

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

**Проект
реконструкции скважины Н8048 месторождения Кенкияк-подсолевой
на бурение бокового ствола**

Актобе 2026

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



Утверждаю:
Генеральный директор
АО «СНПС - Актобемунайгаз»
 **Жу Шитао**
» _____ 2026г

Проект
реконструкции скважины Н8048 месторождения Кенкияк-подсолевой
на бурение бокового ствола

Актобе 2026

Состав исполнителей

Первый зам. директора НИИ _____  Б.С. Табилов

Зам. директора НИИ _____  Г.С. Нургалиева

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

Заместитель начальника ОТБид _____  Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер 2 отдела разработки _____  А.Ж. Айткалиев

Инженер 2 кат.ОТБид _____  Н.М. Танжарикова

Инженер ОТБид _____  З.Т. Исалиева

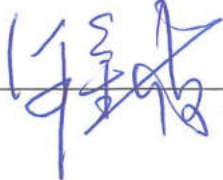
Согласовано:

Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»


Чай Хуэй

«__»____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»


Хэ Цзиньбо

«__»____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»


Ван Хайтао

«__»____ 2026г.

Реферат

Нефтяное месторождение Кенкияк является крупным месторождением в северо-восточной части Прикаспийской впадины, в разрезе которого выделяется два этажа нефтеносности, т.е. надсолевой и подсолевой. В подсолевом разрезе месторождения разрабатываются залежи в каменноугольных и нижнепермских отложениях.

В 1969 году на площади Кенкияк было начато поисково-разведочное бурение, результатами которого стало выявление в 1971 году продуктивных коллекторов в терригенных нижнепермских отложениях скважиной П-88 и открытие нефтяной залежи в карбоне в 1979 году при испытании скважины 107.

В 1991 г. на основе бурения 38 поисково-разведочных скважин КазНИГРИ был выполнен отчет «Подсчет запасов нефти и попутных компонентов подсолевых терригенных отложений нижней перми и карбонатных отложений среднего карбона месторождения Кенкияк по состоянию на 01.11.1990г.» и утвержден в ГКЗ СССР (Протокол №11125 от 23.10.1991г.).

В 1997г «CNODC» получена лицензия по совместной разработке данного месторождения.

В 2000г выполнен ряд работ по трехмерным сейсмическим исследованиям на площади 265 км².

В 2004г Нефтегазовым научно-исследовательским институтом при Синьцзянском нефтяном управлении («ННИИШУ») и ОАО НИПИ «Каспиймунайгаз» был составлен «Проект опытно-промышленной разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», утвержденный ЦКР РК (Протокол №26 от 9 апреля 2004г.).

В 2010г по результатам бурения новых скважин и опытно-промышленной разработки месторождения ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» был подготовлен отчет по «Пересчету запасов нефти, растворенного газа и попутных компонентов месторождения Кенкияк подсолевой Актюбинской области Республики Казахстан (по состоянию на 01.01.2009г)» и утвержден ГКЗ РК. В том же году ТОО НИИ «Каспиймунайгаз» на новые запасы УВС был разработан и принят ЦКР РК (протокол №63 от 28.06.2010г) проект «Технологическая схема разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк».

В 2019г. выполнены отчеты: «Прирост и перевод запасов нефти и растворенного газа месторождения Кенкияк подсолевой» (по состоянию изученности на 01.11.2018г.), утвержден ГКЗ РК (Протокол №2036-16-У) и «Анализ разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк».

На утвержденные запасы разработан «Проект разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк», протокол ЦКР РК №13/19 от 12-13 сентября 2019г. Техпоказатели были утверждены по рекомендуемому IV варианту разработки.

В 2025г отчет «Анализ разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк» был выполнен ТОО «Timal Consulting Group». В рамках Анализа обновлена геологическая модель и проведены корректировки технологических показателей разработки месторождения.

В геологическом строении месторождения Кенкияк-подсолевой в надсолевой части принимают участие осадочные отложения палеозоя - пермские, мезозоя - триас, юра, мел и четвертичного возраста, представленные песчано-глинистыми терригенными и редко карбонатными известково-мергельными породами. Верхнепермские отложения (P₂) имеют широкое распространение за крутым уступом соляных куполов, а в сводовых частях они обычно полностью прорваны солью.

Для разреза подсолевых отложений характерно наличие двух толщ: верхней терригенной (ТР-I) и второй карбонатной (КТ-II). Отложения КТ-II представлены известняками светло-серыми, органогенно-обломочными, пористыми с подчиненными прослоями аргиллитов темно-серых, алевролитистых и соответствуют среднекаменноугольному возрасту. Со стратиграфическим несогласием на размытой поверхности КТ-II залегают отложения верхней терригенной толщи. Продуктивная толща КТ-II представляет собой массивно-

пластовую нефтяную залежь. Продуктивность карбонатной залежи была доказана результатами опробования скважин в период разведки. Отложения ТР-I в возрастном отношении соответствуют отложениям ассельских, сакмарских, артинских ярусов и представлены аргиллитами с многочисленными прослоями более грубозернистых пород (алевролитов, песчаников, гравелитов) в основании отложений. К артинским отложениям приурочены продуктивные горизонты Р-I, Р-II, Р-III, к сакмарским – Р-IV продуктивный горизонт, к ассельским отложениям - Р-V. Горизонты опробованы и некоторые из них дали промышленные притоки.

Для оптимизации разработки залежей и продления срока эксплуатации скважин, находящихся в бездействующем фонде по техническим причинам, применяется современная технология по реконструкции скважин методом бурения боковых стволов. Такой способ является экономически выгодным - увеличивается добыча без дополнительных затрат на коммуникации и обустройство.

С целью охвата ранее не вовлеченных в разработку запасов и извлечения остаточной нефти предлагается бурение бокового ствола в скважине Н8048 на артинские, сакмарские и ассельские нефтеносные горизонты нижней перми месторождения Кенкияк (подсолевые залежи).

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Скважина Н8048 была пробурена на месторождении Кенкияк (подсолевые залежи) в согласно распоряжения №7Г-52 от 23.06.2011г. АО «СНПС Актобемунайгаз» и согласно индивидуального рабочего проекта №343 на строительство горизонтальной скважины Н8048 месторождения Кенкияк-подсолевой.

Фактическая глубина- 4950м

Фактический горизонт - С_{2b}.

Скважина начата бурением 03.09.2011 г

Скважина закончена бурением 13.03.2012г.

Фактическая конструкция скважины:

направление – Ø508мм - 52м, забетонировано до устья

кондуктор – Ø339,7мм - 820,61м, уровень подъема цемента с глубины 138,3м

тех. колонна – Ø244,5 мм - 3726м, уровень подъема цемента с гл. 52,6м

экс. колонна – Ø177,8мм - 4648,58м, уровень подъема цемента с гл. 573м

Фильтр Ø139,7мм в интервале 4135,75 - 4648,58м

«Открытый ствол» в интервале 4648,58 - 4950м

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-367 от 20.05.2026г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование проекта реконструкции скважины Н8048 на бурение бокового ствола месторождения Кенкияк подсолевой, 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	Н8048
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Категория скважины	эксплуатационная
5. Проектный горизонт заканчивания скважины	P ₁ art-s
6. Проектная глубина, м. по стволу	4500
по вертикали	4206
7. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная)	горизонтальная
8. Тип профиля	J-образная
9. Глубина по вертикали кровли толщи P ₁ s, м	3973
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	500
17. Необходимо замерять азимут и угол искривления ствола:	
- в вертикальной части, м:	каждые 100
- в наклонной части, м:	каждые 50
18. Азимут бурения, град	288,78°
19. Максимальный зенитный угол, град	76.90°
20. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	5°
21. Продолжительность цикла реконструкции за исключением освоения, сут.	120
Подготовительные и земляные работы	25
Монтаж, демонтаж	20
Бурение и крепление	75
22. Проектная скорость бурения бокового ствола, м/ст. мес	284
Примечание: Допускается применение электрического силового привода	

Таблица 1.2

Общие сведения о фактической конструкции скважины и о проектном боковом стволе

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	52	0	52
Кондуктор	339,7	0	820,61	0	820,61
Промежуточная	244,5	0	3726	0	3726
Эксплуатационная	177,8	0	4648,58	0	4648,58
фильтр	139,7 открытый ствол	-	-	4135,75	4648,58
		-	-	4648,58	4950
Проектная боковая эксплуатационная колонна	114,3	3790	4206	3790	4500

2.ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Таблица 2.1.

Сведения о районе буровых работ

Наименование	Значение (текст,название)
1	2
Площадь (месторождение)	Кенкияк- подсолевой
Блок (номер и/или название)	
Административное расположение:	
республика	Казахстан
область (край)	Актобинская
район	Темирский
Год ввода площади в бурение	1960
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	2002
Температура воздуха, °С	
среднегодовая	+ 6
наибольшая летняя	+ 45
наименьшая зимняя	- 30
Среднегодовое количество осадков, мм	170
Максимальная глубина промерзания грунта, м	1.5
Продолжительность отопительного периода в году, сут	197
Продолжительность зимнего периода в году, сут	151
Азимут преобладающего направления ветра, град	45-90
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 строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	Холмистая равнина
Состояние местности	полупустыня
Толщина, см	
снежного покрова	17
почвенного покрова	20
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 ХJ-550 с буровой вышкой JJ135/34, ХJ-750 с буровой вышкой JJ170/38, ZJ-45, ZJ-50 с буровой вышкой соответственно JJ225/142 и JJ 315/145 из наличия	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	0.15	12 V190BG3 882кВт «Kenwood», транковая
Связь	радиостанция	непосредств енно	Авто
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	-	

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 – Кенкияк асфальтированная	217	нет	-	-
	Кенкияк – буровая	15			

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Краткая характеристика

Скважина Н8048 пробурена на месторождении Кенкияк (подсолевые залежи) в соответствии с Технологической схемой разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк, 2010г.

(Выкопировка со схемы расположения скважин прилагается - Рис.1.).

Фактическая глубина: 4950м

Фактический горизонт - C₂b

Начата бурением 03.09.2011г

Закончена бурением 13.03.2012г

Фактическая конструкция скважины:

направление – Ø508мм - 52м, забетонировано до устья

кондуктор – Ø339,7мм - 820,61м, уровень подъема цемента с глубины 138,3м

тех. колонна – Ø244,5 мм - 3726м, уровень подъема цемента с гл. 52,6м

экс. колонна – Ø177,8мм - 4648,58м, уровень подъема цемента с гл. 573м

Фильтр Ø139,7мм в интервале 4135,75 - 4648,58м

«Открытый ствол» в интервале 4648,58 - 4950м

Стратиграфия (Alt.p 186,80м):

0 - 434 – К

434 - 588 – J

588 - 693 – T

693 - 760 – P₂

P1kq: 760 - 767 - верхняя сульфатно-терригенная пачка

767-3711 - галогенная толща

3711 - 3726 - нижняя сульфатно-терригенная пачка

3726 - 4197 - P1art

4197 - 4297 - P1s

4297 - 4402 - P1as

4402 - 4950 – C₂b

Скважина № Н8048 была пробурена как горизонтальная с открытым стволом на горизонт КТ-II (C2b). Введена в эксплуатацию 25.05.12г с первоначальным дебитом 69т/сут, обв. 1,1%. В дальнейшем вследствие образования пробки и закупорки ствола скважины добыча начала быстро снижаться, и к январю 2013 года приток полностью прекратился. Проводилось ряд мероприятий по СКО, ГНКТ, КРС без эффекта, в скважине осталось ГНКТ L-800м. В 2015 году пробурен боковой ствол в тот же горизонт КТ-II (зарезка окна на глубине 4095м, боковой ствол в интервале 4100-4395м) - без эффекта. С 14.11.15г. скважина находится в бездействующем фонде.

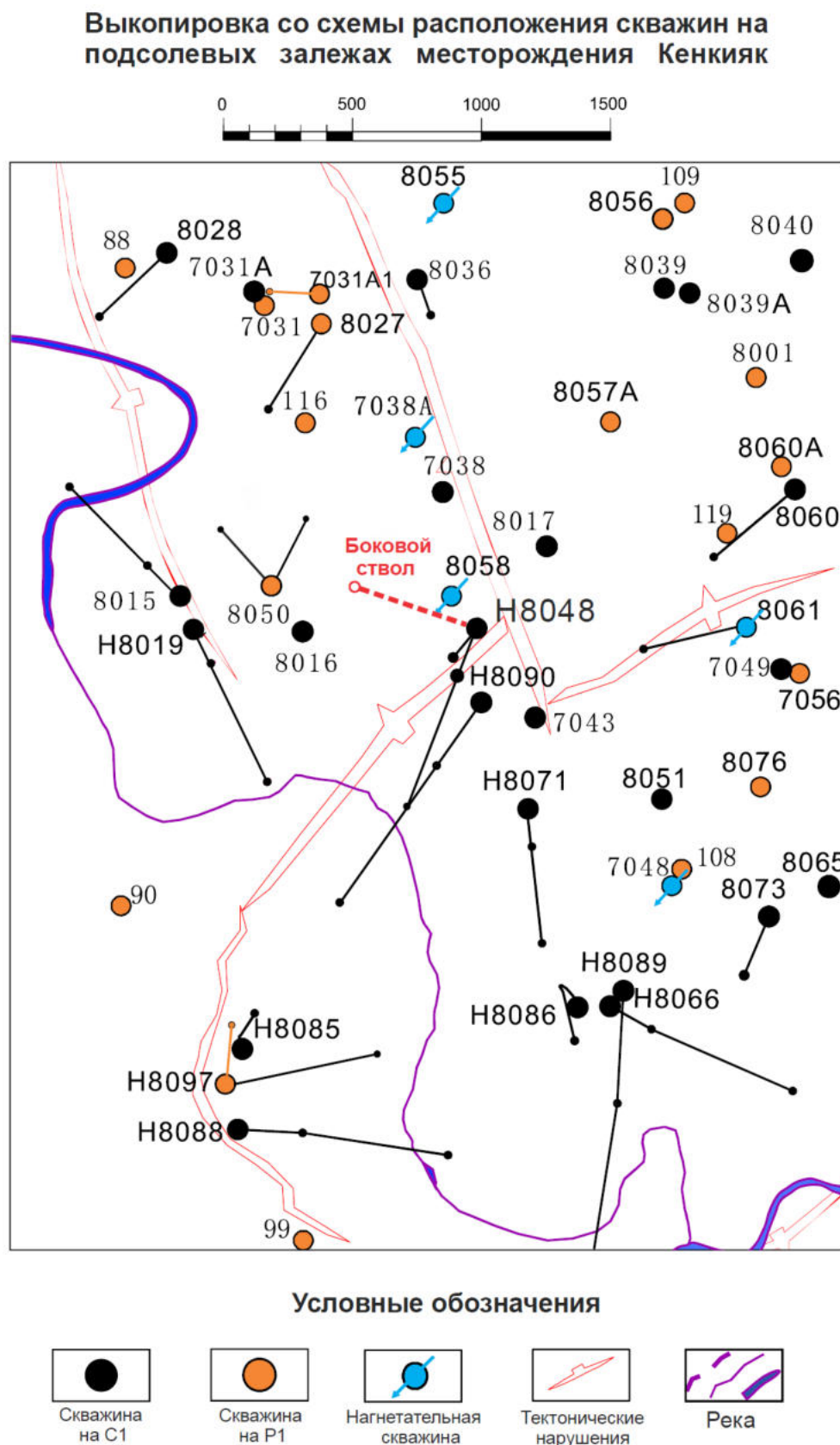


Рисунок 1. Выкопировка со схемы расположения скважин

По интерпретации ГИС исследований в нижнепермских отложениях - P1ar-sk-ass не выявлено пластов-коллекторов. По результатам бурения и данных геофизических исследований на нижнюю Пермь близлежащих соседних скважин 8050, 8027, 8057А выявлено, что пласты коллекторы в P1art (P-III) и P1s (P-IV) в районе работ имеют хорошие показатели по физико-емкостным свойствам (ФЕС).

В районе расположения скв. Н8048 в соседних скважинах, где имеются схожие данные, получены промышленные притоки нефти, имеется хороший результат. (скв. 8050 Qн -59т/сут, скв. 8027 Qн-43т/сут; скв.8057А Qн-15т/сут).

Корреляция через соседние скважины представлена на профилях на рис.2. В целях большего охвата пластов-коллекторов в нижней Перми в западном направлении, где коллектора развиты, предлагается боковое бурение в скважине № Н8048 на пласты нижнепермских горизонтов P1art (P-III), P1s (P-IV) и P1a (P-V) по азимуту 288,78°, с отклонением 500м. Предполагаемый профиль бокового ствола на нижнепермские отложения на рис.3.

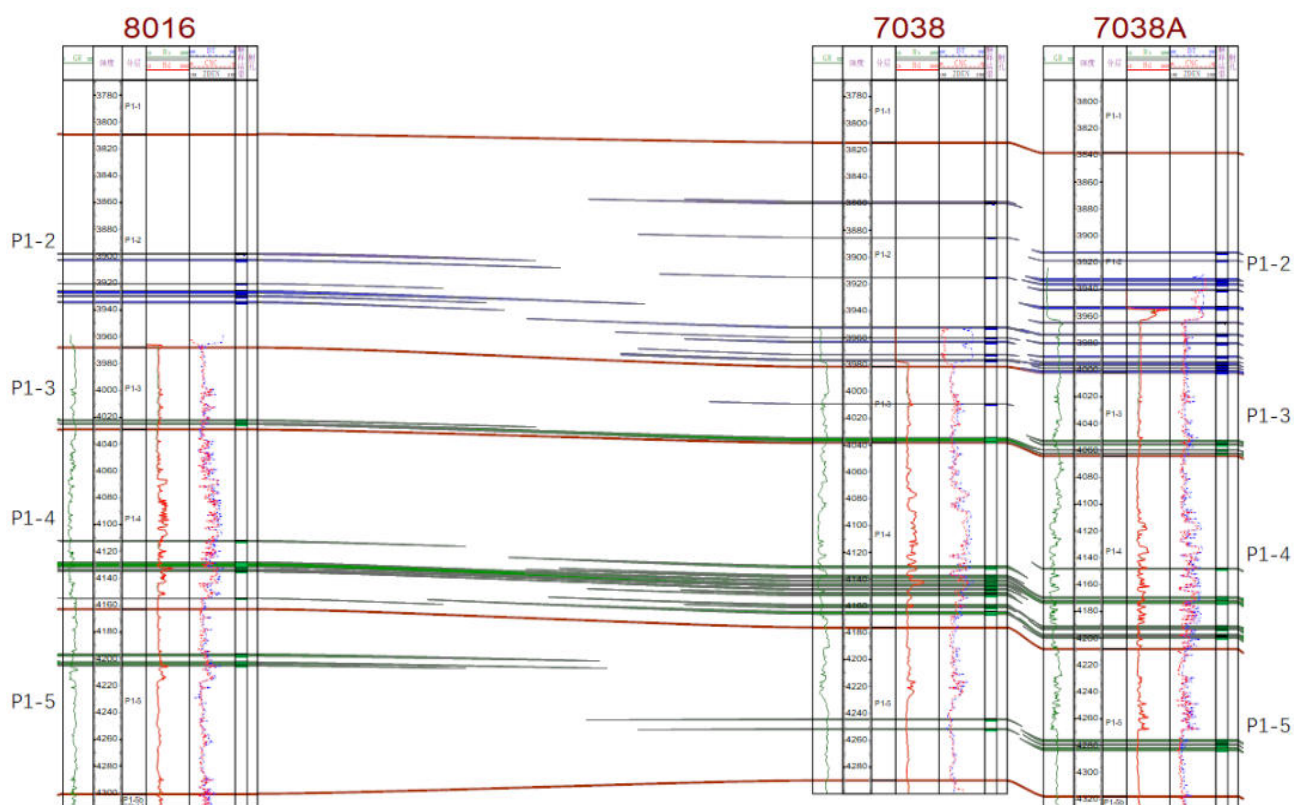


Рис. 2

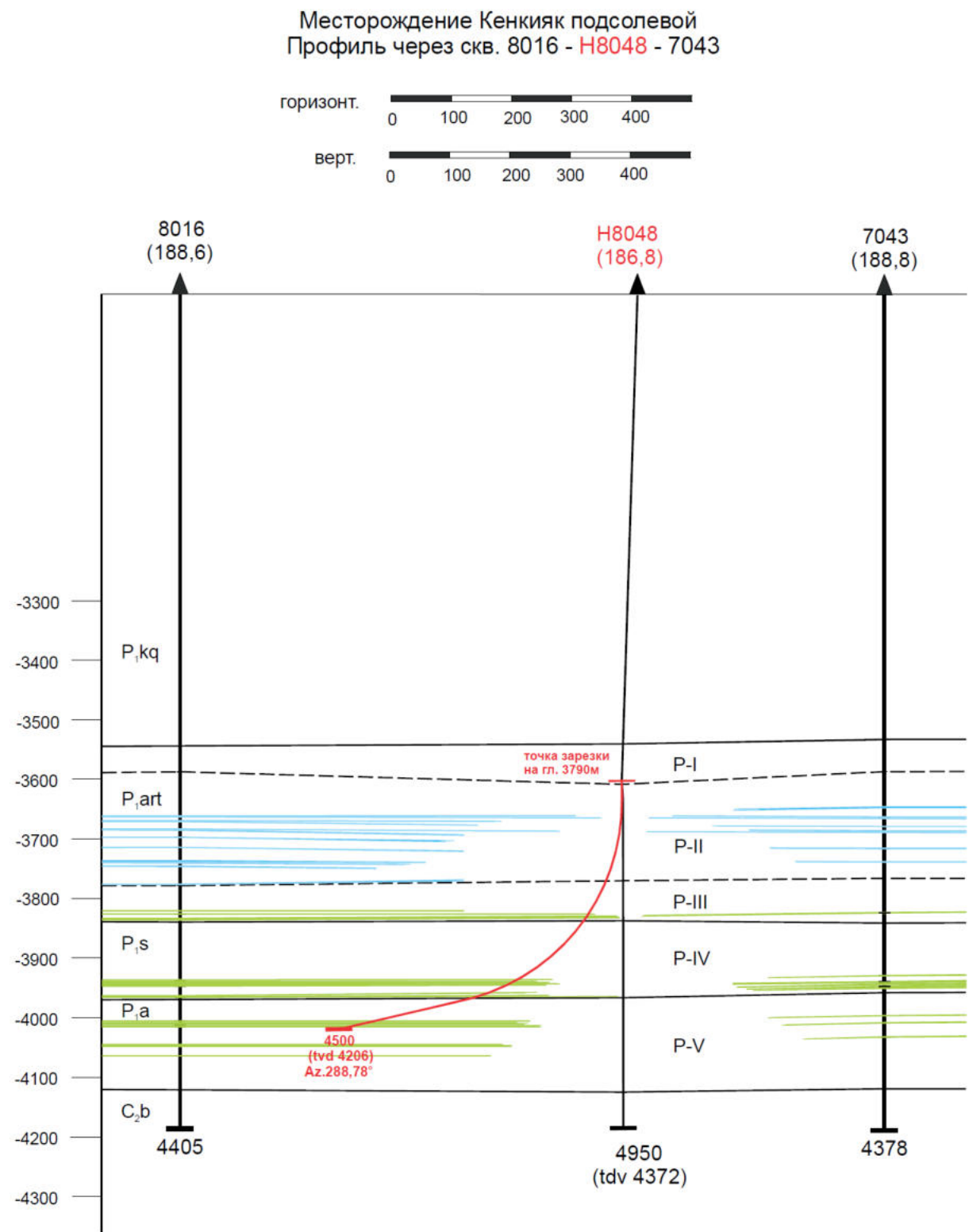


Рис. 3

1.2 Геологические условия для зарезки бокового ствола

Таблица 1.2

Параметры бурения бокового ствола		Глубина		Абсолютная глубина, м
		по стволу, м	верт.гл., м	
Кровля Р ₁ art-s		3728	3728	-3541
Целевой пласт Р ₁ art-s (РIII-PV)	кровля	3979	3973	-3786
	подошва	4500	4206	-4019
Глубина зарезки		3790	3790	-3603
Забой		4500	4206	-4019
Смещение от проекции устья до забоя		500м		
Азимут направления бурения цели		288,78°		

Зарезка бокового ствола на глубине 3790м. Фрагмент АКЦ за эксплуатационной колонной 177.8мм в интервале 3760-3810м на Рис.4

1.3 Термобарические условия для зарезки бокового ствола

Пластовое давление на глубине зарезки бокового ствола 3790м (градиент Р_{пласт} -1,6) - 600атм

Пластовая температура на глубине зарезки бокового ствола 60°C

Пластовое давление на глубине заканчивания (забоя) бокового ствола 4500м (tvd 4206м) - 680атм

Пластовая температура на забое бокового ствола 71°C

В целях большего охвата пластов-коллекторов в нижней перми в направлении к скважине 7038, где коллектора развиты, а также по данным разработки соседних скважин 8027 и 8057А на нижнюю пермь Р₁ (III-IV), где были получены промышленные притоки нефти (таблица 3.5), предлагается бурение бокового ствола в скважине №8058 на пласты нижнепермских горизонтов Р₁art (P-III) и Р₁s (P-IV) по азимуту 7,28° (Корреляция с коллекторами соседней скважиной 7038 представлена на рисунке 3.2)

Фрагмент диаграммы оценки качества АКЦ за эксплуатационной колонной $\varnothing 177,8\text{мм}$ 0-4648,58м

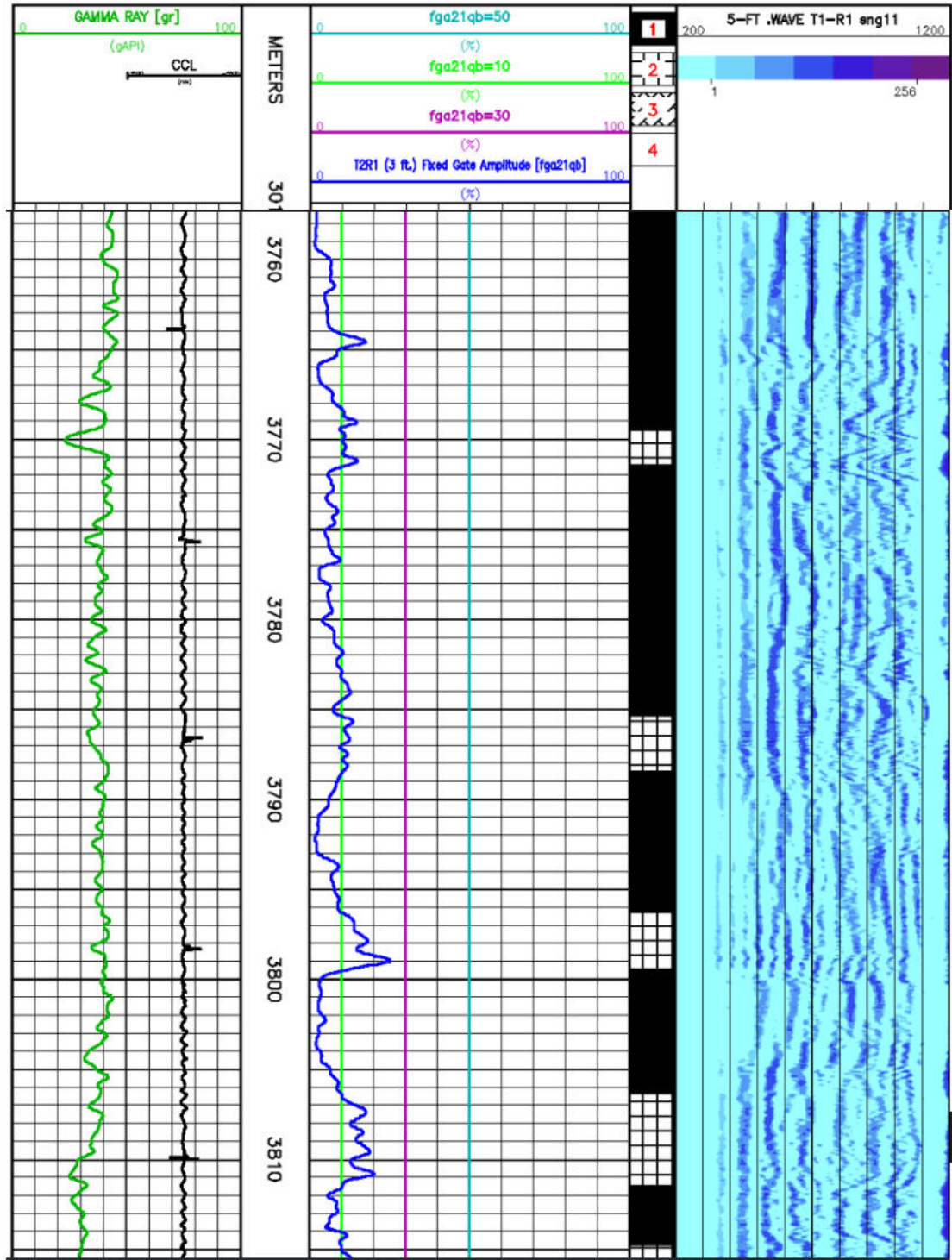


Рис. 4

Таблица 1.3

Оценка качества АКЦ в интервале зарезки

Интервал (м)	Мощность (м)	Оценка качества
3771.6 - 3785.5	13.9	СПЛОШНОЕ
3785.5 - 3788.6	3.1	ЧАСТИЧНОЕ
3788.6 - 3796.4	7.8	СПЛОШНОЕ
3796.4 - 3799.6	3.2	ЧАСТИЧНОЕ
3799.6 - 3806.5	6.9	СПЛОШНОЕ

1.4 Геофизические исследования при бурении бокового ствола

Геофизические исследования

Таблица 1.4

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся			Скважинная аппаратура и приборы		номера таблиц СНВ на ПГИ
		на глубине, м	в интервале, м		тип	группа сложности	
1	2	3	4	5	6	7	8
Инклинометрия через 20м		4500	3790	4500			
DLL – БК, боковой каротаж	1:200	4500	3790	4500	ECLIPSE 5700		
MSFL – МБК, боковой	1:200		3790	4500			
микрокаротаж	1:200		3790	4500			
АС – АК, акустический каротаж	1:200		3790	4500			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж			3790	4500			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1:200		3790	4500			
GR – ГК, гамма каротаж	1:200		3790	4500			
SP – ПС, каротаж потенциалов	1:200		3790	4500			
самопроизвольной поляризации							
CAL – КВ, кавернометрия			3790	4500			
ГТИ							

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;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

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

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

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

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 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.) 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:

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

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Таблица 1.5

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкций продуктивного забоя: открытый забой, фильтр, колонна цемент.	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)
				от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P ₁ art-s (РПШ- PV)	1	3790	4500 (tvd 4206)				передвижная	да	не менее 3-х		замена раствора на нефть, обработанную ингибитором (КО-101)

Примечание: 1. Интервал перфорации определяется после проведения геофизических исследований

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

4. Технология зарезки бокового ствола

Фактическая конструкция скв.Н8048

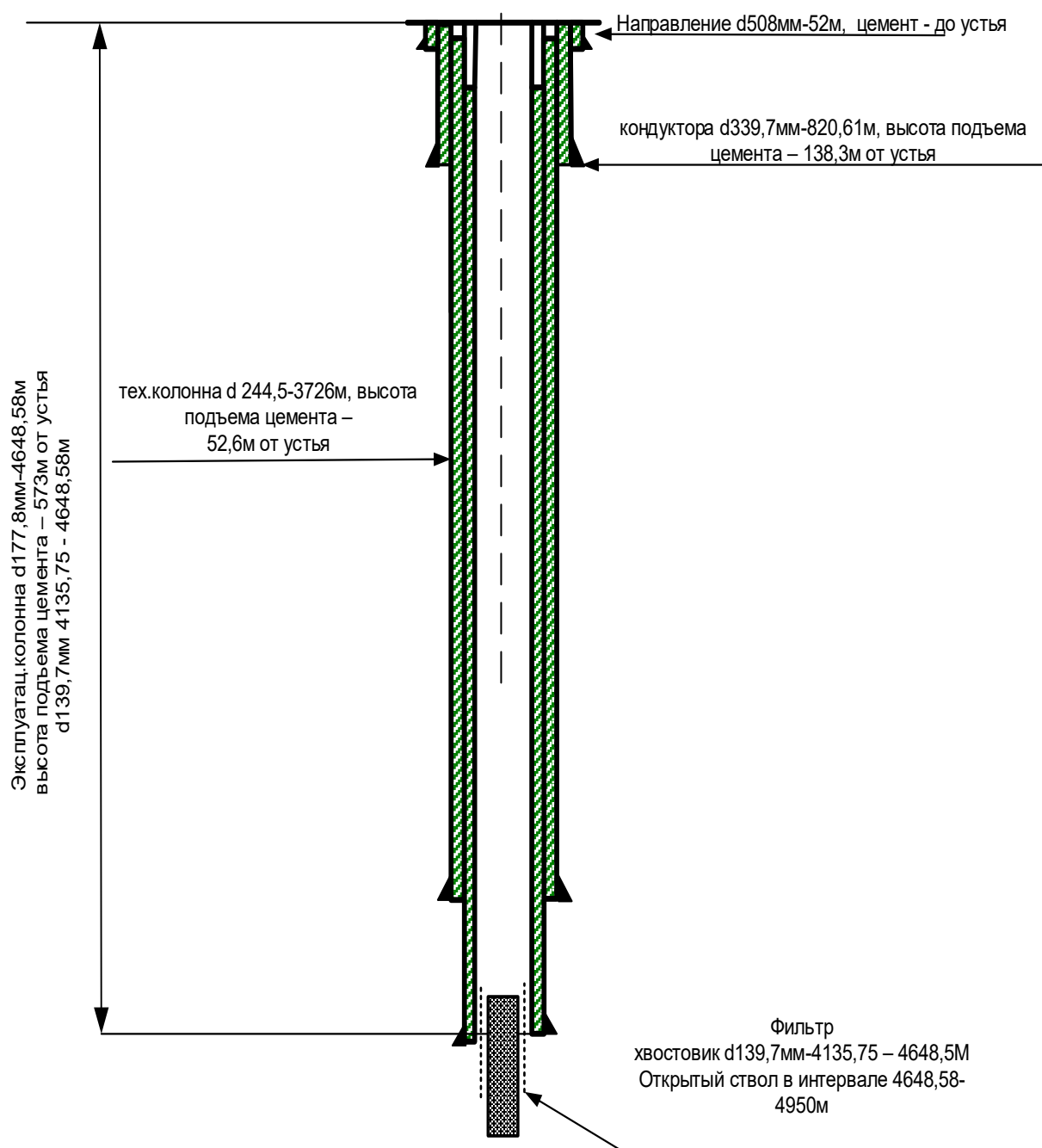


Рисунок 4.1 Фактическая конструкция скважины Н8048

4.1 Основные технические данные скважины

Скважина в интервале забурирования закреплена

- эксплуатационной колонной Ø 177,8 мм – 4649,61м – цемент до 573от устья.

Таблица 4.1

Данные об эксплуатационной колонне 177,8 мм

Внешний диаметр колонны (мм)	Интервал (м)	Толщина стенки колонны (мм)	Марка стали колонны
177,8мм	0~4649,61	12.65	VASS-90

4.2 Подготовка скважины к забуриванию дополнительного ствола.

4.2.1 Выбор точки начала зарезки бокового ствола

Выбор точки начала зарезки бокового ствола (ЗБС): см. рисунок 4.2. После исправительного цементаж, необходимо выбрать точку начала ЗБС определить местоположение муфтовых соединения обсадных труб. Глубина расположения муфт в скважине приведены в таблице 4.2. Проектная глубина скважины на выбранной точке зарезки бокового ствола составляет 3790м.

Таблица 4.2

Данные о муфтах 177.8мм, рядом с точкой зарезки бокового ствола

Спецификация	Марка стали	Толщина стенки (мм)	Длина (м)	Нарастающая длина (м)	Глубина спуска (м)
177.8	VASS-90	12.65	11.62	815,94	3833,67
177.8	VASS-90	12.65	11.62	827,56	3822,05
177.8	VASS-90	12.65	11.59	839,15	3810,46
177.8	VASS-90	12.65	11.62	850,77	3798,84
177.8	VASS-90	12.65	11.62	862,39	3787,22
177.8	VASS-90	12.65	11.08	873,47	3776,14
177.8	VASS-90	12.65	11.63	885,10	3764,51

Профиль конструкции скв.Н8048

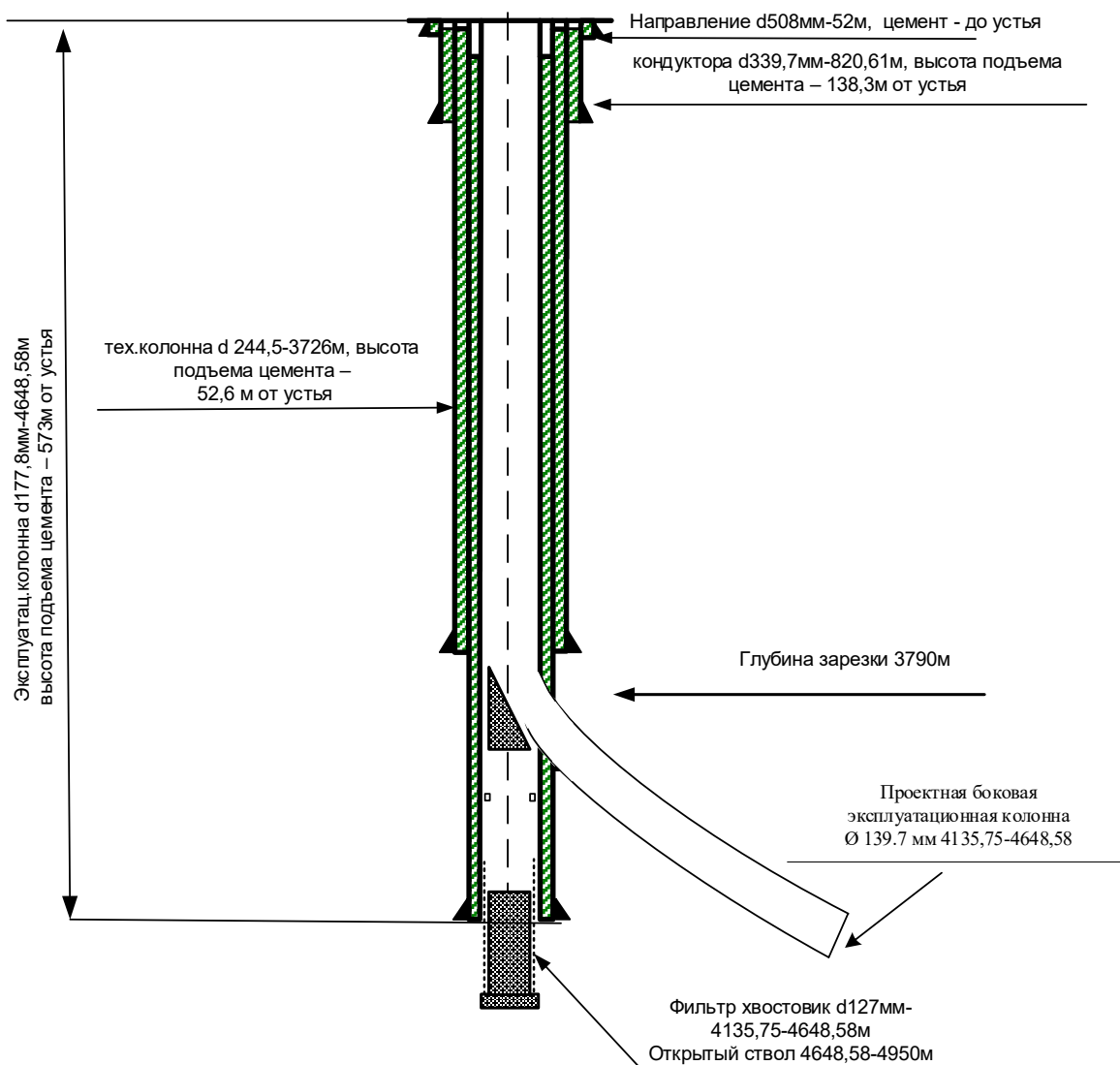


Рисунок 2.2 Профиль конструкции скважины Н8048

Внешний диаметр эксплуатационной колонны на точке заделки бокового ствола (ЗБС) скважины составляет 177,8 мм (толщина стенки 12,65мм), а глубина скважины на точке заделки бокового ствола составляет 3790м. В соответствии с размерами колонны и бурового долота, проектный размер бокового ствола составляет 149,2мм.

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 $\pm 2,5$ процента 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

Порядок бурения	Наименование противовыбросового оборудования	Модель	Требования к опрессовке			
			Агент	Давление (МПа)	Время (min)	Допустимый перепад давления (МПа)
Бурение бокового ствола	Кольцевой превентор	FH35-35/70	Пресная вода	35	≥10	0
	Плащечный превентор	FZ35-70	Пресная вода	70	≥10	0
	Двухплащечный превентор	2FZ35-70	Пресная вода	70	≥10	0
	Блок глушения	YG-70	Пресная вода	70	≥10	0
	Дроссельный блок	JGY-70	Пресная вода	70	≥10	0
	Выкидная рабочая линия		Пресная вода	10	≥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		ZJ50L-ZPD	3150KN	1100KW	
2	Вышка		JJ315/44.5-K	3150KN		
3	Кронблок		TC315-4	3150KN		
4	Талевый блок		YC-315	3150KN		
5	Крюк		DG-315	3150KN		
6	Вертулуг		SL450-5	4500KN		
7	Ротор		ZP275	4500KN		
8	Буровой насос	1 #	F-1600		970 KW	
		2 #	F-1600		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-1000/1300		970 KW	
		2 #	F-1000/1300		970 KW	
9	Дизельный двигатель	1 #	G12V190PZL		810KW	
		2 #	G12V190PZL		810KW	
		3 #	G12V190PZL		810KW	
10	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вибросито	GX-I		2.2KW	
11		Устройство для удаления газа	ZCQ1/4		15KW	
12		Пескоотделитель	ZQJ250*2/1.5*0.6		2.2KW	
13		Илоочиститель	ZQJ100*10/1.5*0.6		2.2KW	
14		Центрифуга	JL40-DZ		45KW	
15		газосепаратора	YQF1200			1200 m³/h
16	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	Крюкоблог	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	F-800/1000			
		F-800/1000			
15	Оборудование для управления содержанием твердой фазы				
16	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	Крюкоблог	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	F-800/1000		735 kW	
		F-800/1000		735 kW	
15	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	
16	Оборудование для предотвращения сероводорода	Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			

Перед началом работ разрядить скважину и при необходимости провести глушение скважины, поднять ПО. Спустить торцовый фрез Ø146мм + 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 – 146мм. Уделить внимание глубине места установки цементного моста и отклонителя.

Спустить буровой инструмент до глубины 3910 м промыть скважину, отрегулировать параметры бурового раствора, и после того, как буровой раствор будет соответствовать требованиям к цементированию, поднять буровой инструмент на 3-5 метров произвести установку цементного моста в интервале 3910-3810м. После завершения операции закачки цементного раствора поднять колонну буровых инструментов, промыть скважину 1-2 цикле в ОЗЦ 48 часов. (Поддерживайте циркуляцию бурового раствора). После ОЗЦ нащупать цементный мост если кровля выше 3810м. Спустить долото и разбурить цементный мост до глубины 3810м. Произвести циркуляция для очистки ствола скважины, и испытание цемента с нагрузкой 3-5тн, НСВ. Закрыть скважину опрессовать на 25 МПа технической водой для опрессовки 1,05 г/см³, выдержкой 10мин, перепад давления

менее 0,7МПа считается удовлетворительным. При температуре окружающей среды ниже 0 °С допускается проводить гидравлическое испытание на 20МПа рапой плотностью 1,16 г/см³. Допускается проводить гидравлическое испытание на 12МПа буровым раствором плотностью 1,4 г/см³. (Плотность раствора для опрессовки 1,05 г/см³, плотность раствора опрессовки могут быть скорректированы на месте в соответствии с фактической и не превышая внутреннее давление обсадной колонны не более 70%.)

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 включить насос, исключается вращение ротора по часовой стрелке.

Таблица 4.8

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Диаметр обсадной колонны (мм)	Описание
Изоляция и разобшение			Спустить буровой инструмент до глубины 3910м промыть скважину. Поднять буровой инструмент на 3-5 метров произвести установку цементного моста в интервале 3910-3810м. Разбурить цементный мост до глубины 3810м. Испытание цемента с нагрузкой 3-5тн. Закрыть скважину опрессовать на 25МПа технической водой для опрессовки 1,05 г/см³, выдержкой 10мин, перепад давления менее 0,7МПа считается удовлетворительным. При температуре окружающей среды ниже 0 °С допускается проводить гидравлическое испытание на 20МПа рапой плотностью 1,16 гр/см³. Допускается проводить гидравлическое испытание на 12 МПа буровым раствором плотностью 1,4 гр/см³.
Зарезка окна	149.2	177.8	Спустить отклонитель, с помощью комбинированного конусного колонного фрезера Ø150 мм вырезать окно в существующей обсадной колонне Ø 177,8 мм на глубине скважины 3790м. Можно скорректировать точку вырезания окна и бурения бокового ствола в зависимости от фактических условий в скважине на месте только при условии предварительного утверждения Заказчиком этой корректировки.
Бурение бокового ствола	149.2	114.3	1. После вырезания окна в обсадной колонне начать направленное боковое бурение с точки бокового бурения 3790м, окончить бурение до глубины 4500м. 2. После завершения бурения подвесить хвостовик 114,3мм (накерующая подвеска для хвостовика XGFG 178x114) на глубине 3590м (перекрытие обсадной колонной); осуществить цементирование и заканчивание ствола скважины. 3. После цементирования осуществить гидроразрыв с применением песка в качестве расклинивающего агента.

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.

Программа бурения:

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

Использовать райбер конусный диаметром 150мм для зарезки окна, бурение проводится с долотом ф149,2мм, по геологическим требованиям, заканчивание скважины хвостовиком ф114,3 в инт. 3590-4500м.

4.3 Технологический процесс зарезки окна и бурения бокового ствола.

1. Подготовить инструмент для вырезания, состоящий из:
комбинированный конусный колонный фрезер Ø 149,2 мм + УБТ Ø 88,9 мм (12-16 шт.) + бурильная труба Ø 88,9 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 м³/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 с-1 (30-60 об/мин);
 - включить буровой насос и прокачивать промывочную жидкость в количестве 0,01-0,012 м³/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 м³/с.

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.

Таблица 5.1

Профиль проектной траектории бокового ствола скважины Н8048

Интервал	Глубина скважины (м)	Зенитный угол (°)	Азимут (°)	Вертикальная глубина (м)	Северная координата (м)	Восточная координата (м)	Горизонтальное смещение (м)	Интенсивность кривизны (°/30м)
Точка зарезки бокового ствола	3790.00	0.52	124,97	3789.43	17.48	-20.04	24.61	0.11
Первый участок стабилизации зенитного угла	3820.00	0.52	124,97	3819.43	17.33	-19.82	24.34	0.00
Участок набора зенитного угла	4284.35	76.90	287,67	4157.22	97.28	-273.33	290.13	5.00
Участок набора зенитного угла (точка В)	4499.93	76.90	287,67	4206.10	161.00	-473.40	500.03	0.00

Примечание:

1. Приведённые выше данные рассчитаны на основе альтитуды ствола ротора 186,80м.
2. Качество цементирования данной скважины по большей части не очень хорошее, возможность выбора точки зарезки небольшая.
3. Учитывая глубину спуска технической колонны, а также горизонтальное смещение и вертикальную глубину, точкой окна зарезки ориентировочно определили на отметке 3790м.

Таблица 5.2

Проектные подробные расчётные данные профиля бокового ствола скважины Н8048

Глубина скважины (м)	Зенитный угол (°)	Азимут (°)	Вертикальная глубина (м)	Северная координата (м)	Восточная координата (м)	Горизонтальное смещение (м)	Интенсивность искривления ствола (°/30м)
3790.00	0.52	124.97	3789.43	17.48	-20.04	24.61	0.11
3820.00	0.52	124.97	3819.43	17.33	-19.82	24.34	0.00
3850.00	4.51	285.75	3849.40	17.57	-20.84	25.39	5.00
3880.00	9.51	286.78	3879.17	18.61	-24.35	29.05	5.00
3910.00	14.51	287.11	3908.50	20.43	-30.32	35.28	5.00
3940.00	19.50	287.27	3937.18	23.02	-38.70	44.05	5.00
3970.00	24.50	287.36	3964.98	26.37	-49.43	55.28	5.00
4000.00	29.50	287.43	3991.71	30.44	-62.42	68.90	5.00
4030.00	34.50	287.48	4017.14	35.20	-77.58	84.79	5.00
4060.00	39.50	287.51	4041.09	40.63	-94.80	102.83	5.00
4090.00	44.50	287.54	4063.37	46.68	-113.94	122.90	5.00
4120.00	49.50	287.57	4083.82	53.29	-134.85	144.83	5.00
4150.00	54.50	287.59	4102.29	60.43	-157.38	168.46	5.00
4180.00	59.50	287.61	4118.62	68.04	-181.36	193.60	5.00
4210.00	64.50	287.63	4132.70	76.05	-206.59	220.08	5.00
4240.00	69.50	287.64	4144.41	84.42	-232.90	247.68	5.00
4270.00	74.50	287.66	4153.68	93.07	-260.08	276.20	5.00
4284.35	76.90	287.67	4157.22	97.28	-273.33	290.10	5.00
4300.00	76.90	287.67	4160.77	101.91	-287.86	305.34	0.00
4330.00	76.90	287.67	4167.57	110.78	-315.70	334.55	0.00
4360.00	76.90	287.67	4174.37	119.64	-343.54	363.77	0.00
4390.00	76.90	287.67	4181.18	128.51	-371.38	392.98	0.00
4420.00	76.90	287.67	4187.98	137.38	-399.22	422.19	0.00
4450.00	76.90	287.67	4194.78	146.24	-427.06	451.41	0.00
4480.00	76.90	287.67	4201.58	155.11	-454.90	480.62	0.00
4499.93	76.90	287.67	4206.10	161.00	-473.40	500.03	0.00

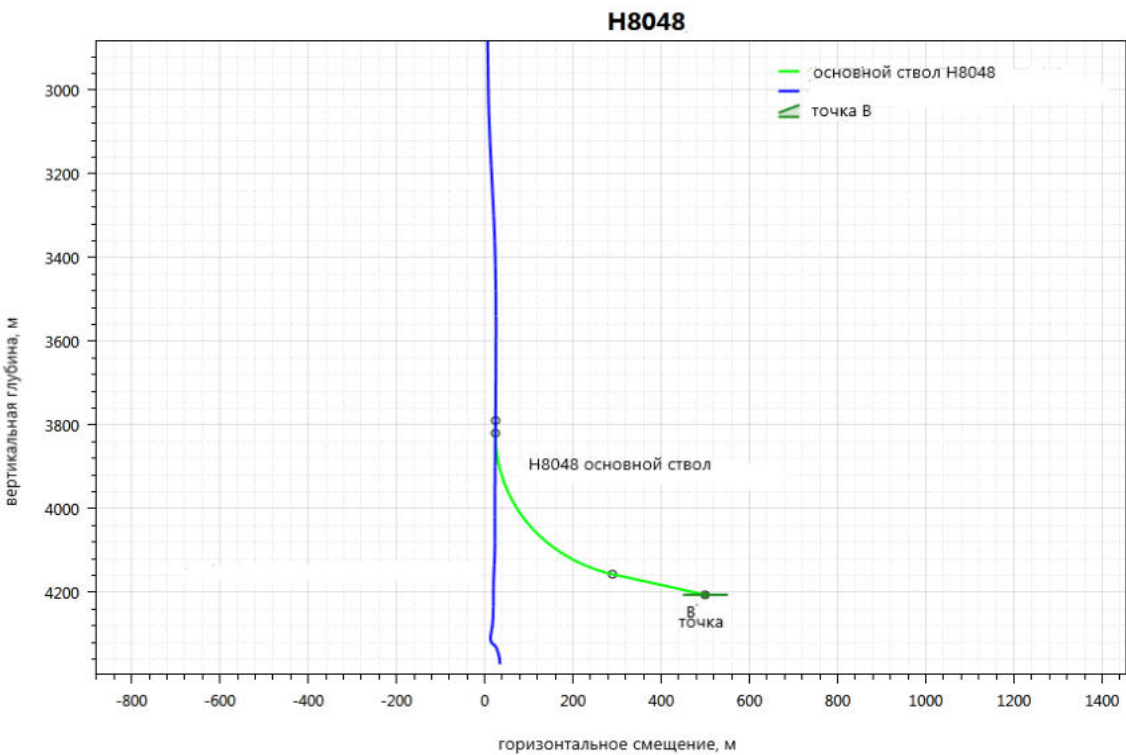


Рисунок 5.1 Вертикальная проекция

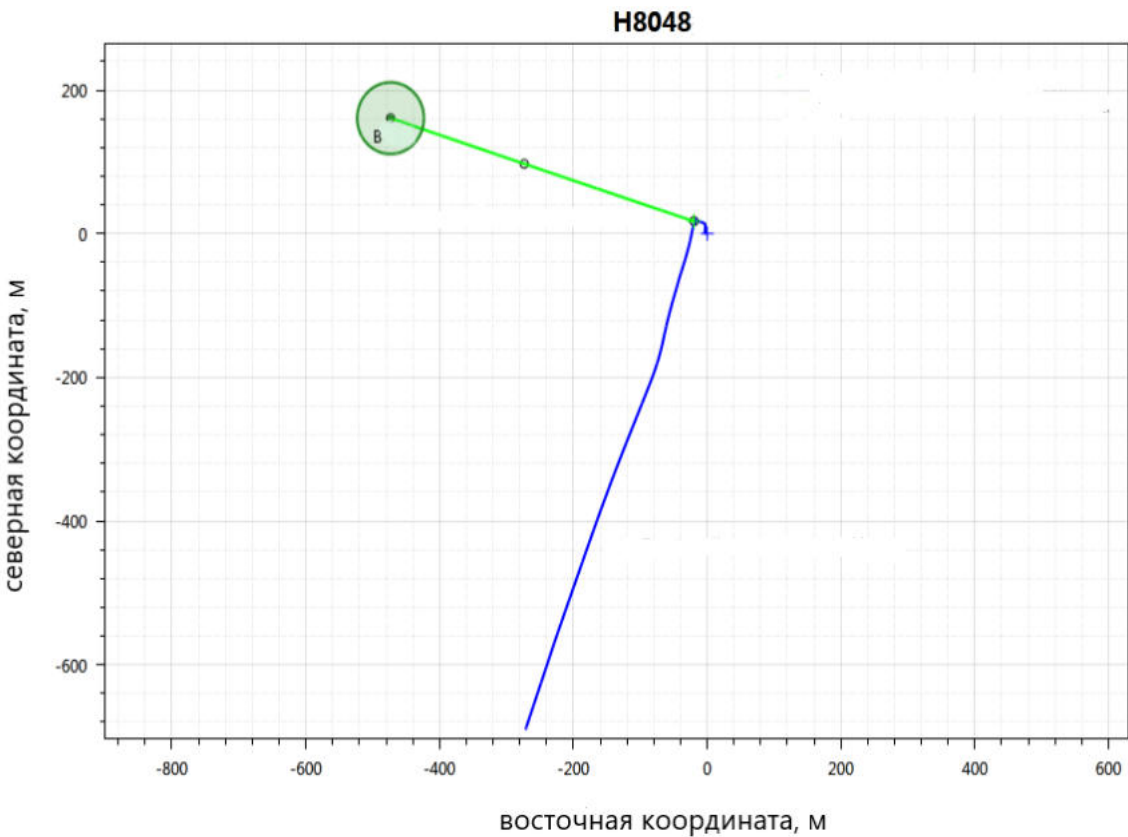


Рисунок 5.2 Горизонтальная проекция

Зарезка окна

- КНБК для зарезки окна: двойной райбер конусный $\phi 150\text{мм}$ + УБТ $\phi 88.9\text{мм}$ (12-16 шт) + СБТ $\phi 88.9\text{мм}$.
- 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 недопущения прихвата бурильного инструмента при СПО.

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, кривой переводник и 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 (нефть, 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 остоновки инструмента в скважине, с помощи ротора 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 избежании 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 строительству 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 - 5 м. 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 со скребком.

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

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 коррозионностойкие марки сталей и ингибиторы коррозии, а также нержавеющие коррозионностойкие 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-Актотемунгаз», опираясь на инженерные решения с учетом следующих требований:

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

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

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

Основные типы и параметры бурового раствора для бурения и вскрытия продуктивных пластов представлены в таблице 6.1., компонентный состав бурового раствора и характеристики в таблице 6.2

Особое внимание уделяется выбору раствора при вскрытии продуктивного пласта, с учетом следующих требований «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355 пп. 85.5 - 85.8:

В процессе бурения и промывки скважины параметры (свойства) бурового раствора контролируются с периодичностью - плотность и вязкость через 10-15 минут, температура, фильтрация, содержание песка, содержание коллоидной фазы, pH, СНС1/10 и реологические показатели (эффективная вязкость и динамическое сопротивление сдвига) - каждые 4 часа. При разбуривании газовых горизонтов плотность бурового раствора, выходящего из скважины, и после дегазатора измеряется через каждые 5 минут, остальные показатели с периодичностью, указанной выше. При отсутствии на буровой газокаротажной станции два раза в смену проводится контроль бурового раствора на насыщенность его газом. Параметры бурового раствора записываются в журнале.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5%, то необходимо принять меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и другие) и их устранению.

Не допускается повышение плотности бурового раствора, находящегося в скважине, путем закачивания отдельных порций утяжеленного раствора с длительными перерывами на заготовку новых. Утяжеление бурового раствора производится при циркуляции его в процессе всего цикла.

Максимальное допустимое давление при циркуляции бурового раствора не превышает величину давления гидроразрыва пласта и поглощения.

При контроле технологического процесса строительства скважины и выполнении мероприятий, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуаций предотвращение выбросов и открытых фонтанов гарантировано. Буровые бригады, работающие на буровых, где ожидается ГНВП, должны знать признаки проявления и руководствоваться требованиями «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» приложение 3.

Признаки ГНВП.

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 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 со скребком).

- 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, а также соблюдать предусмотренные 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.

6.2. Проектирование параметров бурового раствора

Таблица 6.1

Порядок бурения	Система бурового раствора	Интервал m	Обычные свойства										Реологические параметры		Общее содержание твердой фазы (%)	Содержание бентонита (г/л)
			Плотность (г/см³)	вязкость по воронке(с)	API водоотдача мл	корка мм	рН	Содержание песка (%)	НТНР Водоотдача мл	Кoeffициент сопротивления трения	Статическое напряжение сдвига (Pa)		Пластическая вязкость, (мПа,с)	Динамическое напряжение сдвига (Pa)		
											Начальное	Конечное				
Зарезка окна и бурение бокового ствола	Полисульфонатный буровой раствор на основе воды	3790 ~ 4500	1,62 ~ 1,75	70 ~ 90	≤4	<1	9.5 ~ 11	≤0.3	≤12	<0.1	5 ~ 8	15 ~ 25	45 ~ 55	10 ~ 20	≤40	20 ~ 25

Бурение в интервале 3790-4500

Рецепт бурового раствора: 2-3% глина + 0,2-0,3% кальцинированная сода + 0,2-0,4% каустическая сода + 0,3-0,5% FA-367 (IND30) + 0,3-0,5% REDU-1 + 3-5% SMP-2 + 3-5% белый битум NFA-25 + 1-2% смазка + 8-10% сырая нефть + 2% растворимый в масле временный закупоривающий агент EP-1 + 2% экранирующий временный закупоривающий агент ZD-1 + барит.

Объем бурового раствора:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \times (d^2 \times L) \times K = 0,785 \times (0,1525^2 \times 3790 + (0,1492 \times 1,2)^2 \times 710) = 87 \text{ м}^3$$

Таблица 6.2.

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Но- мер ин- тер- вала	Интервал, м		Название раствора	Название компонента	Концен- трация, %	Расход Объем (т)
	от (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
I	3790	4500	Полисуль- фонатный буровой раствор	Глина	2-3	1,64 - 2,46
				Na ₂ CO ₃	0,2-0,3	0,16 - 0,24
				NaOH	0,2-0,4	0,16 - 0,32
				FA 367	0,3-0,5	0,24 - 0,41
				REDU-1	0.3-0.5	0,24 - 0,41
				SMP-2	3-5	2,46 - 4,11
				NFA-25	3-5	2,46 - 4,11
				Смазка	1-2	0,82 – 1,64
				Сырая нефть	8-10	6,57 – 8,2
				EP-1	2	1,64
				ZD-1	2	1,64
				BaSO ₄		-

* Допускается применение хим.реагентов других производств аналогичной характеристикой.

Таблица 6.3

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество , 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	3790	4500	
8. Газосепаратор	YQF-8000/1.5., NQF1200/1.0	1	3790	4500	
Возможно использование другого типа с аналогичными техническими характеристиками для приготовления и очистки бурового раствора от выбуренной породы.					

Таблица 6.4.

Проектирование объема использования бурового раствора

Порядок бурения	Бурение бокового ствола
Диаметр долота мм	149,2
Интервал м	3790~4500
Объем ствола скважины м ³	85,2
Объем наземной циркуляции м ³	120
Объем обслуживания м ³	110
Расход бурового раствора м ³	315,2
Плотность г/см ³	1,62~1,75

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 технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения	
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7
3790	4500	Бурение	149,2мм	роторно-винтовой	3-6	ВЗД + Ротор 30-50

Примечание: Режим бурения уточняется в соответствии с программой бурения сервисной компании, согласованной с заказчиком.

Таблица 7.2.

Проектирование долота

№. п/п	Диаметр долота (мм)	Модель	Кол-во (шт)	Интервал бурения (м)	Проходка (м)	Время чистого бурения (ч)	Прогнозная скорость бурения (м/ч)
1	149,2	HA517	1	3790~3820	30	37,5	0,8
2	149,2	PDC	1	3820~4284,35	464,35	773,9	0,6
3	149,2	PDC	3	4284,35~4499,93	215,58	269,4	0,8

Примечание: допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.



7.1 Проектирование КНБК

Таблица 7.3

Компоновка низа бурильной колонны

Диаметр ствола (мм)	Интервал бурения (м)	КНБК
Установка цементного моста		
Спуск отклонителя и КНБН		Отклонитель 146мм + штанга для ввода отклонителя + направляющий переходник + УБТ 88.9мм ×12-16 шт.+ СБТ 88.9мм
КНБК для зарезки окна		Двойной райбер конусный 150мм +УБТ 88.9мм (12-16шт.) + СБТ 88,9 мм
149.2	3790~3820 Участок стабилизации зенитного угла	Долото 149.2мм + стабилизатор 146мм + однопоточный клапан + патрубок для MWD + немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.)+УБТ 88.9мм (27шт.) + бурильный яс 120 +УБТ 88.9мм (6шт.) + СБТ 88.9мм +квадрат
	3820~4284,35 Участок набора зенитного угла	Долото 149.2мм + ВЗД 120мм + обратный клапан бурового инструмента + патрубок для MWD + немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.)+ СБТ с наклонной рампой 88.9мм (3-5шт.)+ 127мм шаровой байпасный клапан + УБТ 88.9мм (27шт.)+ бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ88.9мм + квадрат
	4284,35~4499,93 (точка В) Участок стабилизации зенитного угла	Долото 149.2мм +ВЗД 120мм+ обратный клапан + патрубок для MWD +немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.) + СБТ с наклонной рампой 88.9мм (3-5шт.) +127мм шаровой байпасный клапан +УБТ 88.9мм (27шт.) +бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ 88.9мм +квадрат
	Шаблонирование	Долото 149.2мм + обратный клапан + УБТ 104,8/120мм (2шт.) + стабилизатор 146мм + СБТ с наклонной рампой 88.9мм (25шт.) + 127мм шаровой байпасный клапан +УБТ 88.9мм (27шт.) + бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ 88.9мм + квадрат

Примечание: Инженер по наклонно-направленному бурению вправе отрегулировать КНБК и параметры бурения, если фактически полученная интенсивность искривления не обеспечивает выполнения поставленной перед скважиной задачи.



Таблица 7.2

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, (мПа.с)	Динамическое напряжение сдвига, (Па)	Нагрузка на долото кН	Скорость вращения об/мин	Расход л/с	Давление насоса МПа	Перепад давления на долоте МПа	Ударная сила кН	Сила удара струи о забой. м/с	Скорость подъема м/с
1	3790~ 4500	149.2	191.6	1,62~1,75	45~ 55	10~ 20	40~ 80	ВЗД+ Ротор (30~50)	8~ 12	18,6~ 28,6	0.6~ 0.9	0.86	62.62	1.11

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.

Таблица 7.3

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
3790	4500	Бурение, спуск и другие вспомогательные работы	5 x 6

Конструкция бурильных колонн

Таблица 7.4

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	3790	4500		1	СБТ	89	Е	9,35	3-88	4149	89,2	98,9	2,0	> 1,5



Таблица 7.5

Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от(верх)	до(низ)				коэффициент использован. гидравличес. мощности	Ø цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	производительность, л/с(из характеристики насоса)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3790	4500	Бурение, проработка, промывка	F-800	1	65	110 - 120	268	0,9	55	32,32x0,9	29

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

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Таблица 7.6

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
3790	4500	бурение	135-170	100,0	3,4	17,0	7,0	26,3



Таблица 7.7

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральный отверстие, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3790	4500	Бурение, проработка, промывка	1,01	0,051	Периферийная	15,6	2	13х11	123,4	213
Примечание: Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с долотной программой сервисной компании, согласованной с Заказчиком.										

8. КРЕПЛЕНИЕ

8.1 Проектирование обсадной колонны

Таблица 8.1

Порядок трубы	Интервал м	Длина м	Норма		Марка стали	Толщина стенки мм	Вес		Против наружного выдавливания		Против внутреннего давления		Против растяжения	
			Размер мм	Резьба			Вес каждого метра кг/м	Вес секции т	Прочн ость МПа	Коэф фици ент безо пасн ости	Проч ность МПа	Коэф фици ент безо пасн ости	Проч ность кН	Коэф фици ент безоп аснос ти
Боковая эксплуатаци онная	3590 ~ 4500	710	114.3	ТР-СQ (резьба воздушн ого уплотне ния)	ТР140 V	8.56	22.47	20,4	126,5	1,86	118,8	3,7	965	51

Примечание: Проектирование этой обсадной колонны также учитывает потребность в несущей способности давления против внутреннего давления в поздний период при гидроразрыве.



8.2 Таблица данных конструкции компоновки обсадной колонны

Таблица 8.2

Порядок трубы	Точка зарезки, м	Глубина спуска обсадной трубы м	Конструкция компоновки обсадной колонны
Очистка внутренней части, стенок обсадной трубы скребком в интервале 3790-3770 м, и прошаблонировать трубчатым шаблоном длиной не менее 3м и диаметром на 3-4 мм менее внутреннего диаметра колоны, диаметром – 146мм.			
Боковая эксплуатац ионная колонна	3790	4500	Башмак с обратным клапаном Ø114.3мм + обсадная труба Ø114.3мм 1шт.+ муфта с обратным клапаном Ø114,3мм+обсадная труба Ø114.3мм 1шт +седло шара Ø114.3мм + обсадная колонна Ø114,3мм + подвеска хвостовика пакерирующего типа XGFG 178× Ø114 + бурильная труба



8.3. Проектирование цементного раствора

Для удовлетворения требований высокой плотности, против притока и гидроразрыва с использованием песка, при проектировании используется система цементного раствора с латексным упрочнением, а плотность цементного раствора составляет $1,97 \text{ г/см}^3$.

Устьевое устройство для заканчивания скважины.

Используется головка обсадной колонны и эксплуатационная колонна устья старой скважины.

Таблица 8.3

Порядок трубы	Размер колонны мм	Теоретический объем цементного раствора подлежащее закачке в скважину, м^3	Подъем цементного раствора до глубины скважины, м	Расход сухого цемента с учетом потерь, т	Марка цемента
Установка цементного моста	177,8	1,82	3910-3810	2,5	G
Эксплуата- ционный хвостовик	114,3	9,8	3590-4500	16,6	G



Таблица 8.4

Цементирования обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования, м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м	Высота цементного стакана	Название порции тампонажного раствора	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цементный мост	Прямой	1	3810- 3910	100	буферная тампонажная	- 3810	- 3910
2	Эксплуатационная боковая колонна	Прямой	1	3590- 4500	20	буферная	0	3810
						продавочная	0	3810
						тампонажная	3790	4500
						буферная	4480	4500
						продавочная	0	4440
Примечание : Допускается двухступенчатый способ цементирования для получения более высокой степени уплотнения кольца и надёжности сооружения цементного кольца.								



Таблица 8.5

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)						
				Тип или название	Объем порции ,м³	Плотность ,г/см³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига,мгс/см²	Время начала схватывания,мит	Время,ОЗЦ,ч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цементный мост	1	1	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	10 1.8 1,9 71,6	1,5 1.97 1.6 1.82	Не регламентируется - - -	- - -	- 240 - -	- 24 - -
2	Эксплуатационная	1	1	Буферная Тампонажная Буферная Продавочная	3 12,3 11,8 33,3	1,02 1,97 1,02 1,82	Не регламентируется - - -	- - - -	- 240 - - -	- 24 - - -
Примечание : Количество продавочной жидкости уточняется в зависимости от фактической глубины спуска колонн.										



9. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ

После бурения бокового ствола скважины, спуск хвостовика Ø 114,3 мм до глубины заканчивания скважины 4500м, а положение подвески хвостовика на уровне 3590 м (длина перекрываемого участка с верхней втулкой составляет 200м), с помощью подвески хвостовика пакерирующего типа XGFG 178x114. Для цементирования хвостовика должен использоваться цемент марки Г. Плотность цементного раствора составляет 1,97~2,05 г/см³, подъем цементного раствора до местоположения подвески.

В процессе заканчивания скважины со спуском эксплуатационной колонны Ø114мм, имеется определенный риск, получения посадки или прихвата спускаемой компоновки. Для этого необходимо согласно фактической обстановке данной скважины провести подготовку ствола скважины, тем самым гарантировать достаточную безопасность при спуске эксплуатационной колонны Ø114мм 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 два рейса спуско-подъемных операции ниже указанной компоновкой:

1рейс – Компоновка с колонным скребком под колонну Ø177,8 мм шаблон обсадной колонны БТ + скребок обсадной колонны + колонна БТ, шаблонирование и скребок проводится в интервале пакеровки подвески 3раза на 10м выше точки выреза окна.

2рейс – Компоновка с одним винтовым центратором (КЛС) Ø147 мм (башмак с долотом + БТ Ø89мм + винтовой центратор 1шт (наруж Ø147мм, эффективная длина 0,5-1м) + БТ Ø89мм + колонна БТ Ø89мм

Вовремя шаблонирования нужно строго следовать определенному распорядку шаблонирования, гарантировать гладкость стенок скважин, отсутствия непрохода, инструменты должны спускать по порядку, особенно это касается интервалов 3590~4429,1м.

Предварительная конструкция компоновки обсадной колонны:

Башмак Ø 114.3mm + обсадная труба Ø 114.3mm 1 шт. + ЦКОД ф114.3mm + обсадная труба Ø 114.3mm 1 шт. + седло шара ф114.3mm + компоновка обсадной колонны Ø114.3mm + подвеска хвостовика пакерирующего типа XGFG 178×114 + колонна БТ Ø89мм. Глубина спуска башмака колонны 4429,1м, положение подвески хвостовика на уровне 3590 м.

После ОЗЦ хвостовика, проводится шаблонирование экс. колонны с хвостовиком со спуском ТФ или райбера Ø93мм, замена (перевод) скважинного бурового раствора на тех. воду. Далее ГИС АКЦ.

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \times (d^2 \times l) \times K = 0,785 \times (0,1525^2 \times 3790 + (0,1492 \times 1,2)^2 \times 710) = 87\text{м}^3$$

Компоновка: ТФ или райбер Ø93мм + СБТ Ø60,3мм + СБТ Ø88,9мм



10. 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.

Сроки проведения дефектоскопии устанавливаются по РД 39-013-90 11.2.

Опрессовка обсадных колонн совместно с ПВО и цементного кольца.

Таблица 10.1

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	УБТ СБТ	30	45	Зона сварного шва, резьбы и др. оборудования

Таблица 10.2

- 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-700М	1	На раб. давление
Боковой наклонно-направленный ствол	Устьевое оборудование	ЦА-700М	1	600



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

Таблица 11.1

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	импортный



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



Таблица 11.2

Средства контроля

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Страна изготовитель	Кол-во, шт.
1	2	3	4
1.	Ареометр для замера бурового раствора	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 11.3

Средства диспетчеризации

№№	Наименование, а так же тип, вид, шифр	Кол-во, шт
1	2	3
1	Радиостанция типа «KENWOOD»	1
2	Носимая радиостанция типа «ТС-600»	4
* Для обеспечения устойчивой связи подрядчик самостоятельно может определять тип связи.		



Средства контроля воздушной среды

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

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

Таблица 11.4

№ п/п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Коли- чество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172-8 канал, Япония	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы-1шт., у вибросит-1шт., насосная –2шт., у приемных емкостей-2шт., жилой комплекс –1шт. (ПОПБ ОПОНГО №355 от 30.12.2014г. п.1212 пп. 2)
2	Переносные газосигнализаторы (HS-01S, BWClip, GW-2H)	2.0	
3	Проветривания Вентиляторы	-	
Примечание: Допускается применение аналогичного оборудования с техническими характеристиками не ниже указанных.			



12. 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 12.2, 12.3.

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

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

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

Стирка постельных принадлежностей и спецодежды производится в прачечной.

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

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

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



12.1 Мероприятия по предупреждению проявлений Общие мероприятия по предупреждению ГНВП

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

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

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

2) два шаровых крана (один над квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой), (4 шар крана запасной+обратный клапан);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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, указано на щите; на правом штурвале работает первый и третий, на левом - второй и четвертый помощники бурильщика;

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

5. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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



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

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

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

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

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

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

8. Действия вахты при промыслово-геофизических работах:

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

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

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

Таблица 12.1.

Выполняемые работы и условия на скважине	Время герметизации устья, мин
При бурении скважин	4
При проведении СПО	12
При спуске обсадной колонны	16
При отсутствии бурильных (обсадных) труб в скважине	15

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



Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами, позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда, пожарной безопасности работающих. Каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.
2	Инженерно-технические работники должны быть обеспечены следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда: 1. Инструкции по предупреждению газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях АО «СНПС-Актобемунайгаз», утвержденный руководством АО от 31.12.2025г. 2. Инстукция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин на месторождениях в Актыбинской 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 стройтельно – 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 .



4	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. Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на строящейся буровой ИТР и рабочий персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности: 1. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой промышленности Приказ Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 355. 2. «Правила пожарной безопасности» Приказ Министра по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан от 21 февраля 2022 года №55: Согласно «Правилам пожарной безопасности» каждая строящаяся буровая
5	должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.

Таблица 12.3

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 «Норм выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности», Приказ Министра здравоохранения и социального развития РК от 8 декабря 2015 года № 943. Согласно указанным документам, весь рабочий персонал, участвующий в строительстве скважин должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты, представленными в таблице 12.4.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м3 (по бензолу)



4 5 6	см. таблицу 12.4. С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 12.5. Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться «Отраслевыми нормами проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности», а также соблюдать требования СН РК 2.04-01-2011 представленными в таблице 12.6. 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.
----------------------------	--



Средства индивидуальной защиты, спецодежда

Таблица 12.4

№№ 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 12.5

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 12.6

Нормы электрической освещенности

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

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

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

Таблица 13.1

№ 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 флуоресценции
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 каротаж
23	МБК	3.5.	Боковой микрокаротаж
24	ПС	3.5.	Каротаж методом собственной полиризации
25	КНК	3.5.	Компенсированный нейтронный каротаж
26	ГТИ	3.5.	Геолого-технологическое исследование
27	ЛПК	3.5.	Литолого-плотностной каротаж

14. 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.

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

3. 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.

4. Снижение вредного воздействия на атмосферу достигается за счет:

на устье скважины устанавливается противовыбросовое оборудование, которое перекрывает устье скважины в случае нефте-, газо-, водопрооявлений 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 противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающем пластовое давление;

5. 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.

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

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

8. По окончании реконструкции скважин необходимо:

вывести оставшиеся технологические растворы для повторного их использования или полигон;

9. 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.

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

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

12. 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.

13. 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.

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

15. 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.

16. При проведении реконструкции 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.

"УТВЕРЖДАЮ"

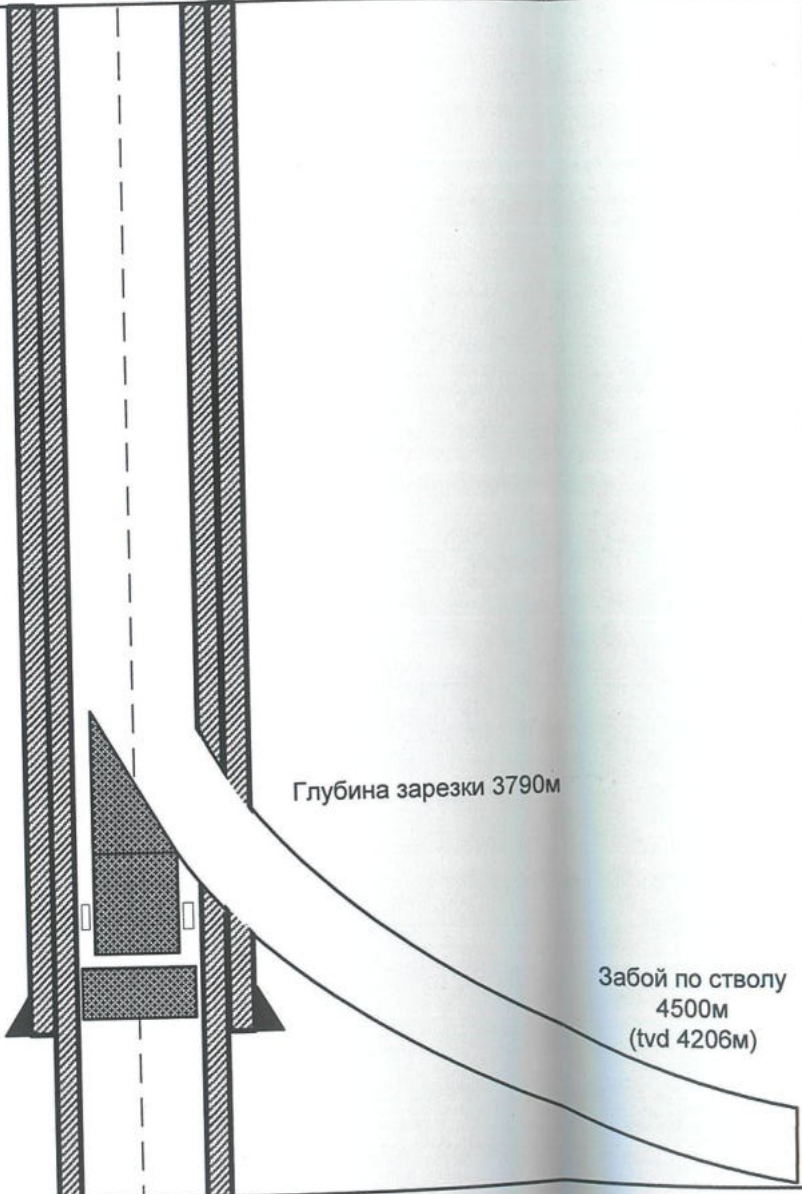
Заместитель генерального директора

АО "СНПС -Актобемунайгаз"

Чай Хуэй

2026 г.

Геолого-технический наряд
бурения бокового ствола скважины № Н8048 м.Кенкияк

СТРАТИГРАФИЯ		Р ₁ kq	
Система		Нижнепермская система	
Предполагаемое пластовое давление, атм	600		
Предполагаемая пластовая температура в конце интервала, °С	60		
Электрометрические работы при бурении бокового ствола	1. Инклинометрия через 20м в интервале: 3790-4500 2. DLL – БК, MSFL – МБК, АС – АК, CNL – КНК, ZDL, GR – ГК, SP – ПС, CAL – КВ в интервале: 3790-4500 масштаб- 1:200		
Геологические условия для резки бокового ствола		Глубина	
Абсолютная		по стволу, верт.гл.,	
глубина, м		м	
	-3541	3728	3728
	-3786	3979	3973
	-4019	4500	4206
	-3603	3790	3790
	-4019	4500	4206
		500м	
		288,78°	
			

Техническая часть

СПОСОБ БУРЕНИЯ	
Тип и размер долот	
Роторно-винтовой 149,2ммНА517-1шт 149,2ммPDC-3шт	
РЕЖИМ БУРЕНИЯ	
Осевая нагрузка kN	
40-80	
Частота вращения ротора, об/мин	
ВЗД+ ротор (30~50)	
Подача насосов, л/сек	
8-12	
Давление насоса, МПа	
18.6~28.6	
Тип бурового раствора	
Полисульфонатный буровой раствор на водной основе	
Химическая обработка раствора	
2-3% глина + 0,2-0,3% кальцинированная сода + 0,2-0,4% каустическая сода + 0,3-0,5% FA-367 (IND30) + 0,3-0,5% REDU-1 + 3-5% SMP-2 + 3-5% белый битум NFA-25 + 1-2% смазка + 8-10% сырая нефть + 2% растворимый в масле временный закупоривающий агент EP-1 + 2% экранирующий временный закупоривающий агент ZD-1 + барит.	
Параметры промыв. раствора, г/см ³ , сек, Ра, мл, стф-%	
p=1.62-1.75, Ув=70-90, ф 4, сnc=5-8/15-25, рН=9,5-11, содержание песка 0,3	
Компановка низа бурильной колонны	
Отклонитель 146мм + штанга для ввода отклонителя + направляющий переходник + УБТ 88.9мм ×12-16 шт.+ СБТ 88.9мм Спуск отклонителя и КНБК Отклонитель 146мм + штанга для ввода отклонителя + направляющий переходник + УБТ 88.9мм ×12-16 шт.+ буровая штанга 88.9мм КНБК для резки окна Двойной райбер конусный 149,2мм +УБТ 88.9мм (12шт.)+ СБТ 88,9 мм 3790-3820м долото 149.2мм+обратный клапан бурового инструмента+ стабилизатор 148мм + патрубок для MWD +немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.)+УБТ 88.9мм (27шт.) +бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.) +буровая штанга 88.9mm +квадрат 3820-4284,35 Долото 149.2мм + ВЗД 120мм + обратный клапан бурового инструмента + патрубок для MWD + немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.)+ СБТ с наклонной рампой 88.9мм (3-5шт.) + 127мм шаровой байпасный клапан + УБТ 88.9мм (27шт.)+ бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ88.9мм + квадрат 4284,35-4499,93м Долото 149.2мм +ВЗД 120мм+ обратный клапан + патрубок для MWD +немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.) + СБТ с наклонной рампой 88.9мм (3-5шт.) +127мм шаровой байпасный клапан +УБТ 88.9мм (27шт.) +бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ 88.9мм +квадрат Долото 149.2мм + обратный клапан + УБТ 104,8/120мм (2шт.) + стабилизатор 146мм + СБТ с наклонной рампой 88.9мм (25шт.) + 127мм шаровой байпасный клапан +УБТ 88.9мм (27шт.) + бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ 88.9мм + квадрат	

Первый зам.директора НИИ

АО "СНПС -Актобемунайгаз"

Табилов Б.С

2026г.

Техническую часть проекта составили :

Нургалиева Г.С.

Айткалиев А.Ж.

Оспанов С.А.

Танжарикова Н.М.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гусейнов Ф.А. и др. Повышение эффективности зарезки и бурения второго ствола в добывающих скважинах. - М., ВНИИОЭНГ, 1985. - С, 5 -25.
2. Инструкция по забуриванию дополнительного ствола из обсаженной эксплуатационной скважины. - М., Недра, 1988.-С.85.
3. Сборник норм расхода химических реагентов и спец материалов для нефтедобывающих предприятий. - М., ОАО «ВНИИОНГ», 98. - С. 1 - 27.
4. Калинин А.Г., Никитин Б.А. и др. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. - М., Недра, 1997. - С.3 - 23, 127 - 164.
5. Мнацаканов А.В. и др. Восстановление бездействующей нефтяной скважины на шельфе Вьетнама. - М., Нефтегазовые технологии №2, 1998. — С.17 - 19.
6. Лебединед А.П., Григулецкий В.Г. Обоснование техники и технологии бурения скважин с горизонтальными стволами на месторождениях ПО "Краснодарнефтегаз". - Краснодар, ВНИИКРнефть, 1990. - С.11 - 21.
7. К.В.Иогансен. Спутник буровика. - М., Недра, 1986. - С. 29 - 52.
8. Инструкция по расчету бурильных колонн. - М., Недра, 2000. - С.25 - 45.
9. В.С.Свиридов и др. Зарезка вторых и последующих стволов скважин для повышения нефтеизвлечения. - М., Нефтяное хозяйство, Ш 8-1990. - С. 74-76.
10. Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин, РД 39-2-810-83 - М., Недра, 1987.- С. 153.
11. А.И. Булатов. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. - М., Недра, 1981. - С. 120 - 139.
12. Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК, 2018
13. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше, РД 39-133-94
14. Закон Республики Казахстан о гражданской защите, 2014г.
15. Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года №355 (с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.).

Приложение 1

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 забурировании и бурении ствола			

Проект на бурение бокового ствола скважины Н8048 месторождения Кенкияк подсолевой

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 стенки скважины достаточной величины. Радиальный люфт вала шпинделя забойного двигателя выше допустимого значения	Повторная установка цементного моста в том же интервале и забуривание с меньшей подачей. Замена радиальных опор.
13	Отсутствие проходки при работающем двигателе	Слом шарнирного соединения валов забойного двигателя	Поднять двигатель и заменить шарнир

Содержание

Реферат.....	3
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	5
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	9
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	11
3.1. Краткая характеристика.....	11
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.....	18
4. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА.....	22
4.1. Основные технические данные скважины.....	23
4.2. Подготовка скважины к забуливанию дополнительного ствола.....	23
4.2.1. Выбор точки начала зарезки бокового ствола.....	24
4.3. Технологический процесс зарезки окна и бурения бокового ствола.....	31
5. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	32
5.1. Общие положения по искривлению скважины.....	32
5.2. Бурение дополнительного ствола.....	36
6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	40
6.1. Общие положения.....	40
6.2. Проектирование параметров бурового раствора.....	45
7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	48
7.1. Проектирование КНБК.....	49
7.2. Проектирование параметров бурения.....	50
8. Крепление.....	55
8.1. Проектирование обсадной колонны.....	55
8.2. Таблица данных конструкции компоновки обсадной колонны.....	56
8.3. Проектирование цементного раствора.....	57
9. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	60
10. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	61
11. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ.....	62
12. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.....	66
12.1 Мероприятия по предупреждению проявлений. Общие мероприятия по предупреждению ГНВП.....	67
13. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов.....	78
14. Охрана окружающей среды.....	79
Список литературы.....	81

Исходные данные