

**АО «СНПС -Актобемунайгаз»
НИИ по разработке нефтяных и газовых месторождений**

**Проект
реконструкции скважины 3610 месторождения Жанажол
на бурение бокового ствола**

Актобе 2026

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



Утверждаю:

Первый заместитель
генерального директора
АО «СНПС - Ақтобемұнайгаз»

 Есенгулов Т.С.
2026г

Проект
реконструкции скважины 3610 месторождения Жанажол
на бурение бокового ствола

Ақтобе

2026

Состав исполнителей

Директор НИИ Чжан Сяньцунь Чжан Сяньцунь
«___» _____ 2026г.

Первый зам. директора НИИ Б.С. Табилов Б.С. Табилов

Зам. директора НИИ Г.С. Нургалиева Г.С. Нургалиева

И.о. начальника ОТБид С.А. Оспанов С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид Г.С. Сугурбаева Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер
второго отдела разработки А.Т. Бисенова А.Т. Бисенова

Ведущий инженер ОТБид Г.А. Самен Г.А. Самен

Инженер ОТБид М.А. Каплиева М.А. Каплиева

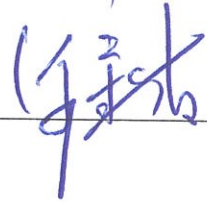
Согласовано:

Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Чай Хуэй

«__» ____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Хэ Цзиньбо

«__» ____ 2026г.

Директор департамента разработки
АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Го Хунмин

«__» ____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»

 Ван Хайтао

«03» 04 2026г.

Реферат

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 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 разработки месторождение Жанажол разрабатывается по третьему варианту разработки.

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

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

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

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

В данном рабочем проекте планируется реконструкция скважины 3610 на пачку Гв_сев (ГЗ) в западной части северного свода.

Продуктивная пачка “Г” стратиграфически приурочена к нижнему подъярису московского яруса. Пачка в свою очередь делится на два пласта “Гв” и “Гн” приуроченных соответственно к отложениям каширского и верейского горизонтов. По строению пачка представляет собой брахиантиклинальное поднятие, осложненное тектоническими нарушениями. Здесь аккумулярована нефтегазовая залежь, пластово-сводовая, тектонически-экранированная. При этом газонасыщенные толщины выявлены только в пределах северного купола.



1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения 46-18 от 09.01.2012 г. АО «СНПС- Актобемунайгаз» и согласно индивидуальному техническому проекту №350 была пробурена скважина 3610 в северной части северного купола месторождения Жанажол находится на расстоянии 531м от скважины 3608 на юго-запад и от скважины 3562 на расстоянии 267м на северо-запад. Планируется реконструкция данной скважины.

Фактическая глубина – 3967м

Фактический горизонт – Башкирский ярус.

Скважина начата бурением 11.03.2012г.

Скважина закончена бурением 06.06.2012г.

Фактическая конструкция скважины:

508мм направление 32,82 м, забетонировано до устья

339,7мм кондуктор – 1199,82м, контакт цемента с глубины 58,8 м по АКЦ

247,65 x 244,5мм тех.колонна – 2529,39м, контакт цемента с глубины 484,6 м по АКЦ

168,3 мм экс.колонна – 3967м, контакт цемента с колонной с глубины 1720,7м по АКЦ.

Основание для проектирования

Таблица 1.1

Список документов, которые являются основанием для проектирования бокового ствола

№ п\п	Название документа (проект геолого-разведочных работ, технологические схемы разработки площадей, задание на проектирование), номер, дата, должность, фамилия, утвердившего документ.
1	2
1	«О разработке ПСД» - распоряжения №4БК-230 от 30.03.2026г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование проекта реконструкции скважины 3610 на бурение бокового ствола месторождения Жанажол, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».



Таблица 1.2

Основные проектные данные по реконструкции скважины

Наименование	Значение
1	2
1. Номер скважины, по данному проекту на реконструкцию	3610
2. Площадь (месторождение)	Жанажол
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Категория скважины	эксплуатационная
5. Проектный горизонт	КТ- II (Гв_сев Г2+Г3)
6. Проектная глубина, м.	4048
по вертикали	3823,7
7. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная)	наклонно-направленная
8. Тип профиля	J-образная
9. Глубина по вертикали кровли толщи КТ-I, м	3672
10. Способ бурения	роторно-винтовой
11. Вид привода	ДВС
12. Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
13. Тип буровой установки	XJ-550, XJ-750, ZJ-45, ZJ-50
	из наличия
14. Тип вышки	JJ135/34, JJ170/38, JJ 315/145
15. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
16. Общее смещение (отклонение от вертикали), м	471,78
17. Необходимо замерять азимут и угол искривления ствола:	
- в вертикальной части, м :	каждые 100
- в наклонной части, м :	каждые 50
18. Азимут бурения, град	63,10°
19.Максимальный зенитный угол, град	59,74°
20.Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	4,5°
21. Продолжительность цикла строительства за исключением освоения, сут.	90
Подготовительные и земляные работы	25
Монтаж, демонтаж	20
Бурение и крепление	45
22. Проектная скорость бурения, м/ст. мес	492
Примечание: Допускается применение электрического силового привода	



Таблица 1.3

**Общие сведения о фактической конструкции скважины
и проектные данные бокового ствола**

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
Направление	508	0	32,82	0	32,82
Кондуктор	339,7	0	1199,82	0	1199,82
Промежуточная	244,5	0	2529,39	0	2529,39
Эксплуатационная	168,3	0	3967	0	3967
Боковой наклонно- направленный ствол	139,7 (открытый ствол)	3307,6	3823,7	3310	4048



2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 2.1

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 2.2

Сведения о площадке

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 2.3

**Размеры отводимых во временное пользование
земельных участков**

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая установка XJ-550, XJ-750, ZJ-45, ZJ-50 с буровой вышкой JJ135/34, JJ170/38, JJ 315/145	2,1	СН-459-74

Таблица 2.4

**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	договорная	-	автоцистерны
- для дизелей и котлов (ПКН-2С)	договорная	-	автоцистерны
- питьевая вода	договорная	-	бутилированная
Электроснабжение	дизель- электростанция	-	G12V190PZL-3
Связь	радиостанция	непосредстве нно	«kenwood», транковая
Стройматериалы	карьер	-	Авто

Таблица 2.5

Сведения о подъездных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	назва- ние	Расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе - Жанажол	267	нет	-	-
	Жанажол – буровая	7,3			



3. Геологическая часть

3.1 Краткая характеристика

Скважина 3610 н-н пробурена в западной части северного свода месторождения Жанажол на пачку $\Gamma_{\text{сев}}$ в соответствии с Проектом разработки месторождения Жанажол 2011г.

(Рис. 3.1. Выкопировка со структурной карты по кровле КТ-II прилагается).

Фактическая глубина - 3967м.

Фактический горизонт - Башкирский ярус (C_2b).

Скважина начата бурением 11.03.2012г.

Скважина закончена бурением 25.05.2012г.

Фактическая конструкция скважины:

508мм направление 32,82м, забетонировано до устья

339,7мм кондуктор – 1199,82м, зацементировано 58,8м от устья

244,5мм тех. колонна – 2529,39м, зацементировано с гл 484,6м от устья по АКЦ.

168,3 мм экс. колонна – 3967м, контакт цемента с колонной с глубины 1720,7м по АКЦ.

Скважина №3610 наклонно-направленная, глубина по стволу 3967м (tvd 3891,77), отклонение 255,15м по азимуту 266,34 градуса.

Alt.p 271,62м

Стратиграфия:

K – 0 - 431

J – 431-529

T – 529- 851

P₂ – 851-1408

P_{1kg}: Соль-1408-2518

Текущие монтмориллонитовые глины-2237-2244м, 2307-2326м, 2329-2333м, 2342-2346м, 2355-2365м

НСТП-2517-2526м

P_{1s}– P_{1as} - 2526-2830

C_{3g} – 2830-2933

C_{3k} – 2933-3016

C_{2m₂}^{mc+pd} – 3016-3355

C_{2m₂}^{pd} – 3355-3715

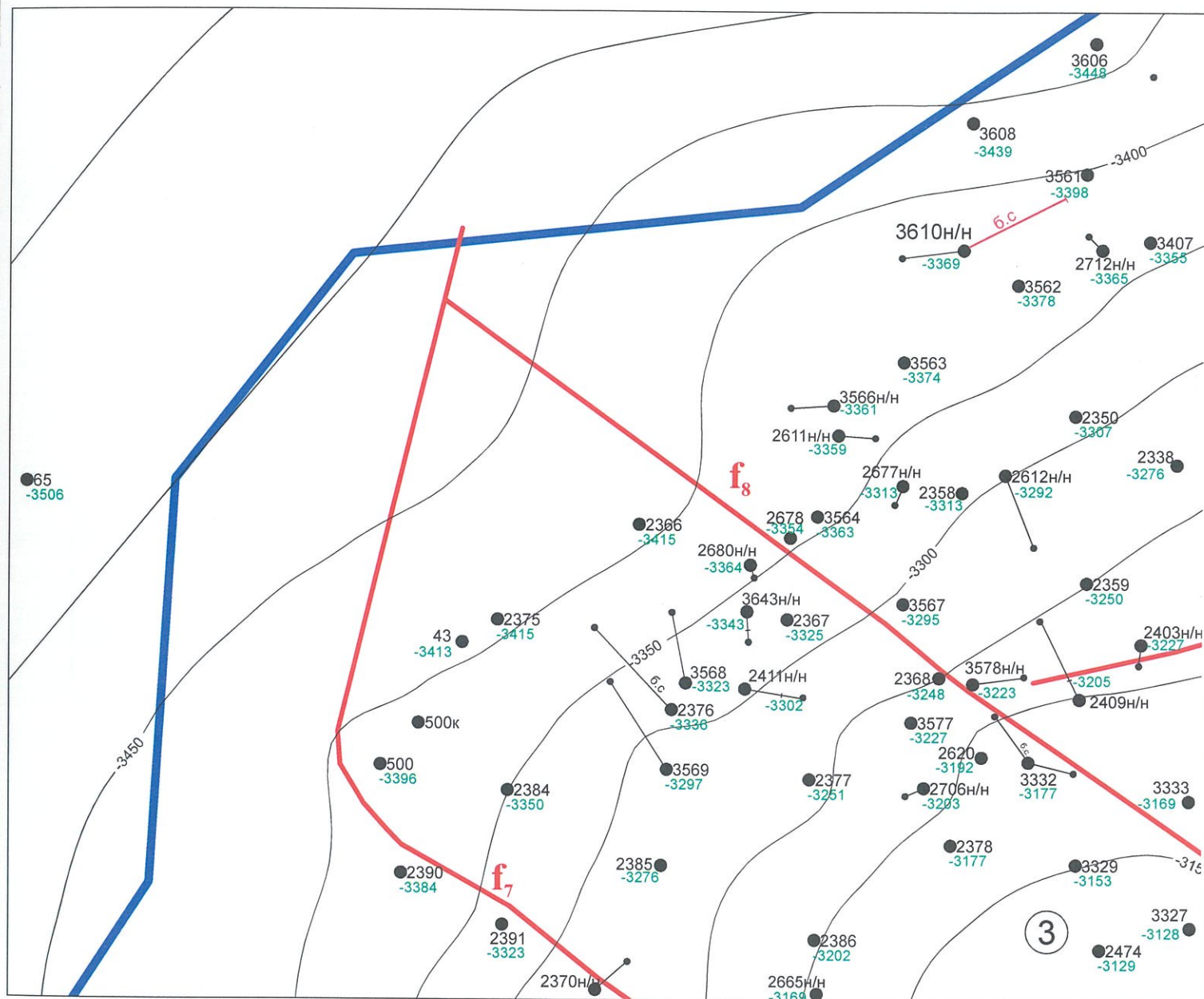
C_{2m₁}^{ks} – 3715-3814

C_{2m₁}^v – 3814-3922

C_{2b} –3922-3967



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



Условные обозначения:

- скважина пробуренная
- — вход в нефтяной пласт
Н-горизонтальная, н/н-наклонно-направленная скважина
- — боковой ствол

- изогипсы по кровле КТ-II
- тектонические нарушения
- 1 — блоки

Рис.3.1. Выкопировка со структурной карты по кровле КТ-I прилагается



По результатам ГИС в скв. 3610 выделены пласты-коллектора в отложениях КТ-II:

Результаты геофизических исследований скв. 3610

Таблица 3.1.

№ п/п	Интервал глубин пластов, м	Объ-ект	Н, м	Интервалы перфорации, м	порис-тость, %.	Неф-тена-сыщен-ие %	Заключе-ние ГИС	Дата перфорации
1	3832-3832,7	ГЗ	0,7	3830-3840	8,2	82,4	продукт	25.06.2012г.
2	3852,8-3853,4	ГЗ	0,6	3843-3849	8,4	73,1	продукт	
3	3888,2-3890,2	ГЗ	2,0	3851-3858	8,7	60,9	продукт	
4	3896,9-3897,9	ГЗ	1,0	3896,5-3901,5	8,5	52,1	продукт	14.12.2012г. сухая
5	3899,4-3901	ГЗ	0,7		10,1	67	продукт	
6	3905-3905,5	ГЗ	0,5		8,9	63,8	продукт	
7	3926,4-3927,7	ГЗ	1,3		7,1	45,5	вода с остаточ. нефтью	
8	3929,6-3933	ГЗ	3,4		8,9	46,3	вода с остаточ. нефтью	
9	3835,5-3936,6	ГЗ	1,1		7,4	45,3	вода с остаточ. нефтью	
10	3941,6-3943,8	ГЗ	2,2		8,7	50,7	вода с остаточ. нефтью	

Скважина 3610 была введена в эксплуатацию в 2012г на пачку Гв_сев. Провели перфорацию в 2012г, скважина сухая.

После проведения СКО скважину перевели в периодический фонд, затем в нагнетательный под закачку воды для ППД.



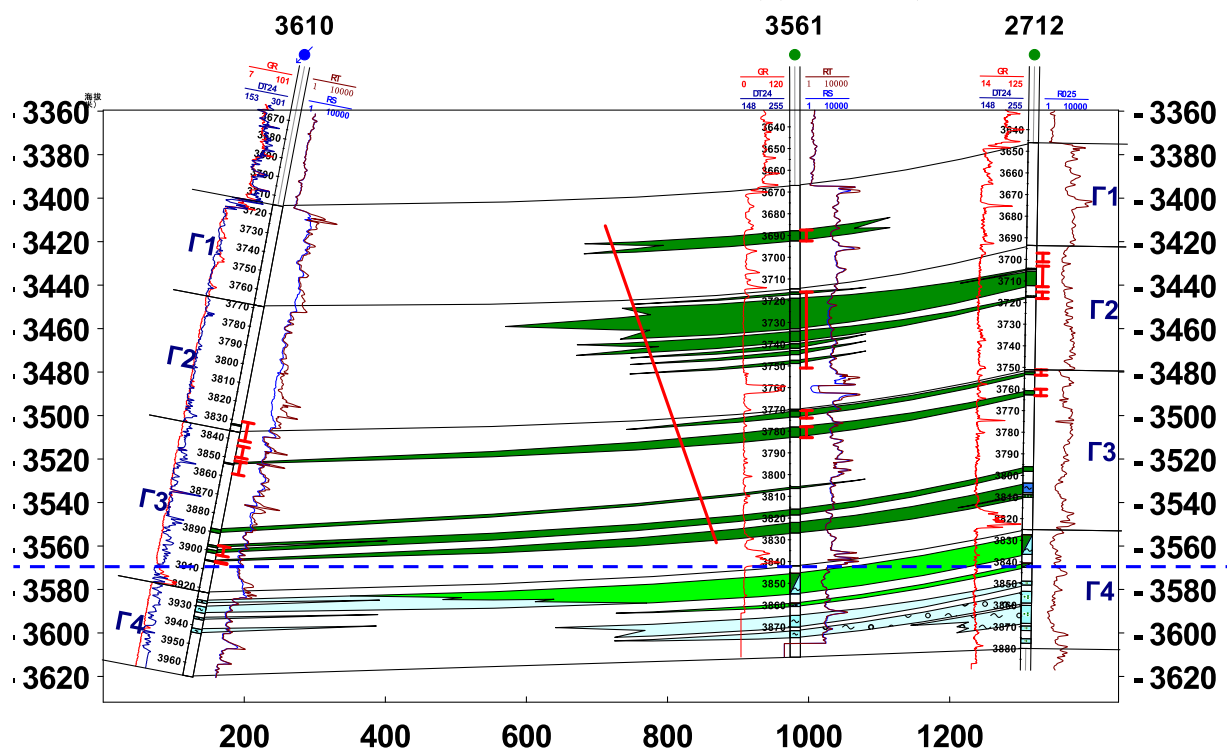


Рисунок 3.2. Корреляция нефтяных пластов пачки Г3_с в скв 3610-3561-2712.

По результатам анализа и корреляции интервалов коллекторов выявлено, что в северо-западном направлении от скв.3610 нефтеносные пласты хорошо развиты и имеют потенциал для добычи. По фактическим данным бурения скважин (интерпретация ГИС, опробование), а также эксплуатации близлежащих скважин, профилям притока пласты коллектора пачки Г2+3 (Гв_сев) в районе расположения скважин 3561, 3562, 3563 имеют выдержанную мощность, при их опробовании получены промышленные притоки нефти, пласты имеют хороший потенциал. (таблица 3.2)

Таблица 3.2

№ скв.	пачка	мощность, м	дата ввода в эксплуатацию	Qнеф-нач, т/сут	Обв, %	пористость %	нефте-насыщение, %
3561	Г2+Г3	65	2004г	80	0	9,9	88
2712	Г1+Г2	6,5	2018г	12	16,7	11	82
3562	Г3	40,4	2005г	30	0	9,7	76
3563	Г2+Г3	55,5	2005г	57	0	9,8	78

В целях большего охвата пластов-коллекторов пачек Гв_сев в северо-восточном направлении, где коллектора развиты, предлагается боковое бурение в скважине 3610 на пачку Гв_сев (пачки Г2+3) по азимуту 63,10°



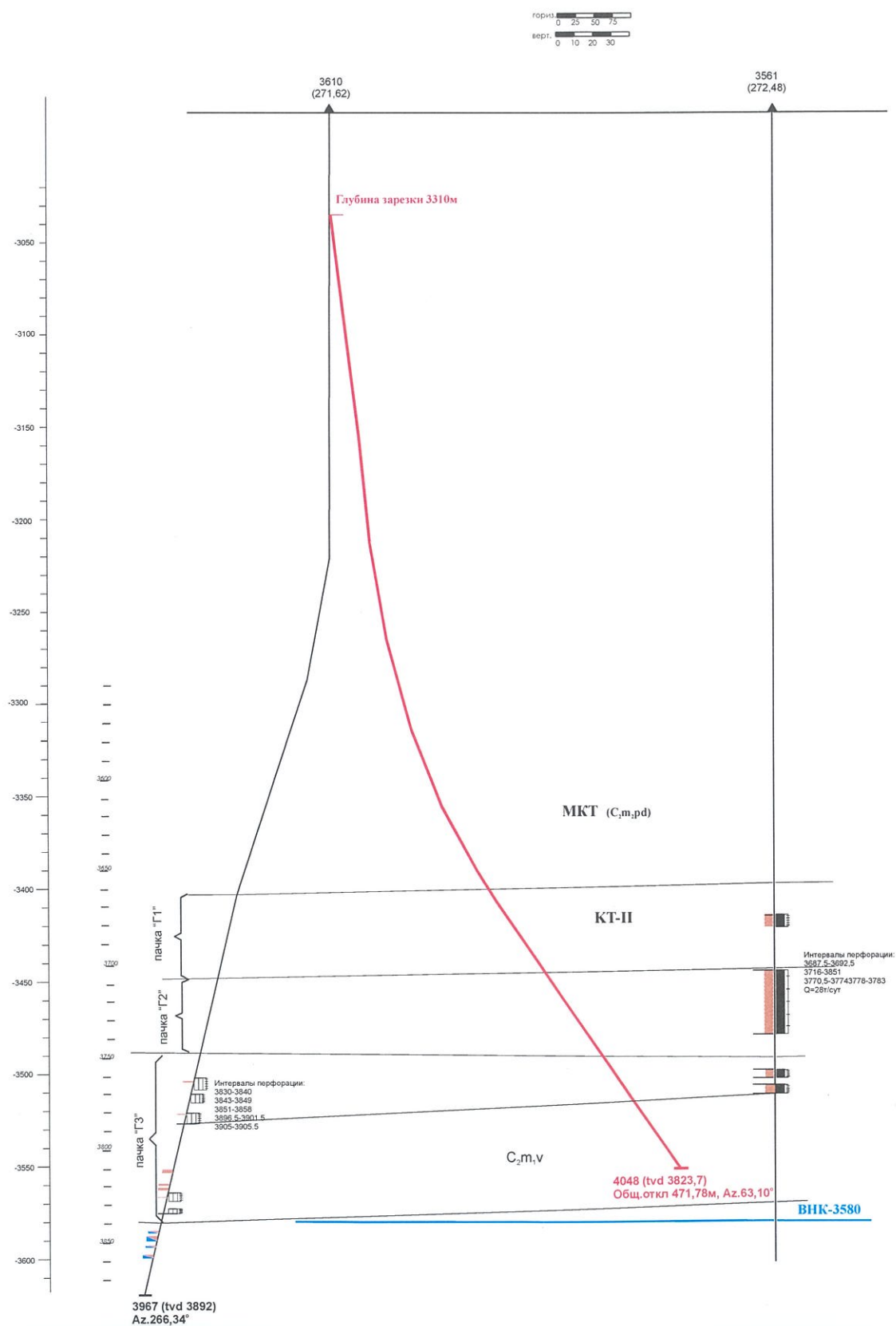


Рис.3.3.



3.2. Геологические условия для зарезки бокового ствола

Зарезка бокового ствола эксплуатационной колонны d 168,3мм на глубине 3310м в отложениях МКТ (C₂m₂pd).

Таблица 3.3.

Параметры		Глубина, м		Абсолютная глубина
		верт.гл	по стволу	
Кровля КТ-II в проекции бокового ствола		3672	3746	-3400
Целевые пласты-коллектора пачки Г2, Г3	кровля	3717	3837	-3445
	подошва	3823,7	4048	-3551
Точка В, на отклонении 471,78м (забой)		3823,7	4048	-3551
Общее отклонение ствола от вертикали, м		471,78		
Азимут направления бурения		63,10°		
Зенитный угол		43,3°		
Глубина зарезки, м		3307,6	3310	-3035
Забой		3823,7	4048	-3551

Фрагмент АКЦ за эксплуатационной колонной представлен на рис.3.4.

Качество сцепления цемента за экс. колонной в интервалах:

3208,7-3233м – сплошное

3233-3273,6м – частичное

3273,6-3276м- сплошное

3276-3333,4м- частичное.

3.3. Термобарические условия для зарезки бокового ствола

Пластовое давление на глубине зарезки бокового ствола 3310м (tvd 3307) - 265атм.
(градиент Рпл -0,8)

Пластовая температура на глубине зарезки ствола 66°С.

Пластовое давление на забое бокового ствола (т.В) 4048м (tvd 3823,7) - 200атм.

Пластовая температура на забое 76°С.



 井号 Сква.№ : 3610 固井质量评价图 Диаграмма оценки качества АКЦ			深度比例 масштаб глубин 1 : 500		
地区	地区	地面海拔	地区	地面海拔	地区
井别	井别	补心海拔	井别	补心海拔	井别
钻井深度	钻井深度	水泥返高	钻井深度	水泥返高	钻井深度
钻头程序	钻头程序	套管程序	钻头程序	套管程序	钻头程序
测井日期	测井日期	井内流体	测井日期	井内流体	测井日期
测量井段	测量井段	泥浆比重	测量井段	泥浆比重	测量井段
处理日期	处理日期	解释人	处理日期	解释人	处理日期
处理井段	处理井段	审核人	处理井段	审核人	处理井段
解释站	解释站	处理软件	解释站	处理软件	解释站
仪器类型	仪器类型	测井项目	仪器类型	测井项目	仪器类型

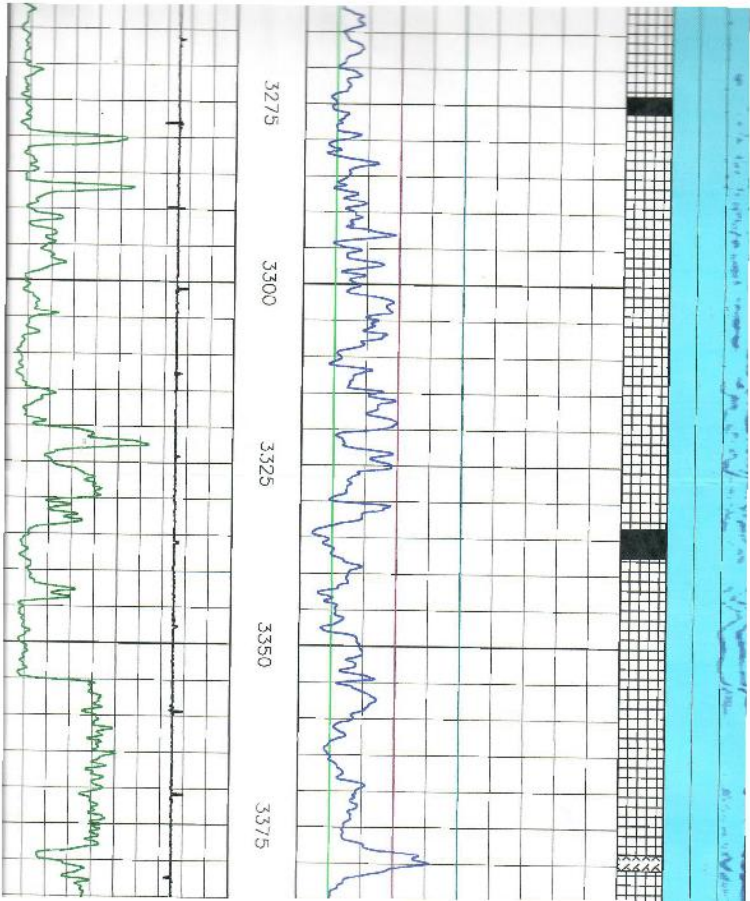


Рис.3.4. Фрагмент АКЦ за эксплуатационной колонной



Геофизические исследования

Таблица 3.5.

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	
			от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Инклинометрия через 20м		3019	2661	3019			
DLL – БК, боковой каротаж	1:200	3019	2742	3019	ECLIPSE 5700		
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1:200		2742	3019			
АС – АК, акустический каротаж	1:200		2742	3019			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1:200		2742	3019			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1:200		2742	3019			
GR – ГК, гамма каротаж	1:200		2742	3019			
SP – ПС, каротаж потенциалов	1:200		2742	3019			
самопроизвольной поляризации	1:200		2742	3019			
CAL – КВ, кавернометрия	1:200		2742	3019			
ГТИ			2692	3019			



Порядок выполнения геолого-технического исследования:

Перед началом работ устанавливаются датчики 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.

Станция ГТИ 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.

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

Геологические, геохимические и технологические исследования на основе изучения физико-химических свойств промывочной жидкости, шлама, керна и пластового



флюида, регистрации технологических параметров бурения и СПО в реальном масштабе времени обеспечивают:

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;
- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;

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

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

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

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.



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.



Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации

Таблица 3.6.

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкций продуктивного забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), азрация (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
Гв_сев Г2+Г3	1	3837 (tvd 3717)	4048 (tvd 3823,7)			Открытый ствол	передвижная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)	tvd 1530	826,3



4. Технология резки бокового ствола

Профиль конструкции скв.3610

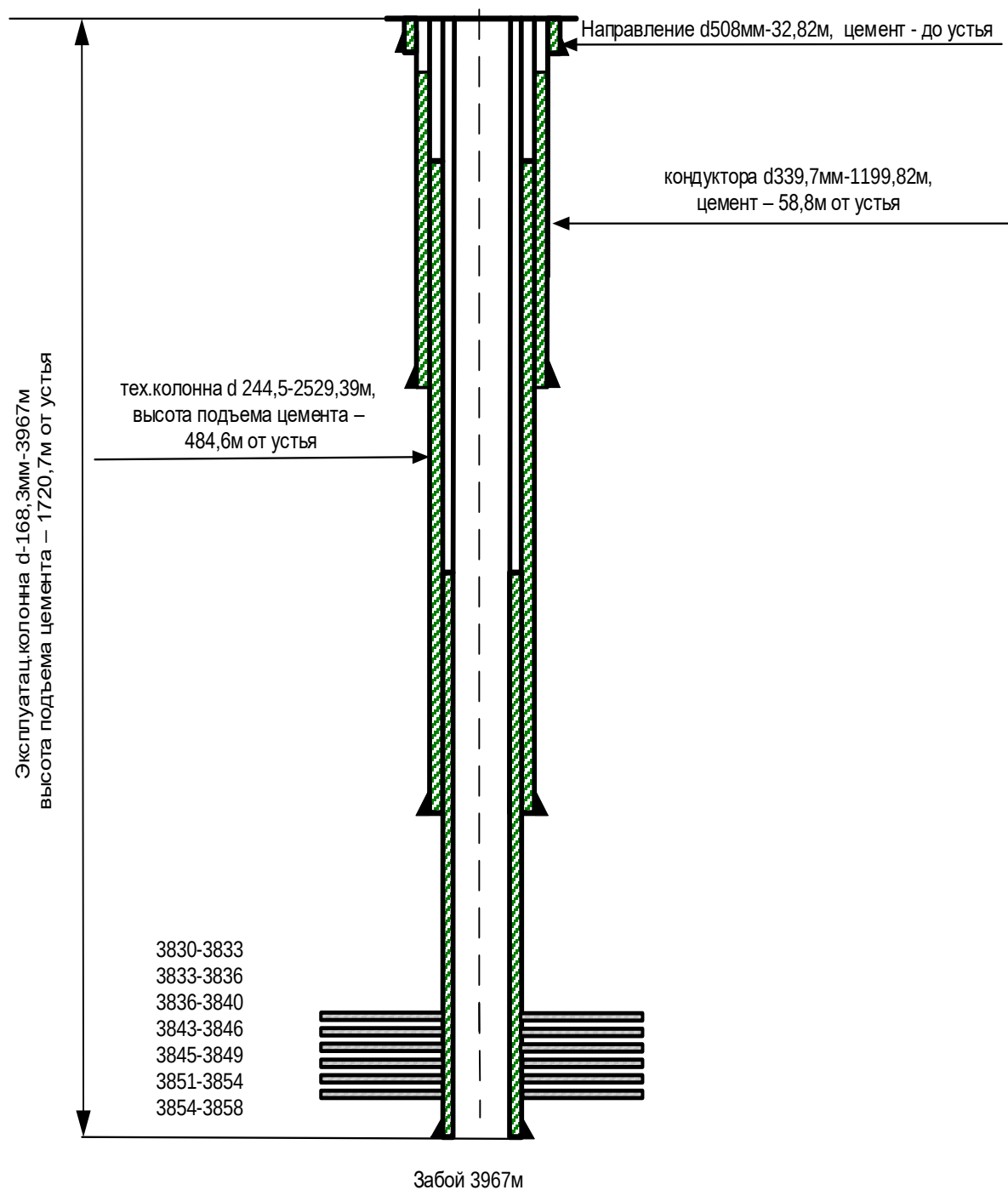


Рис 4.1. Фактическая конструкция скважины 3610 месторождения Жанажол



4.1 Основные технические данные скважины

№ скв: 3610

Тип скважины: наклонно-направленная

Географические координаты места заложения скважины:

широта: 48°22'34,7", долгота 57°27'19,8"

Фактический забой скважины - 3967м.

Эксплуатационная колонна d 168,3 – 3968,06м

Искусственный забой – 3943м.

Скважина в интервале забуривания закреплена

- эксплуатационной колонной Ø 168,3 мм – 3967м – цемент до 1720,7м от устья.
- наличие цементного кольца за обсадной колонной – уточнить после электрометрических работ.

По акту спуска колонны эксплуатационной колонны Ø 168,3 мм:

Общая длина колонны – 3968,06 м.

Превышение над ротором – 1,06 м.

Башмак на глубине – 3967-3966,39 м.

Кольцо «стоп» находится на глубине-3943,03 м.

Всего спущено труб – 345 шт.

Все трубы импортного производства

Таблица 4.1

Марка стали	Толщина стенки	Интервал установки	Длина секции, м	Кол-во труб, шт
BG90SS	Башмак 12,07	3967-3966,39	0,61	2
		3966,39-3943,39	23	
	ЦКОД	3643,39-3943,03	0,36	
Зак пакер		3943,03-3939,82	3,19	343
BG90SS	12,07	3939,82-0	3939,82	

В скважине находится следующее подземное оборудование:

- воронка на глубине 3820,55м.
- пакер КУН80FX на глубине 3809,57м.
- пром.клапан на глубине 3789,02м.
- НКТ Ø73х7,01мм VAM-90 – 277шт (3322м),
- НКТ Ø89х6,45мм VAM – 40шт (493,56м),
- НКТ Ø89х6,45мм APEX – 8шт (3738,15-3818,45),
- Переход на глубине 495,66м.

05.12.2013г. Перевод под нагнетание и дополнительная перфорация (сумм 5метра)

- перфорация в инт 3905,5-3905м / 3901-3898м зарядами SDP44RDX-38-1 16отв на 1п/метр.
 - перфорация в инт 3898-3896,5м (1,5м), зарядами SDP44RDX-38-1 16отв на 1п/метр.
- контроль перфорации по МЛ инт 3820-3920м.



4.2 Подготовка скважины к забуриванию дополнительного ствола.

Выбор точки начала зарезки бокового ствола (ЗБС): см. рисунок 4.2. Выбрать точку начала ЗБС предпочтительно в интервале с хорошим качеством цементирования рисунок 3.4. и для избежания попадания на муфты колонны (толщина стенки существующей эксплуатационной колонны и глубина расположения некоторых муфт в скважине №3610 приведены в таблице 4.2), таким образом, проектная глубина скважины на выбранной точке зарезки бокового ствола составляет 3310м.

4.2.1 Выбор точки начала зарезки бокового ствола

Внешний диаметр эксплуатационной колонны на точке зарезки бокового ствола (ЗБС) старой скважины 3610 на месторождении Жанажол составляет 168,3 мм (толщина стенки 12,07мм), а глубина скважины на точке зарезки бокового ствола составляет 3310 м. В соответствии с размерами колонны и бурового долота, проектный размер бокового ствола составляет 139,7 мм.

Данные о муфтах $\phi 168.3$ мм, которые находятся рядом с точкой зарезки бокового ствола с учетом превышение над ротором

Таблица 4.2.

Спецификация	Марка стали	Толщина стенки (мм)	Длина (м)	Нарастающая длина (м)	Глубина спуска (м)
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,54	626,74	3341,32
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,64	638,38	3329,68
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,59	649,97	3318,09
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,66	661,63	3306,43
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,58	673,21	3294,85
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,72	684,93	3283,13
$\phi 168.3$	BS90SS	12,07	11,68	696,61	3271,45



Профиль конструкции скв.3610

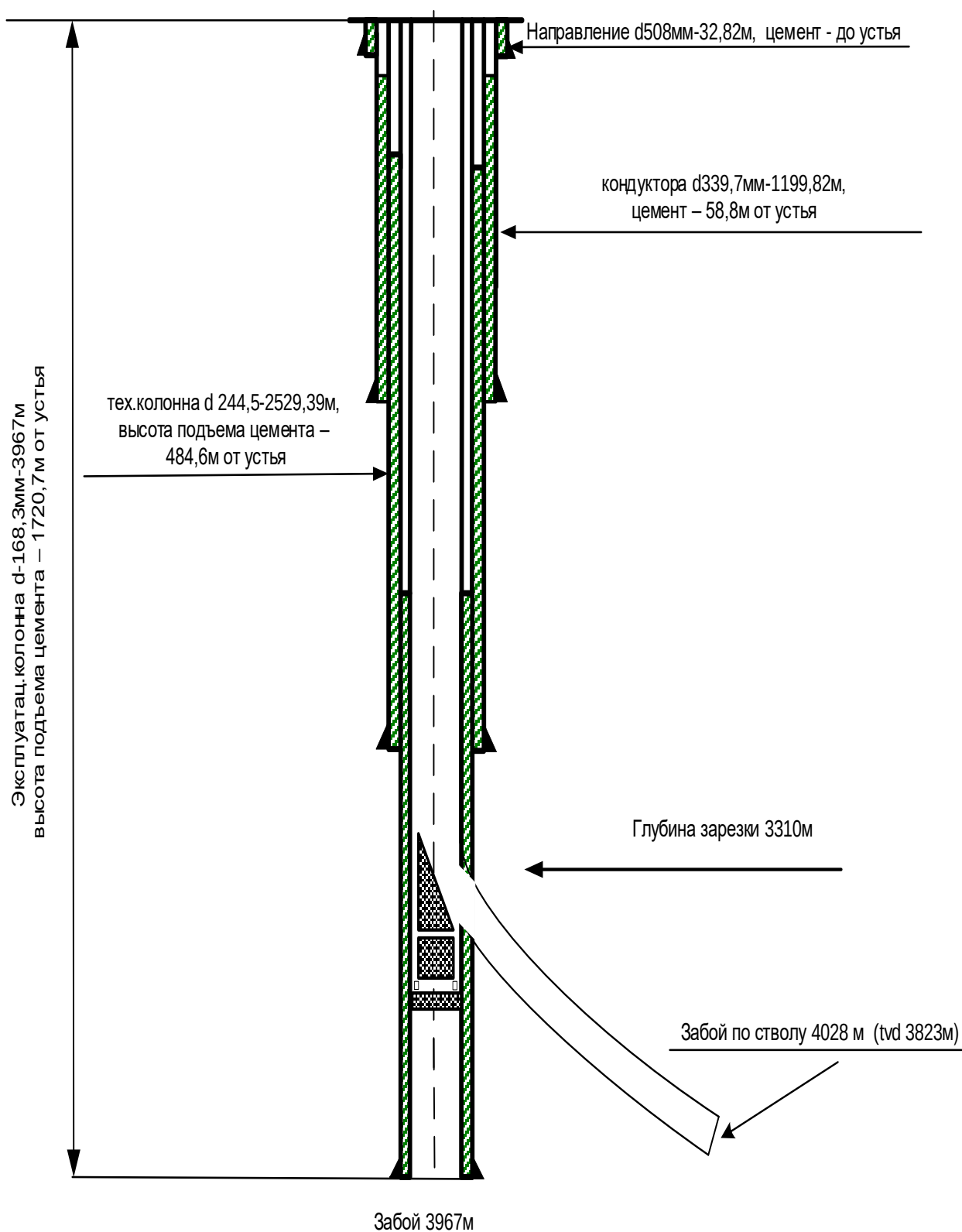


Рисунок 4.2 Профиль конструкции зарезки бокового ствола скважины



Произвести монтаж бурового оборудования: вышки или мачты достаточной грузоподъемности, ротора, обеспечивающего вращение инструмента с частотой $0,5-1,5\text{с}^{-1}$ насоса с производительностью до $0,020\text{ м}^3/\text{с}$, циркуляционной системой с очистными средствами и контрольно-измерительными приборами, обеспечивающими точность измерения $\pm 2,5\%$ от номинального значения контролируемого параметра.

Оборудовать устье скважины противовыбросовым оборудованием и опрессовать ПВО. Согласно ГОСТ 13862 обвязка устья скважины ПВО может осуществляться по схемам № 3, 4 разработанных для капремонта, укомплектованы дистанционным управлением.

Таблица 4.3

Противовыбросовое оборудование и опрессовка

Интервал бурения	Наименование	Тип	Требование опрессовке		
			Давление опрессовки (МПа)	Время поддержания давления (мин)	Допустимый перепад давления. МПа
Боковой ствол	Превентор	FH35-35	32	10	0
	Превентор с двумя комплектами плашек	2FZ35-35	32	10	0
	Крестовина	PFS35-35	32	10	0
	Дроссельный манифольд	YJ-35	32	10	0
	Манифольд для глушения	FG78-35	32	10	0



Таблица 4.4

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование		Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Буровая установка		ZJ50/3150L	3150KN	1100KW	
2	Вышка		JJ315/44.5-K	3150KN		
3	Кронблок		TC315-7	3150KN		
4	Талевый блок		YC-315	3200KN		
5	Крюк		DG-315	3150KN		
6	Вертлюг		SL450-5	4500KN		
7	Ротор		ZP275	4500KN		
8	Буровой насос	1#	F-1300		970 KW	
		2#	F-1300		970 KW	
9	Дизельный двигатель	1#	G12V190PZL		810KW	
		2#	G12V190PZL		810KW	
		3#	G12V190PZL		810KW	
10	Насос бурового раствора	1#				
		2#				
11	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вибросито	GX-I		2.2KW	
12		Устройство для удаления газа	ZCQ1/4		15KW	
13		Пескоотделитель	ZQJ250*2/1.5*0.6		2.2KW	
14		Илоочиститель	ZQJ100*10/1.5*0.6		2.2KW	
15		Центрифуга	JL40-DZ		45KW	
16		газосепаратора	YQF1200			1200m³/h
17	Оборудование для предотвращения сероводорода		Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			



Таблица 4.5.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование		Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Буровая установка		ZJ45L-ZPD	2250KN	1000KW	
2	Вышка		JJ225/44.5-K	2250KN		
3	Кронблок		TC-225	2250KN		
4	Талевый блок		YC-225	2250KN		
5	Крюк		DG-225	2250KN		
6	Вертлюг		SL450	4500KN		
7	Ротор		ZP275	4500KN		
8	Буровой насос	1 #	F-1000		970 KW	
		2 #	F-1000		970 KW	
9	Дизельный двигатель	1 #	G12V190PZL		810KW	
		2 #	G12V190PZL		810KW	
		3 #	G12V190PZL		810KW	
10	Насос бурового раствора	1 #				
		2 #				
11	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вибросито	GX-I		2.2KW	
12		Устройство для удаления газа	ZCQ1/4		15KW	
13		Пескоотделитель	ZQJ250*2/1.5*0.6		2.2KW	
14		Илоочиститель	ZQJ100*10/1.5*0.6		2.2KW	
15		Центрифуга	JL40-DZ		45KW	
16		газосепаратора	YQF1200			1200 m ³ /h
17	Оборудование для предотвращения сероводорода		Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			



Таблица 4.6.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование	Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Мобильная буровая установка	XJ-550 (ZJ-15)	1350KN	1000KW	
2	Буровая площадка в сборе	A63000000G2	1350KN	1350KN	
3	Площадь рабочей площадки	6,6 x 4,9м			
4	Вышка	JJ135/34	1350KN	1350KN	
5	Талевый блок	SL 160	1350KN	1350KN	
6	Крюкоблок	YG 150	1350KN	1350KN	
7	Лебедка	70 DB		1000HP	
8	Ротор	ZP 175	2250KN	2250KN	
9	Вертлюг	SL 135	1350KN	1350KN	
10	Силовая система	D430-1001	1885KN	454HP	
11	Дизельный двигатель	CAT3408		354 kW	
		CAT3408		354 kW	
12	Пневматическая система	E430-1600	1600KN	1600KN	
13	Гидравлическая система	E430-1700	1700KN	1700KN	
14	Буровой насос	1#			
		2#			
15	Насос бурового раствора	1#			
		2#			
16	Оборудование для управления содержанием твердой фазы				
17	Оборудование для предотвращения сероводорода	Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			



Таблица 4.7.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование	Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Мобильная буровая установка	XJ-750 (ZJ-30)	1700KN	1000KW	
2	Рабочая площадка	ZT 250/5-Z	1700KN	1350KN	
3	Площадь рабочей площадки	8,0 x 6,0м		2580кН	
4	Вышка	JJ170/36	1700KN	1700KN	
5	Талевый блок	SL 160	1600KN	1350KN	
6	Крюкоблок	YG 225	1700KN	1700KN	
7	Лебедка	JC 750-S	1700KN	1700HP	
8	Ротор	IDECO-175-F	2750KN	2750KN	
9	Вертлюг	SL 225	2250KN	2250KN	
10	Силовая система	D430-1001	2250KN		
11	Дизельный двигатель	1# CAT3408		354 kW	
		2#CAT3408		354 kW	
12	Пневматическая система	TU FLO 1000	1000KN	1000KN	
13	Гидравлическая система		1800KN	1800KN	
14	Буровой насос	Tripled mud pumps 1# QZ 3NB		735 kW	
		Tripled mud pumps 2# QZ 3NB		735 kW	
15	Насос бурового раствора	1 #			
		2 #			
16	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вакуумный дегазатор ZCQ360-180		2.2KW	
		Вибросито QZS703		15KW	
		Очиститель QZS210		2.2KW	
		Центрифуга LW 450 x 842 N		2.2KW	
17	Оборудование для предотвращения сероводорода	Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			

* Примечание: Допускается применения буровой установки и оборудования соответствующими характеристиками.



Перед началом работ разрядить скважину и при необходимости провести глушение скважины, поднять ПО. Спустить торцовый фрез Ø140мм + скребок, произвести промывку скважины, далее выполнить очистку внутренней части стенок обсадной трубы скребком до 20 м ниже точки зарезки бокового ствола, прошаблонировать эксплуатационную колонну трубчатым шаблоном длиной не менее 3 м и диаметром на 3-4 мм менее внутреннего диаметра колоны, диаметром – 140мм. Уделить внимание глубине места установки глухого пакера (допускается использование ВП) и отклонителя.

Спустить глухой пакер (допускается использование ВП) ниже 20 м (3330 м) от точки зарезки окна бокового ствола. Провести испытание механическим способом с нагрузкой 4тонны, после гидравлическим способом на 20 МПа технической водой. При температуре окружающей среды ниже 0°C допускается проводить гидравлическое испытание на 15 МПа рапой плотностью 1,16 гр/см³.

Перед спуском отклонителя в скважину свинчивать резьбы плотно, соединить направляющий переходник с верхней частью отклонителя, отрегулировать направление шпонки и направление наклонной части отклонителя. Обратить внимание при спуске отклонителя: при подъеме отклонителя на буровой площадке проводить операцию аккуратно и медленно для предотвращения деформации спускаемой трубы, обеспечить чистоту внутри трубы. Во время спуска бурильного инструмента проводить операцию плавно для предотвращения рывков и ударов. Не допускать посадки бурильных инструментов, при спуске бурильных инструментов запрещается включать насос, исключается вращение ротор по часовой стрелке.

При ориентации отклонителя на устье скважины вращать ротор по часовой стрелке. Учитывая влияние значительной пульсации давления, создаваемой спуском инструмента, для скважины с большим зенитным углом необходимо проводить СПО несколько раз для обеспечения точности ориентации.

Посадка отклонителя: спустить инструмент до глубины зарезки окна и проводить работу в соответствии с проектной документацией. Проверять наземные трубопроводы, насос для бурового раствора и бурильный инструмент, убедиться в хорошем рабочем состоянии насоса бурового раствора, убедиться в отсутствии закупорки и утечки из наземных трубопроводов, убедиться в соответствии давления насоса давлению в стояке, отрегулировать предохранительный штифт насоса для бурового раствора с целью выдержки под давлением при посадке отклонителя.



Таблица 4.5

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Диаметр обсадной колонны (мм)	Описание
Изоляция и разобщение			Поднять ПО со скважины с доливом. Спустить глухой пакер ниже 20 м (3330 м) от точки зарезки окна бокового ствола. Провести испытание механическим способом с нагрузкой 4тонны, после гидравлическим способом на 20 МПа технической водой. При температуре окружающей среды ниже 0 град. С допускается проводить гидравлическое испытание на 15 МПа рапой плотностью 1,16 гр/см ³ .
Зарезка окна	φ139,7	168,3	Спустить отклонитель, начать зарезку окна на глубине 3310м (место нахождения существующей колонны) с использованием двойного райбера, проводить бурение бокового ствола.
Бурение бокового ствола			После зарезки окна, сначала бурить участок набора зенитного угла, войти в участок стабилизации зенитного угла на глубине скважины 3738,59 м (точка А), конечный отход 471,78м – 4047,77м (точка В). Заканчивание скважины открытым стволом.
Примечание: в открытый ствол скважины спустить разбухающий пакер при соприкосновении с нефтью и скользящую муфту с возможностью открытия и закрытия для обработки коллектора.			

Программа бурения:

Произвести выбор типа проектного профиля дополнительного ствола с учетом обеспечения минимальных затрат на бурение.

Использовать райбер конусный диаметром 140мм для зарезки окна, бурение проводится с долотом φ139.7мм, по геологическим требованиям, заканчивание скважины «открытым стволом», затем спустить интегрированную колонну для заканчивания скважины с пакером, расширяемым при контакте с нефтью.



4.3 Технологический процесс резки окна и бурения бокового ствола.

1. Подготовить инструмент для вырезания, состоящий из бурильных труб диаметром $\varnothing 89$ мм + УБТ $\varnothing 89$ мм. + фрез $\varnothing 140$ мм.
2. Произвести выбор вырезающего устройства.
3. Проверить надежность раскрытия и закрытия резцов вырезающего устройства путем прокачивания через него промывочной жидкости в количестве $0,01-0,012 \text{ м}^3/\text{с}$, при этом перепад давления на устройства должен быть в пределах 2.0-4.0 МПа.
4. Произвести спуск вырезающего устройства в скважину на заданную глубину, но так, чтобы резцы находились ниже муфтового соединения обсадных труб не менее, чем на 0,5 м.
5. Произвести прорезание стенки обсадной колонны, для чего:
 - включить ротор и вращать бурильную колонну (вырезающее устройство) с частотой $0,5-1 \text{ с}^{-1}$ (30-60 об/мин);
 - включить буровой насос и прокачивать промывочную жидкость в количестве $0,01-0,012 \text{ м}^3/\text{с}$;
 - через 15-20 мин приступить к подаче инструмента вниз при осевой нагрузке на резцы от 5 до 10 кН постепенно увеличивая количество прокачиваемой жидкости до $0,016 \text{ м}^3$



5. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

5.1. Общие положения по искривлению скважины

Скважина проектируется как наклонно-направленная. Необходимо предпринять все меры, чтобы следовать предлагаемой траектории скважины для достижения цели. При отклонении угла от траектории должны быть приняты меры для поддержания угла отклонения в допустимых пределах. В процессе бурения периодически производить контроль за углом падения (через каждые 100 м).

Подобрать оптимальные параметры бурения и подходящую КНБК, разработать меры по снижению сопротивления и уменьшения трения бурового инструмента для обеспечения эффективной подачи нагрузки на долото и безопасного заканчивания скважины.

Требования к строительству: во время спуска буровых инструментов контролировать скорость, спустить инструмент до точки начала зарезки бокового ствола и начать промывать ствол скважины при большем расходе, затем проводить проработку ствола скважины на участке, куда намерены посадить пробку.

Перед спуском отклонителя в скважину свинчивать резьбы плотно, соединить направляющий переходник с верхней частью отклонителя, отрегулировать направление шпонки и направление наклонной части отклонителя. Моменты, на которые должны обратить внимание при спуске отклонителя: при подъеме отклонителя на буровой площадке проводить операцию аккуратно и медленно для предотвращения деформации спускаемой трубы, обеспечить чистоту внутри трубы. Во время спуска бурильного инструмента проводить операцию плавно для предотвращения рывков и ударов. Не допускать посадки бурильных инструментов, при спуске бурильных инструментов запрещается включить насос, исключается вращение ротор по часовой стрелке.

При ориентации отклонителя на устье скважины вращать ротор по часовой стрелке. Учитывая влияние значительной пульсации давления, создаваемой спуском инструмента, для скважины с большим зенитным углом необходимо проводить СПО несколько раз для обеспечения точности ориентации.

Тип проектного профиля – трех - участковый:

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

Таблица 5.1

Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м	Азимут от устья, градус	Примечание
3310,00	0,70	152,95	3307,66	-18,45	27,49	16,17	0,62	123,87	т.Зарезки
3340,00	0,70	152,95	3337,66	-18,78	27,66	16,17	0,00	124,17	
3738,59	59,74	59,09	3667,90	76,27	191,61	205,39	4,50	68,29	точка А
4047,77	59,74	59,09	3823,70	213,45	420,73	471,78	0,00	63,10	точка В



Таблица результатов расчета траектории проектного профиля ствола

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м	Азимут от устья, градус	Примечание
3310,00	0,70	152,95	3307,66	-18,45	27,49	16,17	0,62	123,87	т.Зарезки
3340,00	0,70	152,95	3337,66	-18,78	27,66	16,17	0,00	124,17	
3370,00	4,50	67,57	3367,63	-18,49	28,83	17,34	4,50	122,68	
3400,00	8,97	63,10	3397,41	-16,98	32,01	20,86	4,50	117,95	
3430,00	13,47	61,60	3426,83	-14,26	37,17	26,69	4,50	110,99	
3460,00	17,96	60,83	3455,70	-10,34	44,28	34,81	4,50	103,15	
3490,00	22,46	60,37	3483,85	-5,25	53,31	45,16	4,50	95,63	
3520,00	26,96	60,05	3511,09	0,98	64,19	57,68	4,50	89,13	
3550,00	31,45	59,82	3537,27	8,31	76,85	72,30	4,50	83,83	
3580,00	35,95	59,64	3562,23	16,70	91,22	88,91	4,50	79,63	
3610,00	40,45	59,50	3585,79	26,10	107,22	107,42	4,50	76,32	
3640,00	44,95	59,38	3607,83	36,44	124,73	127,72	4,50	73,72	
3670,00	49,45	59,28	3628,21	47,66	143,66	149,68	4,50	71,65	
3700,00	53,95	59,19	3646,80	59,70	163,89	173,17	4,50	69,98	
3730,00	58,45	59,11	3663,48	72,48	185,28	198,03	4,50	68,63	
3738,59	59,74	59,09	3667,90	76,27	191,61	205,39	4,50	68,29	точка А
3760,00	59,74	59,09	3678,69	85,77	207,47	223,83	0,00	67,54	
3790,00	59,74	59,09	3693,80	99,08	229,71	249,68	0,00	66,67	
3820,00	59,74	59,09	3708,92	112,39	251,94	275,53	0,00	65,96	
3850,00	59,74	59,09	3724,04	125,70	274,17	301,38	0,00	65,37	
3880,00	59,74	59,09	3739,16	139,01	296,40	327,22	0,00	64,87	
3910,00	59,74	59,09	3754,27	152,32	318,63	353,07	0,00	64,45	
3940,00	59,74	59,09	3769,39	165,63	340,87	378,92	0,00	64,08	
3970,00	59,74	59,09	3784,51	178,94	363,10	404,77	0,00	63,76	
4000,00	59,74	59,09	3799,63	192,26	385,33	430,62	0,00	63,48	
4030,00	59,74	59,09	3814,75	205,57	407,56	456,47	0,00	63,23	
4047,77	59,74	59,09	3823,70	213,45	420,73	471,78	0,00	63,10	точка В



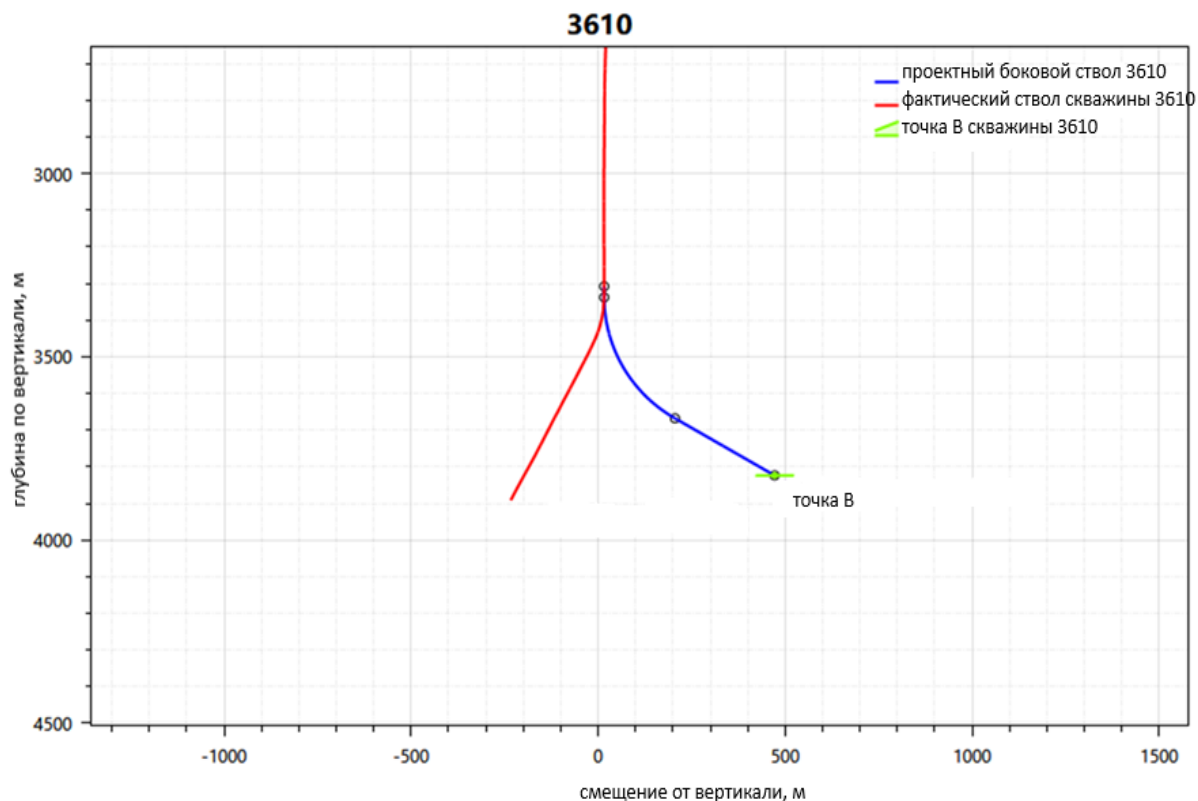


Рисунок 5.1 Проекция траектории бокового наклонно-направленного ствола скважины

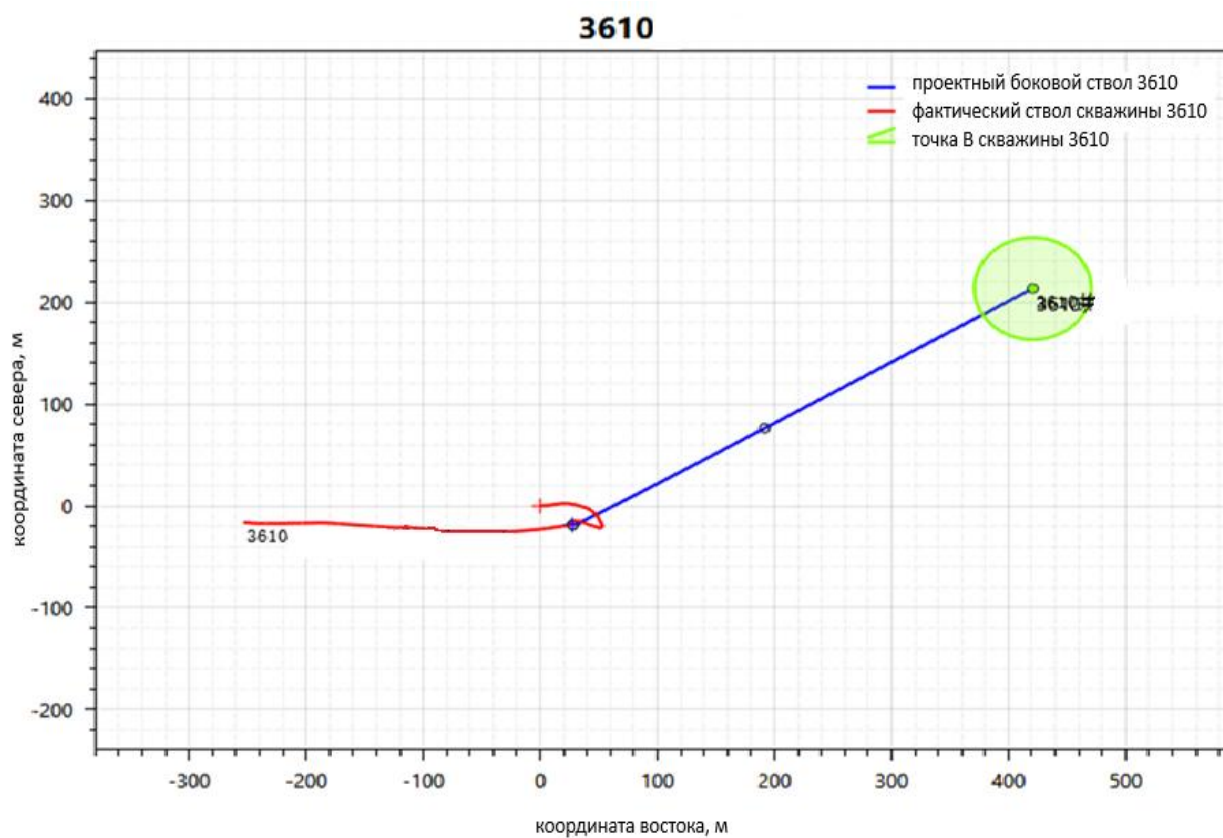


Рисунок 5.2 Проекция траектории бокового наклонно-направленного ствола скважины



Посадка отклонителя: спустить инструмент до глубины зарезки окна и проводить работу в соответствии с проектной документацией. Проверять наземные трубопроводы, насос для бурового раствора и бурильный инструмент, убедиться в хорошем рабочем состоянии насоса бурового раствора, убедиться в отсутствии закупорки и утечки из наземных трубопроводов, убедиться в соответствии давления насоса давлению в стояке, отрегулировать предохранительный штифт насоса для бурового раствора с целью выдержки под давлением при посадке отклонителя.

Таблица 5.3

Интервал (м)	Промежуток измерения кривизны (м)	Точка А			
		Вертикальная глубина (м)	Зенитный угол (°)	Азимут (°)	Горизонтальное смещение (м)
3310-4048	Для участка набора кривизны протяженность 5~10м, промежуток регулируется в соответствии с реальным обстоятельством	3667,90	59,74	68.29	205,39
		Точка В			
		Вертикальная глубина (м)	Зенитный угол (°)	Азимут (°)	Горизонтальное смещение (м)
		3823,70	59,74	63.10	471,78
Примечание: По всему стволу скважины проектная вертикальная глубина применяется с учетом альтитуды ротора.					

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.

Зарезка окна

- КНБК для зарезки окна: двойной райбер конусный $\phi 140\text{мм}$ + УБТ $\phi 88.9\text{мм}$ (21 шт) + Бурильная труба $\phi 88.9\text{мм}$.
- Технические параметры зарезки окна и требования: проводить точный расчет, когда райбер конусный спускается на место выше направляющего носика на 0,5м, медленно вращать райбер и спускать его до глубины направляющего носика, затем проводить фрезерование окна.
- первый этап: параметры фрезерования: нагрузка на долото 0-10кН, скорость вращения 30-60 оборотов/ мин, расход 10-15 л / с
- Требования к фрезерованию: проводить фрезерование для получения равномерной поверхности с места начала контакта райбера с отклонителем до места контакта нижней части райбера с обсадной колонной, нагрузка на долото должна быть небольшой и вращение должно быть медленным. Нагрузка на долото 8-10кН, скорость вращения 30-60 оборотов/ мин,
- Этап стабилизации: параметры фрезерования: нагрузка на долото 15-30кН, скорость вращения 60-70 оборотов/ мин, расход 10-15 л / с
- Требования к фрезерованию: нагрузка на долото должна быть небольшой и бурение должно быть быстрым, фрезерование должно быть плавным.
- Этап образования окна: параметры фрезерования: нагрузка на долото 15-30кН, скорость вращения 60-70 оборотов/ мин, расход 10-15 л / с
- Требования к фрезерованию: во время фрезерования следить за выходящими из скважины предметами, проводить многократные проработку и фрезерование с целью не допущения прихвата бурильного инструмента при СПО.



Проект реконструкции скважины 3610 месторождения Жанажол на бурение бокового ствола
Учитывая такие факторы, как избегание магнитных помех колонны и защита формы окна, после завершения зарезки окна бурить участок стабилизации зенитного угла около 30 м.

5.2 Бурение дополнительного ствола

Закончив спуск, отклоняющее устройство устанавливают в заданном направлении.

1. При проходке искривленного участка режим бурения должен быть оптимальным для применяемого типа отклоняющей компоновки .

2. В процессе бурения искривленной участки скважины необходимо учитывать, что фактическая нагрузка на долото может значительно отличаться от фиксируемой индикатором веса и зависит от конфигурации ствола и коэффициента трения.

3. При бурении искривленного участка необходимо стремиться к тому, чтобы компоновка низа бурильной колонны оставалась неизменной.

Участки искривления ствола бурить с помощью компоновок низа бурильной колонны, включающих ВЗД.

Рекомендуется применять следующие компоновки низа бурильной колонны:

-долото, винтовой забойный двигатель, утяжеленные бурильные трубы;

Долото, винтовой забойный двигатель – отклонитель, кривой переводник и бурильные трубы, при этом искривление отклонителя и переводника должно быть в одной плоскости и в одну сторону.

4. Компоновка низа бурильной колонны может изменена в случае, если фактически полученная интенсивность искривления не обеспечивает выполнения поставленной перед скважиной задачи.

5. Перед каждым спуском отклоняющей компоновки низа бурильной колонны скважину тщательно промыть.

6. Бурение прямолинейных участков дополнительного ствола скважины может вести роторным способом с помощью компоновок низа бурильной колонны.

7. При наличии посадок инструмента в процессе спуска, ствол скважины проработать жесткими компоновками низа бурильной колонны с направляющей пробкой.

8. Для уменьшения сил трения бурильных труб о стенку скважины при бурении и спуско-подъемных операциях следует добавлять в промывочную жидкость антифрикционные добавки (графит, СМАД-1 и т.д.)

9. При нахождении инструмента в открытом стволе запрещается держать инструмент без движений более 3 минут, каждый раз при расхаживании интервал должен составлять 5м. При наращивании или при остановки инструмента в скважине, с помощи ротора



Проект реконструкции скважины 3610 месторождения Жанажол на бурение бокового ствола
произвести прокручивание инструмента не менее 5 оборотов, чтобы предотвратить прихват инструмента. Каждый раз после подъема 3свечей производить, долив раствора. Назначить специально ответственного человека за долив бурового раствора

10. В процессе бурения запрещается давать большую нагрузку на ротор, во избежание скольжения инструмента и ударов о забой. Необходимо проводить мероприятия по предупреждению возникновения аварии со сломом долота, проводить анализ состояния долота на забое, придерживаться параметров по наработке долота для предотвращения аварий. Во время смены долота, необходимо замерить диаметр отработанного долота, если на лицо сильный износ долота, то при спуске нового долота произвести проработку ствола, для предотвращения возникновения прихвата и других аварий при входе долота в ствол скважины с меньшим диаметром.

11. Во время прохождения наклонно-направленного участка ствола, все виды операций по бурению скважины, производиться согласно плану работы по наклонно-направленному бурению. Инженер по наклонно-направленному бурению проверяет и контролирует ход работ.

12. Провести все виды исследования ЭМР согласно требования заказчика.

13. В начале зарезки окна во время набора зенитного угла за проектным окном предусмотрен участок стабилизации зенитного угла протяженностью 20м для предотвращения контакта бурильной колонны с окном в обсадной колонне, вызванного трением между колонной и стволом вовремя СПО, поскольку такой контакт оказывает отрицательное влияние на последующие операции.

14. При бурении участка набора зенитного угла использовать ВЗД, в то же время использовать систему измерения при бурении для осуществления отслеживания и мониторинга с целью повышения точности управления траекторией ствола скважины, обеспечения соответствия фактической интенсивности кривизны проектным значениям и соответствия точности попадания в цель. Для измерения при бурении участка стабилизации зенитного угла использовать приборы MWD. Применять вращательное направляющее бурение при бурении участка стабилизации зенитного угла с целью контроля зенитного угла и азимута. Изменить параметры бурения в соответствии с требованиями изменения интенсивности кривизны. После завершения бурения проводить калибровку данных о траектории всего ствола с использованием многоточечного электронного инклинометра.



15. Во время бурения следует внимательно следить за изменением давления насоса, крутящего момента и других параметров. При обнаружении изменения немедленно принимать меры для предотвращения возникновения скважинных аварий.

16. Во время бурения участка набора зенитного угла поднимать и вращать бурильный инструмент каждые 3 - 5м. Если все нормально можно продолжать бурение. В случае прихвата инструмента следует проводить СПО несколько раз для проработки стенки скважины до тех пор, пока инструмент спускается и поднимается без затяжек.

17. При прихвате инструмента во время проведения СПО запрещается резко и с усилием спускать или поднимать инструмент. Сначала нужно создать циркуляцию и проводить СПО для освобождения инструмента, затем проработать стенки до тех пор, пока не будет затяжек инструмента.

18. При прихвате КНБК с ВЗД во время спуска лучше не включать насос и проработать ствол, нужно проводить СПО для изменения угла прохождения инструмента. Если меры не дадут свои результаты, можно включить насос и проработать ствол, но операция должна проводиться под руководством инженера по наклонно-направленному бурению. Запрещается прорабатывать какой-либо интервал ствола скважины долгое время. Если и эта мера не дает результаты, необходимо извлечь инструмент из скважины и провести шаблонирование.

19. Ствол скважины с небольшим диаметром склонен к сужению, потеря давления и циркуляции относительно велика, так что необходимо контролировать содержание твердой фазы в буровом растворе, отрегулировать вязкость и СНС в соответствии с реальным обстоятельством бурения. Контролировать скорость спуска бурильного инструмента для предотвращения газонефтепроявления и поглощения бурового раствора. При подъеме инструмента производить, долив бурового раствора в соответствии с требованиями. Во время спуска инструмента проводить промежуточную промывку скважины.

20. Бурильная колонна маленького диаметра имеет относительно небольшую прочность на сжатии и на кручение, необходимо отрегулировать нагрузку на долото и скорость бурения в соответствии с изменением крутящего момента.

21. С увеличением протяженности открытого ствола трение и крутящий момент при вращении бурильной колонны маленького диаметра увеличивается. Для обеспечения нахождения крутящего момента в допустимом диапазоне недопускать образования глинистой корки и укрепить стенку скважины путем использования бурового раствора с



Проект реконструкции скважины 3610 месторождения Жанажол на бурение бокового ствола низким коэффициентом сопротивления и путем проведения контрольного СПО, такие меры дадут возможность контролировать и уменьшить сопротивление между бурильной колонной со стенкой.

22. Вовремя бурении участка с большим зенитным углом обеспечить хорошую смазывающую способность бурового раствора для уменьшения сопротивления. Кроме того, необходимо уделять особое внимание чистке забоя и выносу шлама из скважины. Система бурового раствора должна обладать хорошим реологическим свойством и несущей способностью при условии, что расход соответствует требованиям проектной документации. Можно повысить величину отношения динамического напряжения сдвига к пластической вязкости бурового раствора для предотвращения скопления шлама в скважине.

23. Подобрать подходящее долото, лучше всего долото PDC, поскольку такое долото дает возможность сократить время СПО, увеличить скорость бурения.

24. 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.



6 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

6.1 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 осложнения.

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 проекте разработки месторождения Жанажол 2025г, выполненный ТОО «Timal Consulting Group», по данным компонентного состава и свойствам суммарных газов, содержание сероводорода 1,18-1,72 моль% приведены в таблице 6.1., перед вскрытием пластов с флюидами, на весь период их вскрытия устанавливается станция геолого-технических исследований (ГТИ). При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятия, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантировано. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления.

Прямые:

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

Косвенные:

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

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



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

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

Мероприятия по предупреждению проявлений:

При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «Инструкции действия членов вахты при ГНВП», в которой предусматриваются следующие основные работы:

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

Работы по ликвидации открытого фонтана производятся по специальным планам.

5. Требования по взрывопожаробезопасности и взрывозащите

6. Специальные требования и мероприятия по вскрытию пластов, содержащих сероводород, осуществляются согласно действующей Инструкции:

-Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на



Проект реконструкции скважины 3610 месторождения Жанажол на бурение бокового ствола
территории буровой должны располагаться с учётом рельефа местности и направления господствующих ветров.

- Буровая вышка должна устанавливаться, обеспечивая свободное размещение противовыбросового оборудования с подходом к нему с двух сторон и естественное вентилирование подвышечного пространства.

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

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

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

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

- Перечень мест отбора и замера утверждается руководителем.

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

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

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

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

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

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

1. Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;
2. Оставление шарошек на забое;
3. Падение посторонних предметов в скважину;
4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

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

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



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

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

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

- показатели свойств бурового раствора не реже одного раза в неделю контролируются специалистами буровой организации с выдачей руководителю работ результатов и рекомендаций по приведению параметров раствора к указанным в проекте.

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

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

Таблица 6.1.

Параметры данных компонентного состава и свойств суммарных газов

Индекс стратигра- фического подразделения	Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Параметры растворенного газа		
		В плас- тов. условиях	После дегаза- ции	Газовый фактор, м ³ /м ³	Содерж. серово- дорода, %	Содерж. углекис- лого газа %
1	2	3	4	5	6	7
C _{3q} + C _{3k} C _{2m} ^{ks} +C _{2m} ^v +C _{2b}	Порово- трещинный кавернозный	0,662	0,817	201,5	1,18	0,80
		0,617	0,816	288,5	1,72	1,04



Проектирование параметров бурового раствора

Таблица 6.2

Порядок бурения	Система бурового раствора	Интервал м	Обычные свойства									Реологические параметры				Общее содержание твердой фазы (%)	Содержание бентонита(g/L)
			Плотность (г/см³)	вязкость по воронке (s)	API водоотдача , мл	pH	Содержание песка (%)	НТНР Водоотдача , мл	Коэффициент сопротивления трения	Статическое напряжение сдвига, (Pa)		Пластическая вязкость, (mPa.s)	Динамическое напряжение сдвига (Pa)	Значение n	Значение K		
										Начальное	Конечное						
Зарезка окна и бурение бокового ствола	Буровой раствор на основе калийной соли	3310-4048	1.12 ~ 1.15	50 ~ 60	<4	8 ~ 10	<0.4	<12	<0.1	1 ~ 3	5 ~ 8	18 ~ 25	8 ~ 10		3-5	<12	30 ~ 40

Рецепт бурового раствора:

3~4% бетонит + 0.2~0.3% чистая сода + 0.2~0.3% каустическая сода + 0.5~0.8%FA-367 + 0.1~0.2%XY-27 + 0.5~0.8%SP-8 + 3~4%SMP-3 + 3~4%SPNH + 5~7%KCl + 2~3% сульфированный асфальт + 1~2% смазка низкой флуоресценции + 1% EP-1 + 1% ZD-1+ барит

Требования к буровому шламу

Для шлама предусмотрен контейнер, с последующим вывозом на полигон.



Бурение в интервале 3310-4048 м.

Объем бурового раствора:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \times (d^2 \times I) \times K = 0,785 \times (0,1471^2 \times 3310 + (0,139 \times 1,2)^2 \times 738) = 72,3 \text{ м}^3$$

Таблица 6.3.

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Но- мер ин- тер- ва- ла	Интервал, м		Название раствора	Плот- ность раство-ра	Смена рас-ра для бур. интерв.	Название компо- нента	Концен- трация, %
	от (верх)	До (низ)					
1	2	3	4	5	6	7	8
I	3310	4048	Буровой раствор на основе калийной соли	1.12-1.15	да	Бентонит NaHCO ₃ NaOH FA 367 XY-27 SP-8 SMP-3 SPNH KCl СФА СНФ EP-1 ZD-1 BaSO ₄	3-4 0,2-0,3 0,2-0,3 0,5-0,8 0,1-0,2 0.5-0.8% 3-4 3-4 5-7 2-3 1-2 1 1

Примечания: Допускается применение хим.реагентов других производств аналогичной характеристикой.



Таблица 6.4

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Коли- чество, шт	Использование очистных устройств		Приме- чание
			Интервал, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1. Глиномешалка	HQ-200B	1			
2. Вибросито	ATL-1000 x 2	1			
3. Гидроциклон	NCS-12 x 12	1			
4. Илоотделитель	NCN-100 x 2	1			
5. Центрифуга	LW400 x 860	1			
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1			
Механическая сепарация					
7. Дегазатор	LCN-355	1	3310	4048	
8. Газосепаратор	YQF-8000/1.5., NQF-1200/1.0	1	3310	4048	

Примечания: Возможно использования аналогов или оборудования с лучшими характеристиками.



7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Нижеприведённые режимы бурения, КНБК, породоразрушающий инструмент, компоновки бурильных труб, могут быть уточнены по фактическим условиям бурения, сложившимся при проводке скважин (с проведением в необходимых случаях расчётов на прочность) и с учётом поставок. Необходимо постоянно контролировать параметры бурового раствора, не отступая от принятых проектом значений.

Таблица 7.1

Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид техно- логичес- кой опера- ции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения	
от (верх)	до (низ)				осевая наг- рузка, тс	скорость враще- ния, об/мин
1	2	3	4	5	6	7
3310	4048	Бурение	III-139,7мм НА-517	роторно- винтовой	4-6	ВЗД+30

Примечание: Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с заказчиком. Допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.



7.1. Проектирование КНБК

Таблица 7.2.

Компоновка низа бурильной колонны

Диаметр ствола (мм)	Интервал бурения (м)	КНБК
Спуск пакера		Глухой пакер с пакерующими устройствами + СБТ φ88.9мм
Спуск отклонителя и КНБК		Отклонитель φ138мм + направляющий переходник + УБТ φ88.9мм (9 шт.) + СБТ φ88.9мм
КНБК для зарезки окна		Двойной райбер конусный φ140mm + УБТ φ88.9мм (21шт.) + СБТ φ88.9mm
φ139.7	Участок стабилизации зенитного угла	Долото φ139.7мм + стабилизатор φ136мм + патрубок для MWD + немагнитная УБТ φ88.9мм (1шт.) + УБТ φ88.9мм (30шт.) + бурильный яс φ88.9мм + УБТ φ88.9мм (6шт.) + СБТ φ88.9мм + квадрат
	(точка А) Участок набора зенитного угла	Долото 139.7мм + ВЗД с одиночноизогнутым корпусом φ120мм (или 95мм) + патрубок для MWD + немагнитная УБТ φ88.9mm (1шт.) + СБТ с наклонной рампой φ88.9mm (65шт.) + УБТ φ88.9мм (30шт.) + бурильный яс φ88.9мм + УБТ φ88.9мм (6шт.) + СБТ φ88.9мм + квадрат φ139.7mm
	(точка В) Участок стабилизации зенитного угла	Долото φ139.7мм + ВЗД с одиночноизогнутым корпусом φ120мм (или 95mm) + патрубок для MWD + немагнитная УБТ φ88.9мм (1шт.) + СБТ с наклонной рампой φ88.9мм (90шт.) + УБТ φ88.9мм (30шт.) + бурильный яс φ88.9мм + УБТ φ88.9мм (6шт.) + СБТ φ88.9мм + квадрат

Примечание: 1) Спуск СБТ и УБТ после прохождения дефектоскопии и получения положительного результата.

2) Инженер по наклонно-направленному бурению вправе изменить КНБК и параметры бурения.

3) Для изоляции нижних интервалов допускается использование взрывного пакера вместо глухого



Таблица 7.3

Специальные инструменты и измерительные приборы

№. п/п	Наименование	Спецификац ия	Единица и измерения	Кол- во	Примечание
1	Двойной райбер конусный	φ140мм	Шт.	2	Для зарезки окна
2	Электронный многоточечный инклинометр		Набор	1	Для измерения
3	MWD		Набор	1	Для измерения
4	Направляющий патрубок MWD		Шт.	2	Для измерения
5	ВЗД с одиночноизогнутым корпусом	φ120 мм (или 95 мм)	Набор	8	Для набора и стабилизации зенитного угла
6	Немагнитная УБТ	φ88.9мм	Шт.	2	Для измерения
7	Спиральный стабилизатор	φ136мм	Шт.	3	Для соединения инструментов
8	Глухой пакер с пакерующими устройствами		Шт.	1	Для изоляции и разобщения отдельных слоев
9	Отклонитель 138мм		Набор	1	Для зарезки окна
10	Соответствующие переводники		Шт.	4	Для соединения инструментов
11	СБТ с наклонной рампой φ88.9мм		Шт.	100	Для уменьшения трения и сопротивления
12	УБТ φ88.9мм		Шт.	40	Два увеличения нагрузки на долото

Примечание:

Инженер по наклонно-направленному бурению вправе отрегулировать КНБК и параметры бурения, если фактически полученная интенсивность искривления не обеспечивает выполнения поставленной перед скважиной задачи. Также для изоляции нижних интервалов допускается использование взрывного пакера вместо глухого.



Таблица 7.4

7.2. Проектирование параметров бурения

№.п/ п	Интервал м	Долото		Характеристики бурового раствора			Параметры бурения		Гидравлические параметры					
		Диаметр мм	Площадь сопла мм ²	Плотность г/см ³	Пластическая вязкость. (mPa.s)	Динамическое напряжение сдвига, (Pa)	Нагрузка на долото, kN	Скорость вращения, г/min	Расход L/s	Давление насоса МПа	Перепад давления на долоте, МПа	Ударная сила, kN	Сила удара струи о забой, м/с	Скорость подъема, м/с
1	3310-3340	φ139.7	191.6	1.12 ~ 1.15	18 ~ 25	8 ~ 10	15 ~ 30	ВЗД 30-60	10-15	13.6	2.3	0.79	57.31	1.06
2	3340-3738,59	φ139.7	191.6	1.12 ~ 1.15	18 ~ 25	8 ~ 10	40 ~ 60	ВЗД	10-15	15.0	2.5	0.86	62.62	1.18
3	3738,59- 4047,77	φ139.7	191.6	1.12 ~ 1.15	18 ~ 25	8 ~ 10	15 ~ 30	ВЗД	10-15	17.6	2.5	0.86	62.62	1.18

Примечание: Выбор диаметра насадки долота для бурения данной скважины осуществляется в соответствии с характеристиками бурового раствора и состоянием долота для достижения проектного расхода и проектного давления стояки.



Конструкция бурильных колонн

Таблица 7.5

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, проработ., промывка	3310	4048		1	СБТ	89	Е	9,35	3-88	2905	62,5	65,6	2,0	> 1,5

Таблица 7.6

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
3310	4048	Бурение, спуск и другие вспомогательные работы	5 x 6



Таблица 7.7

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
3310	4048	Бурение, про- работка, про- мывка	F-800	1	0,8	110 - 120	207	0,9	50	41,5x0,9	37

Примечание: Тип бурового насоса может меняться в зависимости от комплектации буровой установки.

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Таблица 7.8

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
3310	4048	бурение	135-170	100,0	3,4	17,0	7,0	26,3



Таблица 7.9

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологическ. операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центрально-отверстии мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабатываемая на долоте кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3310	4048	Бурение, проработка, промывка	1,01	0,051	Периферийная	15,6	2	13x11	123,4	213
Примечание: Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с долотной программой сервисной компании, согласованной с Заказчиком.										



8. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ

Таблица 8.1

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



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



Таблица 8.2

Средства контроля

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1.	Плотномер	импортный	2
2.	Прибор определения условной вязкости	импортный	1
3.	Прибор определения статического напряжения сдвига	импортный	1
4.	Прибор водоотдачи	импортный	1
5.	Прибор измерения концентрации водородных ионов рН-метр, (лакмусовая бумага)	импортный	1
6.	Манометр	импортный	1
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.	Моментомер	импортный	1

Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.



Таблица 8.3

Средства диспетчеризации

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

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

Таблица 8.4

Средства контроля воздушной среды

№ п\п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Коли- чество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172Т-К2-8 канал	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у 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	-	
Примечание: Допускается применение аналогичного оборудования с техническими характеристиками не ниже указанных.			



9. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА

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

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

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

Таблица 9.1

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
Перед началом работ в боковом наклонно-направленном стволе	1	Ведущих, НКТ, СБТ и элементов трубных колонн	30	45	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования

Таблица 9.2

Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Используемая для операции техника		Максимальная давления, кгс/см ²
		тип (шифр)	кол-во, шт	
1	2	3	4	5
Перед началом бурения	Обвязка буровых насосов нагнет. линия, блок задвижек, шланг	ЦА-400М	1	На раб. давление
Боковой наклонно-направленный ствол	Обсадная колонна Устьевое оборудование	ЦА-400М	1	320
				320



10. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

В процессе заканчивания скважины со спуском большего количества пакеров набухающих при соприкосновении с углеводородами, имеется определенный риск, получения посадки или прихвата спускаемой компоновки. Для этого необходимо согласно фактической обстановке данной скважины провести подготовки ствола скважины, тем самым гарантировать достаточную безопасность при спуске предполагаемого лифта подземного оборудования для заканчивания скважины. Готовится проект по шаблонированию, и утверждается соответствующими департаментами АО «СНПС-Актобемунайгаз».

После проведения ЭМР (ГИС) проводится шаблонировка ствола скважины, при этом производится три рейса спуско-подъемных операции ниже указанной компоновкой:

1рейс – Компоновка с двумя винтовыми центраторами (КЛС) Ø134,62мм (башмак с круглой головкой + СБТ Ø89мм 1шт + двухвинтовой центратор 1шт (наруж Ø134.62мм, эффективная длина 0.5м) + СБТ 2шт + винтовой центратор 1шт+ (наруж Ø134.62мм, эффективная длина 0.5м) + колонна БТ;

2рейс – Компоновка с колонным скребком (Ø140.97mm шаблон обсадной колонны БТ + скребок обсадной колонны + колонна БТ, шаблонирование и скребок проводится в интервале пакеровки подвески 3раза на 10м выше точки выреза окна.

3рейс – Компоновка с трех винтовыми центраторами (КЛС) Ø134mm (башмак с круглой головкой + БТ Ø89мм 1шт + винтовой центратор 1шт (наруж Ø134.62мм, эффективная длина 0.5м) + БТ Ø89мм 2шт + винтовой центратор 1шт (наруж Ø134.62мм, эффективная длина 0.5м) + БТ Ø89мм 3шт + винтовой центратор 1шт (наруж Ø134.62мм, эффективная длина 0.5м) + колонна БТ Ø89мм)

Вовремя шаблонирования нужно строго следовать определенному распорядку шаблонирования, гарантировать гладкость стенок скважин, отсутствия непрохода, инструменты должны спускаться по порядку, особенно это касается интервалов, у которых были непроходы при бурении, в интервале большого искривления скважины нужно по несколько раз проводить шаблонирование.

По данным интерпретации материалов ГИС специалистами НИИ АО «СНПС-Актобемунайгаз» формируется предложение компоновки заканчивания скважины с набухающими пакерами, то есть по геологическим причинам может быть изменение в количестве пакеров для изоляции возможных водоносных горизонтов. Есть стандартные трехпакерные компоновки и в отдельных случаях спускаются четырехпакерные компоновки по выше указанным причинам. Составляется план работ на заканчивании скважины, план работ согласовывается с соответствующими департаментами АО «СНПС-Актобемунайгаз». Исполнителем на основании утвержденного плана работ на заканчивании скважины готовится рабочий план работы по спуску подземного оборудования, который согласовывается ЦУПМ, НГДУ, ПВАСС и утверждается заместителем начальника управления по производству исполнителя.

Метод заканчивания скважины со спуском подземного оборудования с набухающими пакерами состоит из двух этапов спуска секции подземного оборудования. Спуск первой секции в открытый ствол скважины производится на лифте НКТ89мм, в компоновку подземного входит башмак подземного оборудования, фильтр по необходимости, набухающие пакера количество которой определяется от полученных геологических данных, оседающие втулки ГРП и подвесной пакер. Подвесной пакер является гидравлическим, устанавливается в эксплуатационной колонне. На второй секции подземного оборудования в компоновку входит замковый уплотнитель, который соединяется с подвесным пакером, циркуляционный клапан и камеры газовой линии (КГЛ) с оттарированными клапанами. И вторая секция колонна подземного оборудования



спускается на лифте НКТ89мм. По завершению спуска подземного оборудования устье скважины оборудуется фонтанной елкой. Скважина будет находиться в тех. стоянке на набухание пакеров. Время набухания пакеров – 360 часов. Проводиться КРП скважине, после чего скважина отрабатывается через газосепаратор до вывода скважины на оптимальный рабочий режим.



11. 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 11.2, 11.3.

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

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

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

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

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

4. Мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов. Руководствоваться и соблюдать требования инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 23.06.2021г.

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



11.1 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:
- запас химреагентов и утяжелителя в количестве, установленном проектом на строительство скважины;

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

1. Действия вахты при бурении скважин:

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

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

Примечание: Если шаровой кран в компоновке бурильной колонны отсутствует (ГНВП произошло из пласта, непредусмотренного проектом на строительство скважины), бурильщик с первым и третьим помощниками разгружают инструмент на ротор (на клинья, элеватор) отворачивают ведущую трубу и устанавливают шаровой кран (обратный клапан), затем снова наворачивают ведущую трубу и инструмент подвешивают на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был над столом ротора на уровне элеватора или ключа АКБ,



а против плашек превентора была гладкая часть трубы. Закрепляют тормоз лебедки, клинья демонтируют;

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

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

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:



- 1) бурильщик подает сигнал «Выброс», сообщает о проявлении. Сажает колонну труб на фланец;
- 2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонной труб;
- 3) бурильщик при помощи допускового патрубка приподнимает колонну труб с планшайбой, а его помощники удаляют нижний элеватор;
- 4) первый помощник бурильщика открывает задвижку на выкидной линии отвода в емкость. Задвижки на другой выкидной линии должны быть закрыты;
- 5) бурильщик сажает планшайбу на фланец и с помощниками закрепляет ее шпильками. Вывод кабеля герметизируют способом, применяемым на данной скважине. Ведут наблюдение за давлением в скважине;
- 6) бурильщик и помощники принимают меры по обвязке устья с насосом (агрегатом) и герметизации скважины;
- 7) бурильщик сообщает ответственному лицу контроля организации о проявлении на скважине.
8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:
 - 1) бурильщик подает сигнал «Выброс» дает указание представителю геофизической организации об остановке работ и немедленном подъеме геофизических приборов из скважины, сообщает вахте о проявлении;
 - 2) бурильщик с помощниками способствует ускорению подъема приборов из скважины, герметизации скважины и сообщает ответственному лицу контроля организации об осложнении.
9. Регламент времени на герметизацию устья скважины при ГНВП указан в таблице 11.1.

Таблица 11.1.

№№	Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации
----	--	--------------------



п/п		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.

Таблица 11.2



Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Производство работ по строительству скважин ведется в строгом соответствии с Технический регламент «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» - методические указания по проведению обучения рабочих бригад по предупреждению возникновения и ликвидации открытых фонтанов (по сигналу «Выброс»); - план по безопасному ведению буровых работ; - борьба с загрязнением окружающей среды; - практическое обучение и тренировка специальным приемам по безопасности работы до начала и во время буровых работ, включая первую медицинскую помощь, тушение пожаров, спасение человеческой жизни; - первая медицинская помощь, транспорт и медицинское обслуживание; - хранение легко воспламеняемых и взрывоопасных веществ и т.д.; - мероприятия по действию персонала при несчастных случаях.
2	Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: 1. Инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 23.06.2021г. 2. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях в Актюбинской области, АО «СНПС-Актобемунайгаз», октябрь, 2022; 3. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъёмных операций в бурении. 6. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжеления и химической обработке бурового раствора. 7. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб. 8. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопроявления. 9. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород . 10. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительной – монтажных работах в бурении. 11. Методические рекомендаций по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.



3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда : 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора . 2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников . 3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад . 4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен 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» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.

Таблица 11.3



Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты от шума и одеждой, спец. обувью, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности рабочих мест
2	Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности». Согласно указанным документам весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 11.4.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м ³ (по бензолу) см. таблицу 11.4.
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 10.5.
5	Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011, представленными в таблице 11.6.
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 11.4

Средства индивидуальной защиты, спецодежда

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



Таблица 11.5

Средства коллективной защиты от шума и вибрации

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



Таблица 11.6

Нормы электрической освещенности

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

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



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

Таблица 12.1

№ п\п	Сокращения, виды, шифры	Номера таблиц	Расшифровка условных обозначений
1	2	3	4
1	ВП	4.8.	Взрыв пакер
2	УБТ	7.2	Трубы бурильные утяжеленные
3	СБТ	7.6	Трубы бурильные стальные импортные 5АХ АНИ
4	ТБТ		Толстостенная бурильная труба
5	ПЦТ-марки «G»		Портландцемент высокой сульфатостойкости, по спецификации API 10A
6	NaHCO ₃	6.1	Контроль жесткости
7	NaOH	6.1	Реагент для повышения pH
8	FA 367	6.1	Коллоидный защитный реагент
9	SP-8	6.1	Понизитель водоотдачи
10	XY-27	6.1	Реагент для снижения вязкости
11	SMP-3	6.1	Реагент для снижения водоотдачи
12	SPNH	6.1	Понизитель фильтрации
13	KCl	6.1	Ингибирующий реагент
14	СФА	6.1	Сульфированный асфальт
15	СНФ	6.1	Смазка низкой флуоренценции
16	ZD-1	6.1	Закупоривающий материал
17	EP-1	6.1	Противоразрушительный реагент для бурения
18	BaSO ₄	6.1	Барит
19	KB	3.5.	Кавернометрия
20	БК	3.5.	Боковой каротаж
21	АК	3.5.	Акустический контроль цементажа
22	ГК	3.5.	Гамма картаж
23	МБК	3.5.	Боковой микрокаротаж
24	ПС	3.5.	Каротаж методом собственной поляризации
25	КНК	3.5.	Компенсированный нейтронный каротаж
26	ГТИ	3.5.	Геолого-технологическое исследование
27	ЛПК	3.5.	Литолого-плотностной каротаж



13. Охрана окружающей среды

1. Все работы по реконструкции скважин должны осуществляться в соответствии с нормативными документами, актами, положениями и правилами по охране окружающей среды, действующими в Республике Казахстан.

3. Природоохранные мероприятия должны учитывать специфические особенности процесса реконструкции скважин, время года, природно-климатические условия района ведения работ, народно-хозяйственную ценность водных объектов, лесов, отведенных земель и должны быть согласованы в установленном порядке.

4. Защита окружающей среды от загрязнения шламом, мероприятия, направленные на предупреждение загрязнения водных объектов и рациональное использование водных ресурсов при бурении бокового ствола и возможных аварийных ситуациях:

- бурение ведется на малотоксичном буровом растворе, их химическая обработка подобрана с учетом их наименьшего, вредного воздействия на почвы и подземные воды. В условиях разбуривания карбонатного по преимуществу разреза частицы бурового шлама обладают малой пористостью, следовательно, слабо насыщены химически обработанным буровым раствором.
- применение замкнутых систем циркуляции бурового раствора с его многократным использованием для сбора, осветления и регенерации раствора, герметичные емкости и желоба циркуляционной системы;
- применение технологии и оборудования по приготовлению глинистого раствора и водных растворов химреагентов, исключающих загрязнение окружающей среды;
- разлившийся при аварийной ситуации нефтепродукт будет собираться передвижными автосредствами с дальнейшей подачей в дренажные технологические емкости установок в первые часы происшествия;
- выбуриваемая порода будет направляться в специальные емкости и вывозиться на полигон.

5. Снижение вредного воздействия на атмосферу достигается за счет:

- на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважины в случае нефте-, газо-, водопроявлений по каким-либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу;
- в целях предотвращения выбросов нефти при вскрытии продуктивных горизонтов, при углублении скважины производится создание противодействия столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;



6. При реконструкции скважин в пойменных зонах естественных водоемов администрацией предприятия совместно с организациями санитарного надзора и бассейновой инспекции должны быть разработаны дополнительные мероприятия, обеспечивающие предотвращение загрязнения грунтовых и паводковых вод вредными веществами и производственными отходами.

7. Запрещается газ, содержащий вредные вещества, выпускать в атмосферу без сжигания или нейтрализации.

8. При аварийных разливах промышленные стоки, содержащие вредные вещества, следует немедленно собрать в прямки и на месте нейтрализовать.

9. По окончании реконструкции скважин необходимо:

- вывести оставшиеся технологические растворы для повторного их использования или полигон;

10. Как в процессе реконструкции скважин, так и по его завершении бытовой и производственный мусор следует собирать и вывозить в места свалки, согласованные с землепользователем или частично сжигать.

11. При капитальной реконструкции скважин с применением бурового оборудования помимо настоящих Правил надлежит руководствоваться также требованиями соответствующих разделов «Временной инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ» – действующей в Республике Казахстан.

12. При текущей и капитальной реконструкции скважин анализ воздуха рабочей зоны производится мастером бригады или бурильщиком (оператором) экспресс-методом с помощью газоанализаторов.

13. Для проведения анализа воздуха рабочей зоны экспресс-методом мастер бригады и бурильщик (оператор) должны пройти дополнительное обучение на рабочем месте и иметь право анализа воздуха рабочей зоны.

14. В случае газопроявлений в процессе реконструкции (за счет колебаний уровня задавочной жидкости в скважине разгазирования этой жидкости и др.) всякая работа на скважине должна быть прекращена. При этом экспресс-методом проводится анализ воздуха рабочей зоны на присутствие сероводорода, сернистого газа, углеводородов, окиси углеводорода. Если загазованность рабочей зоны превышает ПДК, необходимо загерметизировать устье скважины и принять срочные меры по ликвидации газопроявлений. При данной ситуации члены бригады должны пользоваться СИЗ ОД.

15. Освоение скважины после реконструкции (откачка задавочной жидкости с целью вызова притока из пласта) производится после полной сборки устьевой арматуры.



16. Для обеспечения чистоты воздушного бассейна и выполнения требований санитарных норм по рассеиванию вредных выбросов продукта скважины должна производиться только при направлении ветра от ближайших населенных пунктов промышленных и других объектов.

17. При проведении реконструкционных работ в скважинах помимо требований, приведенных в данном разделе технологического регламента, следует руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года № 355, «Едиными правилами по рациональному и комплексному использованию недр» от 15 июня 2018 года № 239 и другими соответствующими нормативно-техническими и руководящими документами, утвержденными в установленном порядке.



Возможные неисправности при работе технических средств

№ п/п	Наименование неисправности. Внешние проявления	Вероятная причина	Метод устранения
1	2	3	4
При вырезании участков колонны			
1	Посадки вырезающего устройства при спуске в скважину	Парафиновые отложения на стенках эксплуатационной колонны	Очистить колонну от парафина. Проработать колонну райбером и прошаблонировать
2	Полное или частичное отсутствие циркуляции бурового раствора	Негерметичность колонны. Поглощение раствора в интервале вырезания	Ликвидировать негерметичность закачкой цементного раствора. Использовать с нужными параметрами
3	Смещение частей эксплуатационной колонны относительно друг друга после её вырезания	Отсутствие затрубного цементного кольца	Закачать под давлением цементный раствор в интервал с вырезанным участком колонны. Приступить заново к вырезанию выше на 20-30 м
4	Повышение давления в нагнетательной линии в процессе вырезания	Забито отверстие насадки	Поднять вырезающее устройство, разобрать и прочистить отверстия насадки
5	Понижение давления в нагнетательной линии в процессе вырезания	Размыто отверстие насадки. Негерметичность буровой колонны. Неправильная сборка вырезающего устройства	Поднять вырезающее устройство и заменить насадку. Ликвидировать негерметичность
6	Колонна не прорезается. Малое количество или отсутствие стружки металла в выносимом растворе	Негерметичность буровой колонны. Неправильная сборка вырезающего устройства	Ликвидировать негерметичность. Проверить сборку вырезающего устройства
7	Колонна "проваливается"	Резцы сработаны полностью	Поднять вырезающее устройство и заменить резцы
8	Резкое увеличение механической скорости без увеличения осевой нагрузки	Резцы поломаны по периферии и работают внутри колонны	Поднять устройство, заменить резцы и повторно торцевать тот же участок



При забуливании и бурении ствола			
9	Отклоняющая компоновка низа бурильной колонны не подходит в обсадную колонну	Большой угол перекоса осей резьб искривленных переводников	Установить искривленные переводники с меньшим углом перекоса осей резьбы. Сделать новый расчет отклоняющей компоновки
10	Забойный двигатель не заводится. Циркуляция отсутствует	Большой угол перекоса осей резьб искривленных переводников	Установить искривленные переводники с меньшим углом перекоса осей резьбы. Сделать новый расчет отклоняющей компоновки
11	Забойный двигатель не заводится. Давление в нагнетательной линии растет, циркуляция отсутствует	Рабочая пара двигателя забита грязью или окалиной	Поднять двигатель и прочистить от грязи. Промыть внутренние полости бурильных труб.
12	Долото срывается с выработанного уступа	Не выработан уступ в стенке скважины достаточной величины. Радиальный люфт вала шпинделя забойного двигателя выше допустимого значения	Повторная установка цементного моста в том же интервале и забуливание с меньшей подачей. Замена радиальных опор.
13	Отсутствие проходки при работающем двигателе	Слом шарнирного соединения валов забойного двигателя	Поднять двигатель и заменить шарнир



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

Таблица 14.1

Список литературы

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

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

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

Приложения

" 2026 г.

Самов Г.А.

Исходные данные

Содержание

Реферат.....	3
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	5
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	8
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	10
3.1. Краткая характеристика.....	10
3.2. Геологические условия для зарезки бокового ствола.....	15
3.3. Термобарические условия для зарезки бокового ствола.....	15
3.4. Геофизические исследования при бурении бокового ствола.....	17
3.5. Порядок выполнения геолого-технического исследования.....	18
4. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА.....	22
4.1. Основные технические данные скважины.....	23
4.2. Подготовка скважины к забуливанию дополнительного ствола.....	24
4.2.1. Выбор точки начала зарезки бокового ствола.....	24
4.3. Технологический процесс зарезки окна и бурения бокового ствола.....	33
5. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	34
5.1. Общее положение по искривлению скважины.....	34
5.2. Бурение дополнительного ствола.....	39
6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	43
6.1. Общие положения.....	43
6.2. Проектирование параметров бурового раствора.....	47
7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	51
7.1. Проектирование КНБК.....	52
7.2. Проектирование параметров бурения.....	54
8. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ.....	58
9. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	62
10. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	63
11. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.....	65
11.1 Мероприятия по предупреждению проявлений. Общие мероприятия по предупреждению ГНВП.....	66
12. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов.....	78
13. Охрана окружающей среды.....	79
Список литературы.....	83
Приложения	
Исходные данные	