 6.45 SM90SS	т	8					8
26	73 х 7,01 SM90SS	т	39,0					39,0
27	ПЦТ-марки G	т	400			400		
28	Башмак БК-508	шт	1			1		
29	Башмак БК-340	шт	1			1		
30	Обратный клапан ЦКОД -340	шт	1			1		
31	Центратор ЦЦ-340/394	шт	25			25		
32	Башмак БК-245	шт	1			1		
33	Обратный клапан ЦКОД-245	шт	1			1		
34	Центраторы ЦЦ-245/295	шт	70			70		
35	Центраторы ЦЦ-168/216	шт	61			61		
36	Центраторы роликовые 168	шт	52			52		
37	Башмак БК-168	шт	1			1		
38	Обратный клапан ЦКОД-168	шт	1			1		
39	Набухающий пакер 168,3	шт	1-2			1-2		
40	Гидравлический пакер 168,3	шт	по необх			по необх		



3. СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 3.1

Маршрут транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятия		Номер пункта	Характеристика маршрута			
Наименование организации пробы, карьеры	Пункт		Общая протяженность, км	Вид транспорта (наземный, морской)	Наземные пути	
					Тип дороги	Вид транспортного средства
1	2	3	4	5	6	7
Актобе	Вахтовый поселок	1	244	Наземный	Асфальтированная грунтовая	Автомобиль
Актобе	Новый вахтовый поселок	2	299,7	То же	То же	То же
Актобе	Кенкияк КНГДУ	3	203,1	То же	То же	То же
Актобе	Новая база УПТОиК	4	248,7	То же	То же	То же
Актобе	ЦДНГ-3 ОНГДУ	5	311,8	То же	То же	То же
Щебзавод	Вахтовый поселок	6	1,3	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	База «Актобе мунай сервис»	7	6,1	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	Кенкияк КНГДУ	8	45,6	То же	То же	То же
Новая база УПТОиК	ЦДНГ-3 ОНГДУ	9	65,0	То же	То же	То же



Приложения



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

Таблица 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, 1991 г., 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, 1987 г.
27. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. Куйбышев, ВНИИТнефть, 1989 г.
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", 1997 г.
30. Карабалин У.С., М.А. Танкибаев. Технология проводки подсолевых скважин в прикаспийской впадине. Москва "Недра" 1989 г., 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", 1986 г.
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.



Авторский надзор и анализ строительства скважины 5171, 5156, 5157, 5173, 5312, 5315 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.



Исходные данные



СОДЕРЖАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОЕКТА

	стр.
Паспорт.....	5
Реферат.....	6
Раздел 1. Общая пояснительная записка.....	9
1. Сводные технико-экономические данные.....	10
2. Основание для проектирования.....	12
3. Общие сведения.....	13
4. Геологическая характеристика	15
5. Конструкция скважины.....	43
6. Профиль ствола скважины.....	48
6.1 Проект профиля.....	48
6.2 Технические средства и специальные технологические требования.....	61
6.2.1 Участок вертикальный и наклонно-направленный.....	61
6.2.2 Участок набора кривизны.....	61
6.2.3 Участок наклонно прямолинейный.....	61
6.2.4 Технические требования применения бескабельной телесистемы MWD.....	62
6.2.5 Другие технические требования.....	62
7. Буровые растворы.....	63
7.1 Общие положения.....	63
8. Углубление скважины.....	73
9. Крепление скважины	81
10. Освоение скважины.....	90
11. Дефектоскопия и опрессовка.....	95
12. Механиз. и автоматиз. технологических процессов контроля и диспетчеризация.....	96
13. Техника безопасности, промышленная санитария и противопожарная техника.....	100
13.1 Мероприятия по предупреждению проявлений.....	101
14. Сокращения, типы, шифры, условные код – технических средств, инструмента и хим.реагентов.....	112
Раздел II. Организация строительства	113
1.1. Сведения о водоснабжении.....	114
2. Потребность в материалах.....	115
2.1. Потребность в ГСМ.....	115
2.2. Ведомость потребности в материалах, оборудовании.....	116
3.1. Схема транспортировки грузов и вахт	118
Список литературы.....	
Приложение	
Авторский надзор	
Исходные данные	

