

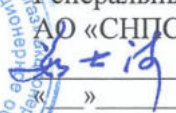
**АО «СНПС - Актобемунайгаз»
НИИ по разработке нефтяных и газовых месторождений**

**Проект
реконструкции скважины 8060 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 8060 месторождения Кенкияк подсолевой
на бурение бокового ствола

Актобе

2026

Состав исполнителей

Директор НИИ 张定门 Чжан Сяньцунь
« »

Первый зам. директора НИИ ms Б.С. Табилов

Зам. директора НИИ Р.Т Г.С. Нургалиева

И.о. начальника отдела ОТБид -с. Я С.А. Оспанов

Заместитель начальника ОТБид гугурбаева Г.С. Сугурбаева

Ведущий инженер второго
отдела разработки Бисенова А.Т. Бисенова

Ведущий инженер ОТБид Самен Г.А. Самен

Инженер ОТБид Исалиева З.Т. Исалиева

Согласовано:

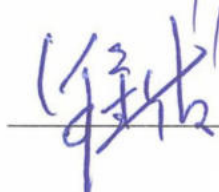
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

«__»____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

«__»____ 2026г.

Директор департамента разработки
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

«__»____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван 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 июне 1971г на площади Кенкияк в скважине П-88 получен промышленный приток нефти из подсолевых терригенных нижнепермских отложений, в начале мая 1979г при испытании скважины 107 получен фонтанный приток нефти из подсолевых карбонатных отложений башкирского яруса.

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 Синоцзянском нефтяном управлении («ННИИЧНУ») 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 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), «Проект разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк». В 2025г подготовлен отчет: «Анализ разработки подсолевых залежей месторождения Кенкияк».

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 (Р₂) 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, алевролитовых 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 дали промышленные притоки.

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Скважина 8060 была пробурена на месторождении Кенкияк (подсолевые залежи) согласно распоряжения №3Г-111 от 22.08.2006г. и согласно индивидуального рабочего проекта №145 на строительство наклонно-направленной скважины №8060 месторождения Кенкияк-подсолевой.

Скважина начата бурением 11.05.2007 г. Скважина закончена бурением 16.12.2007г. Находиться на расстоянии 460м на юго-восток и от скважины №7037 на расстоянии 445м на северо-запад.

На основании распоряжения №3днг-14/95 от 28.05.2025г., АО «СНПС Актобемунайгаз» проектируется бурение бокового ствола скважины 8060 месторождения Кенкияк-подсолевой.

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 №Зднг-14/95 от 28.05.2025г., АО «СНПС - Актобемунайгаз» на проектирование проекта реконструкции скважины 8060 на бурение бокового ствола месторождения Кенкияк подсолевой, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».

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	57	0	57
Кондуктор	339,7	0	869,81	0	869,81
Промежуточная	244,5	0	3749,09	0	3749,09
Эксплуатационная	177,8	0	4350	0	4350
фильтр	127	4346,79	4474	4346,79	4474
Проектная боковая эксплуатационная колонна	114,3	3409,21	4204,8	3410	4285,03

Таблица 1.3.

Основные проектные данные по реконструкции скважины

Наименование	Значение
1	2
1. Номер скважины, по данному проекту на реконструкцию	8060
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	4285
по вертикали	4204,8
7. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная)	наклонно-направленная
8. Тип профиля	J-образная
9. Глубина по вертикали кровли толщи P ₁ art-s, м	4032
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 JJ225/142, JJ 315/145
15. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
16. Общее смещение (отклонение от вертикали), м	380
17. Необходимо замерять азимут и угол искривления ствола:	
- в вертикальной части, м:	каждые 100
- в наклонной части, м:	каждые 50
18. Азимут бурения, град	209,58°
19. Максимальный зенитный угол, град	27,25°
20. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	4,00°
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	350
Примечание: Допускается применение электрического силового привода	

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)	Актюбинская
район	Темирский
Год ввода площади в бурение	1960
Год ввода площади (месторождения) в эксплуатацию	2002
Температура воздуха среднегодовая, °С	
максимальная наиболее жаркого месяца	+ 29,8
минимальная наименьшая наиболее холодного месяца	- 14,8
Количество выпавших осадков за год, мм	296,3
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
Максимальная скорость ветра, м/с	21

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 - для дизелей и котлов (ПKN-2C) - питьевая вода Электроснабжение Связь Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	договорная договорная договорная дизель- электростанция радиостанция карьер	- - - 0.15 непосредств енно -	автоцистерны автоцистерны бутилированная 12 V190BG3 882квт «Kenwood», транковая Авто

Таблица 2.5

Сведения о подъездных путях

Магистральные дороги			Водные транспортные пути		
наличие (да, нет)	название	расстояние до буровой, км	наличие (да, нет)	назва- ние	Расстояние до буровой, км
1	2	3	4	5	6
Да	Актобе – Кенкияк асфальтированная Кенкияк – буровая	217	нет	-	-

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Краткая характеристика

Скважина 8060 пробурена на месторождении Кенкияк (подсолевые залежи) в соответствии с Проектом опытно-промышленной разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк, в 2004г. (Выкопировка со схемы расположения скважин прилагается - Рис.3.1.).

Фактическая глубина: 4380м

Фактический горизонт - C₂b

Начата бурением 11.05.2007г

Закончена бурением 16.12.2007г

Фактическая конструкция скважины:

направление – 508мм - 57м, забетонировано до устья

кондуктор – 339,7мм – 869,81м - подъем цемента от устья 35м

тех. колонна – 244,5мм – 3749,09м - подъем цемента от устья 84м

экс. колонна – 177,8 мм – 4350м - подъем цемента от устья 1265м

фильтр - 127мм – 4346,79-4474м

Стратиграфия (Alt.p 218,58):

0-328 – K₁

328-456 – J

456-806 – T

806-850 – P₂

850-3724- P1kq

3725-4056 - P1art

4056-4188 - P1s

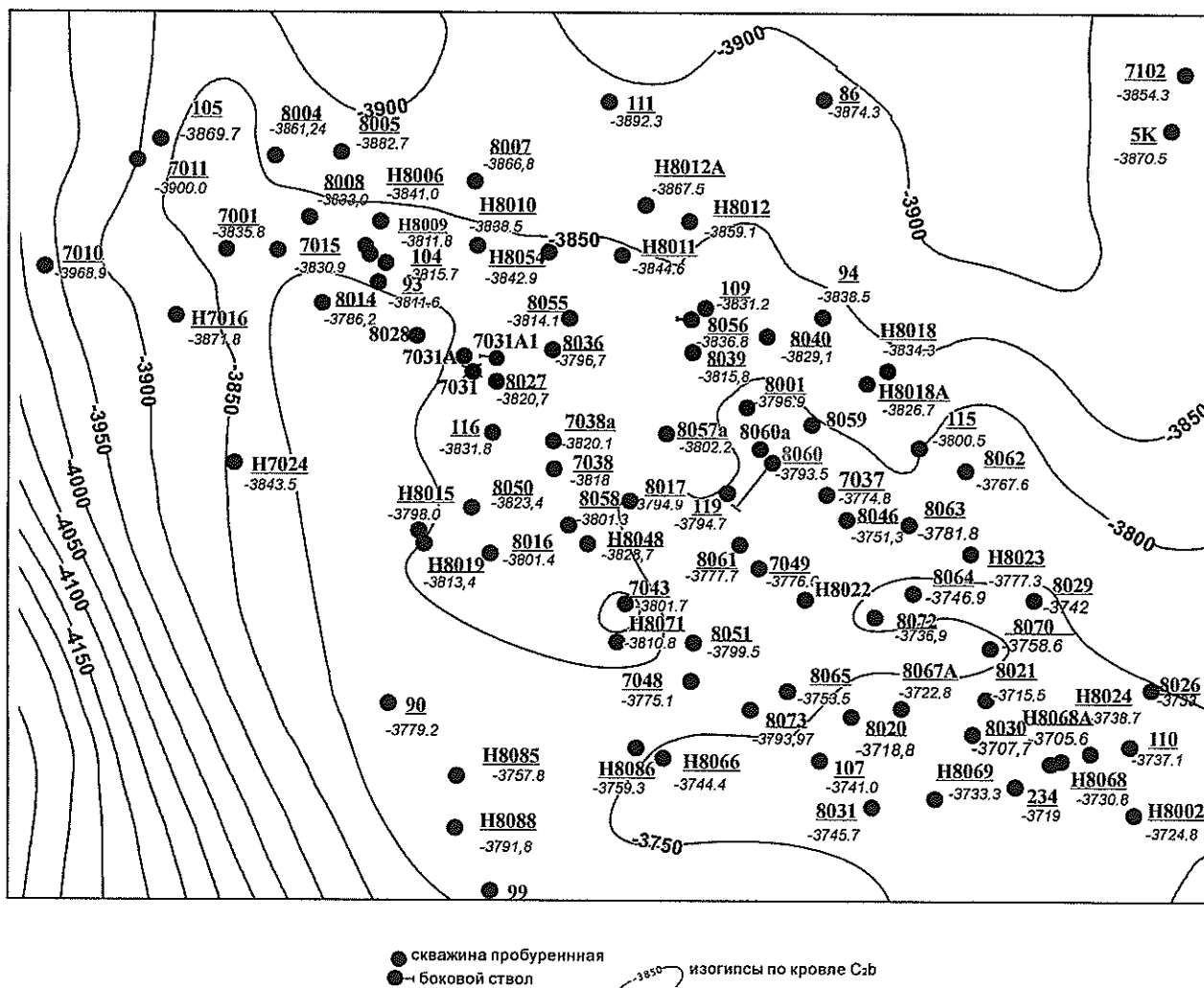
4188 -4317- P1as

4317-4474 – C₂b

Скважина №8060 является наклонно-направленной, оборудованной щелевым фильтром 127мм в толще КТ-II (C₂b). В процессе бурения карбонатной толщи (при плотности бурового раствора 1.61 ~ 1.73г/см³) появилось аномальное проявление - газирование и поглощение бурового раствора. Введена в эксплуатацию 20.01.2008г. Qнеф.нач. = 182т/сут на 9 мм штуцере. В отчете за февраль 2012г – Qнеф -29т/сут, на 9мм штуцере. В апреле 2012г провели капитальный ремонт скважины. В результате проведенных работ случилась авария - срыв ТД получен при 6,8тн., произошел обрыв НКТ. Работа по ликвидации обрыва была безуспешна. Поднято НКТ L-247,9м. - 26шт. Произвели работы по извлечению НКТ, при подъеме НКТ№313,314 сплющены вместе с муфтами по всей длине. (При цельном лифте НКТ- НКТ№312 находилась на гл. 3446м. С учетом обрыва на гл. 3638,5м). Подъем сплющенных НКТ, сумм - 11шт., L-104,81м. Суммарно поднято 372шт дл-3547,31м. Все НКТ сплющ. Последнее НКТ рассечена на длину 5,84м. В скв осталось НКТ ф89мм 76шт дл-724,43м. Голова на гл 3749,57м представлено М89VAM. 17.07.2012г. Работа ГИС по определению целостностью колонны, при интерпретации материалов ГИС в инт.3640,1 -3643,1м наблюдается разрыв колонны. Работа райбером до глубины 3639,26м. Спуск башмака до глубины 3639,74м. посадка не проход. Работы приостановлены спущена воронка на глубину 3603,76м. НКТd73 – 2132,77м. (180шт.) НКТd789 – 1470,38м. (127шт.). Скважина сдана после КРС 15.08.2012г. Накопленная добыча на момент остановки в 2012г – 125тыс.т. Скважина была переведена в бездействующий фонд.

Выкопировка со структурной карты по кровле Р1-арт
(Р-III-продуктивный горизонт) м/р Кенкияк подсолевой

масштаб 1:50000



По результатам бурения и по имеющимся данным интерпретации ГИС на нижнюю пермь выявлено, что в близлежащих соседних скважинах 119, 8061, 8060А, 8059 и 8001 пласты коллекторы в P_{1art} (P-III) и P_{1s} (P-IV) имеют хорошие физико-емкостные свойства (ФЕС). (Корреляция нефтеносных пластов скважин на рис.3.2.)

Интерпретация ГИС в отложениях нижней перми в скв.8060

Таблица 3.1.

№ п/п	Интервал, м	h эфф.,м	Горизонт	Проницаемость md	Пористость, %	So, %	Вывод по интерпритации
1	4010,6-4012,2	1,6	P-III	19,8	15,6	69,3	нефть
2	4159-4159,8	0,8	P-IV	11,3	14,3	67	нефть
3	4161,6-4167,3	5,7		7,9	13	68	нефть
4	4168,2-4169,1	0,9		5,2	12,1	54,6	нефть
5	4169,9-4171,2	1,3		4	11,5	59,9	нефть
6	4182,8-4184,1	1,3		12,2	14,5	65,5	нефть

В районе расположения скв.8060 в соседних скважинах, где имеются схожие данные, получены промышленные притоки нефти, имеется хороший результат - скв.8001-24,6т/сут; скв.7037-34т/сут; скв.8060а-31,8т/сут, скв.119-21,5т/сут.

В виду того, что горизонты P_1 являются перспективными для добычи нефти, в целях большего охвата пластов-коллекторов в нижней перми в направлении юго-запад, где коллектора развиты, предлагается боковое бурение в скв.8060 по азимуту 215,88°, с отклонением 380м. Целевым горизонтом является P_{1s} (P-IV). (Профиль бокового ствола на нижепермские отложения на рис.3.3.)

Корреляция нефтяных пластов

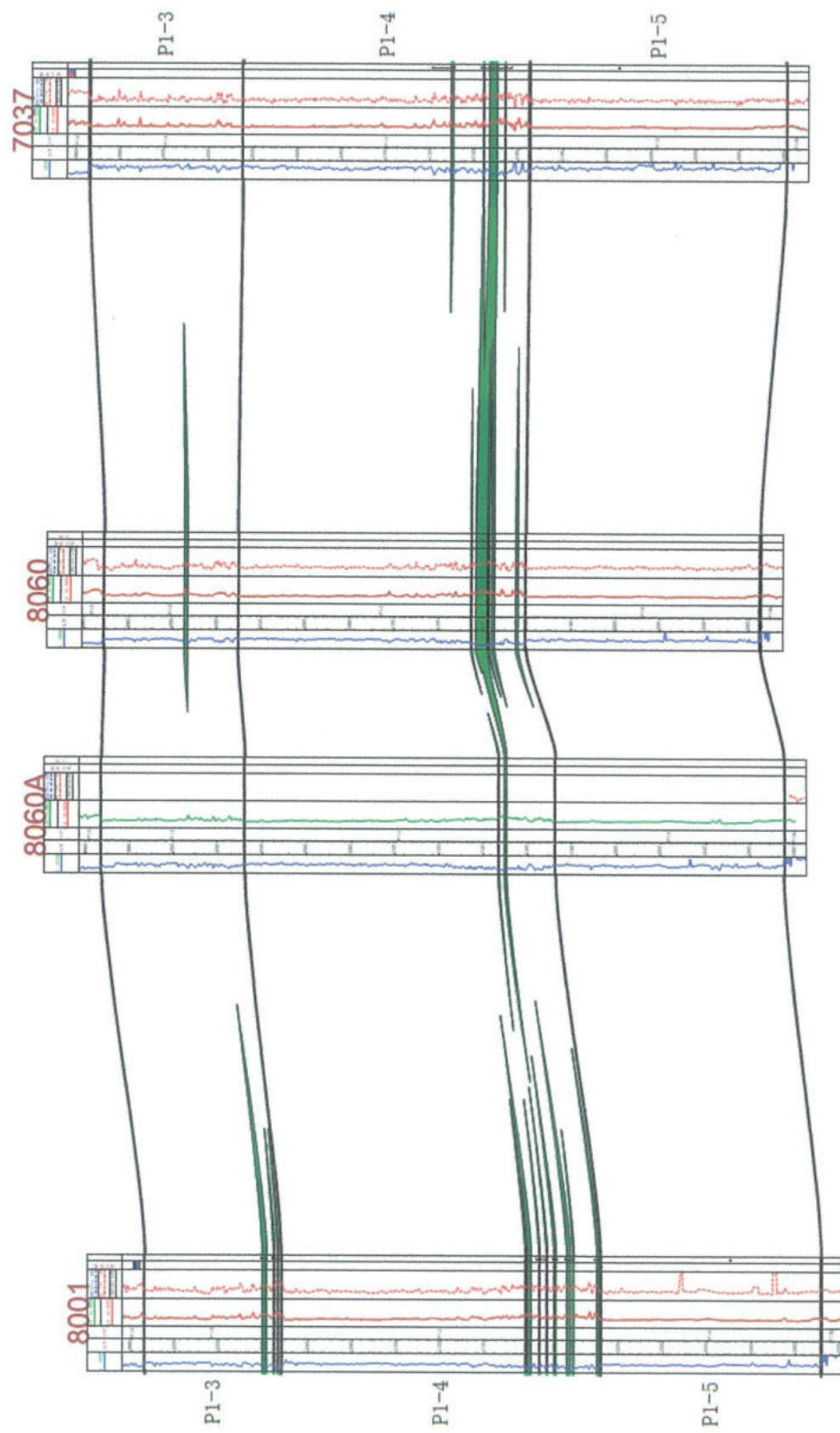


Рис.3.2. Корреляция нефтеносных пластов в скважинах

Месторождение Кенкияк подсолевой Профиль через скв. 8061-119-8060-8060А

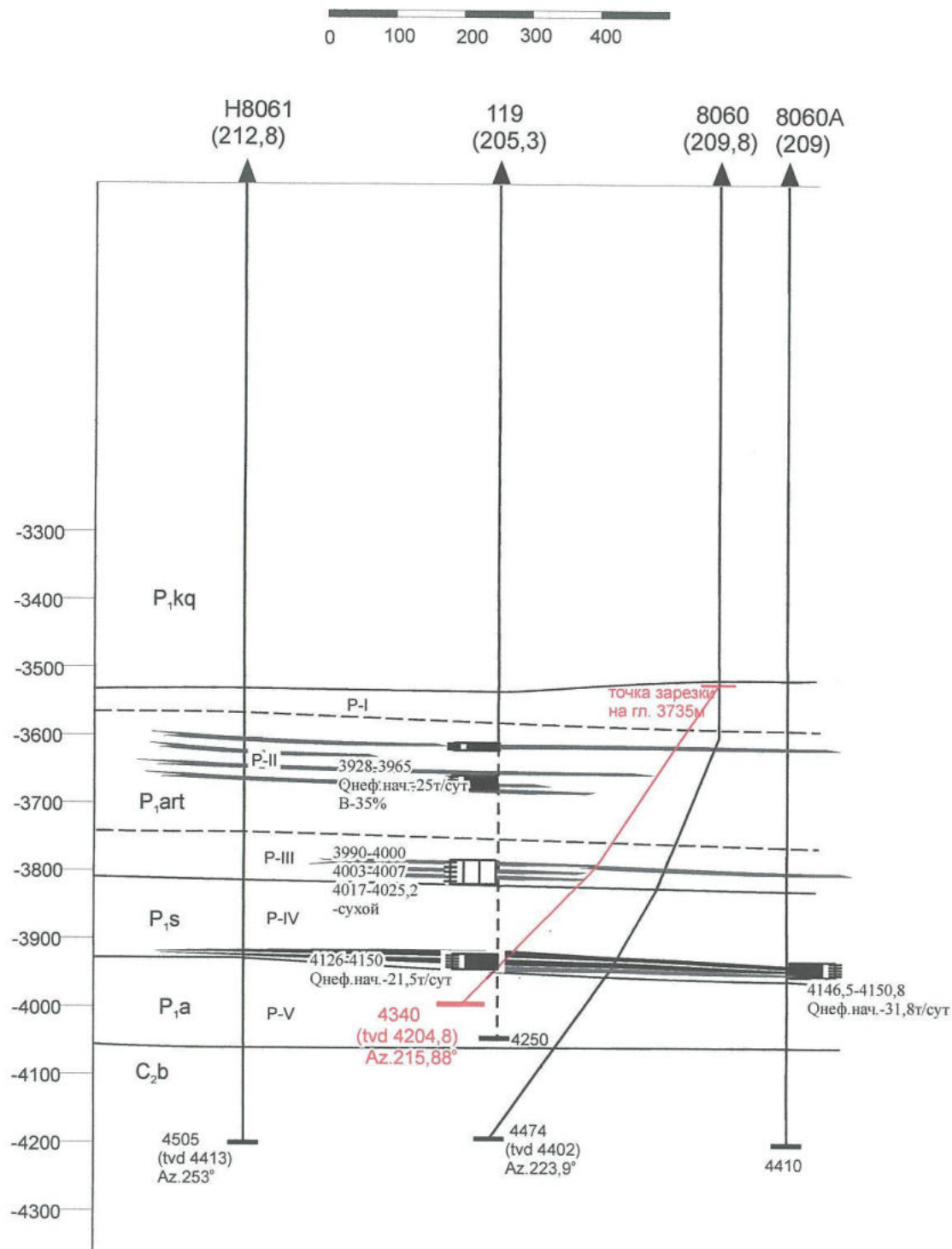


Рис.3.3. Профиль

3.2 Геологические условия для зарезки бокового ствола

Таблица 3.2

Параметры бурения бокового ствола		Глубина		Абсолютная глубина, м
		по стволу, м	верт.гл., м	
Кровля P ₁ art-s		3755	3733	-3523
Целевой пласт P _{1s} – P-IV	кровля	4090	4032	-3822
	подошва	4242	4167	-3957
Глубина зарезки		3410	3409,21	-3199
Забой		4285	4204,8	-3995
Смещение от проекции устья до забоя		380м		
Азимут направления бурения бокового ствола		215,88°		

Зарезка бокового ствола на глубине 3409,21м (tvd). Фрагмент АКЦ за эксплуатационной колонной 177,8мм представлен на Рис.3.4.

3.3 Термобарические условия для зарезки бокового ствола

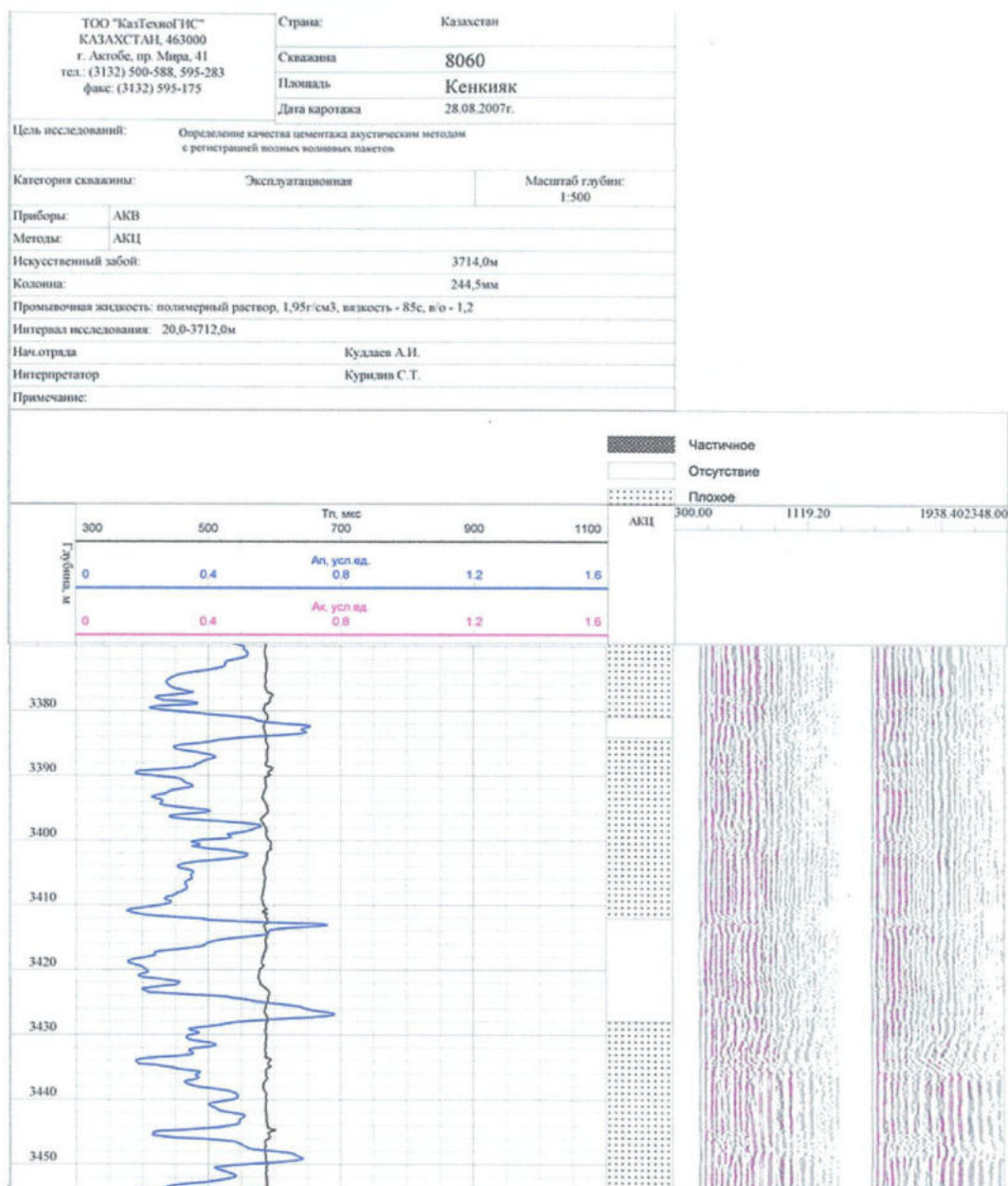
Пластовое давление на глубине зарезки бокового ствола 3410м (tvd 3409,21м), при градиенте Рпл -1,6 - 545атм.

Пластовая температура на глубине зарезки бокового ствола 60°C.

Пластовое давление на глубине заканчивания (забоя) бокового ствола 4340м (tvd 4204,8м) - 670атм.

Пластовая температура на забое бокового ствола 65°C.

Фрагмент АКЦ за тех.колонной D 244,5мм скважины 8060



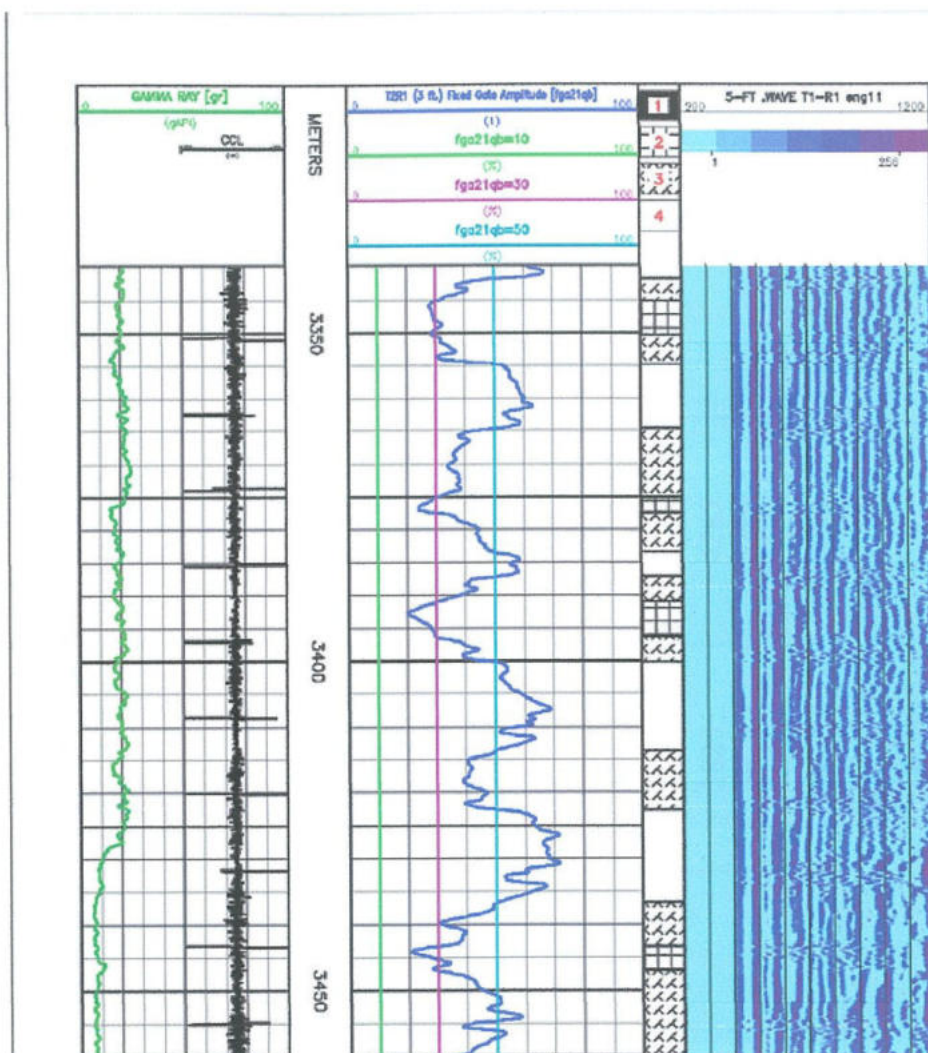
ЗАКЛЮЧЕНИЕ по определению качества цементирования технической колонны скв. 8060 пл. Кенкияк

По материалам акустического каротажа отмечается следующее сцепление цементного камня с колонной.

№№ п/п	Интервал		Мощность, м	Сцепление с колонной
	Кровля	Подшва		
	3340.7	3380.8	40.1	Плохое
	3380.8	3384	3.2	Отсутствие
	3384	3412	28.0	Плохое
	3412	3428	16.0	Отсутствие
	3428	3617.6	189.6	Плохое
	3617.6	3680	62.4	Отсутствие

Рис. 3.3. Фрагмент АКЦ за эксплуатационной колонной 177,8мм

Фрагмент АКЦ за экс.колонной D 177,8мм скважины 8060



оценка качества АКЦ в скв.8060

скважина: 8060

подъем цемента: /м

дата замера: 07.11.2007

интервал замера: 1985 – 4212м

дата обработки: 09.11.2007

интервал обработки: 1985 – 4212м

№	Интервал м.		Мощность м	Качество
	м	м		
165	3383,4	- 3387,2	3,8	ОТСУТСТВИЕ
166	3387,2	- 3391,1	3,9	ОТСУТСТВИЕ С ЧАСТИЧНЫМ
167	3391,1	- 3396,4	5,3	ЧАСТИЧНОЕ
168	3396,4	- 3400,1	3,7	ОТСУТСТВИЕ С ЧАСТИЧНЫМ
169	3400,1	- 3413,6	13,5	ОТСУТСТВИЕ
170	3413,6	- 3422,6	9	ОТСУТСТВИЕ С ЧАСТИЧНЫМ
171	3422,6	- 3436,8	14,2	ОТСУТСТВИЕ
172	3436,8	- 3443,3	6,5	ОТСУТСТВИЕ С ЧАСТИЧНЫМ
173	3443,3	- 3447	3,7	ЧАСТИЧНОЕ

Рис.3.4. Фрагмент АКЦ за эксплуатационной колонной 244,5

3.4. Геофизические исследования при бурении бокового ствола

Таблица 3.4.

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	
			от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7	8
Инклинометрия через 20м		4285	3410	4285			
DLL – БК, боковой каротаж	1:200	4285	3825	4285	ECLIPSE 5700		
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1:200		3825	4285			
АС – АК, акустический каротаж	1:200		3825	4285			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1:200		3825	4285			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1:200		3825	4285			
GR – ГК, гамма каротаж			3825	4285			
SP – ПС, каротаж потенциалов			3825	4285			
самопроизвольной поляризации			3825	4285			
CAL – КВ, кавернометрия			3825	4285			
ГТИ			3825	4285			

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 устанавливается с учетом схемы размещения буровой установки, манифольда, дорог и коммуникаций, обеспечения прямой видимости объекта, на расстоянии - высота вышки плюс 10 метров от устья скважины.

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

Перед началом работ устанавливаются датчики ГТИ на буровой установке.

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

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

При проведении ГТИ необходимо:

- 1) немедленно выходить на связь с оператором при получении вызова по переговорному устройству;
- 2) выходить на связь с персоналом партии ГТИ во всех случаях выхода технологического процесса за установленные границы с целью совместного выявления ситуации в кратчайшее время;
- 3) не допускать повреждения датчиков, кабелей и другого оборудования станции ГТИ, смонтированного на буровой установке;
- 4) по требованию оператора производить манипуляции с буровым оборудованием для проверки и калибровки датчиков, установленных на буровой;
- 5) по рекомендации оператора изменять параметры режима бурения, прекращать или продолжать бурение, если в Техническом задании включены работы по оптимальному управлению бурением;
- 6) проводить тестирующие операции для подтверждения факта наличия предаварийной ситуации.

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

Обо всех случаях аварийных ситуаций и отклонений регистрируемых параметров от указанных в проектной документации операторы станции ГТИ должны

информировать представителей организации - владельца опасного производственного объекта и членов буровой бригады.

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

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

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

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

- 1) определение признаков ГНВП;
- 2) предупреждение аварий и инцидентов;
- 3) оптимизацию процесса бурения;
- 4) расчет поровых, пластовых давлений;
- 5) литологическое разделение горизонтов;
- 6) выделение пластов-коллекторов;
- 7) определение характеристики насыщения коллекторов;
- 8) уточнение интервалов отбора керна, испытания пластов и геофизических исследований.

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

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

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

Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Таблица 3.5.

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)	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
P ₁ -s- P-IV	1	4194 (tvd 4124)	4242 (tvd 4167)			колонна цемент.	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.8060

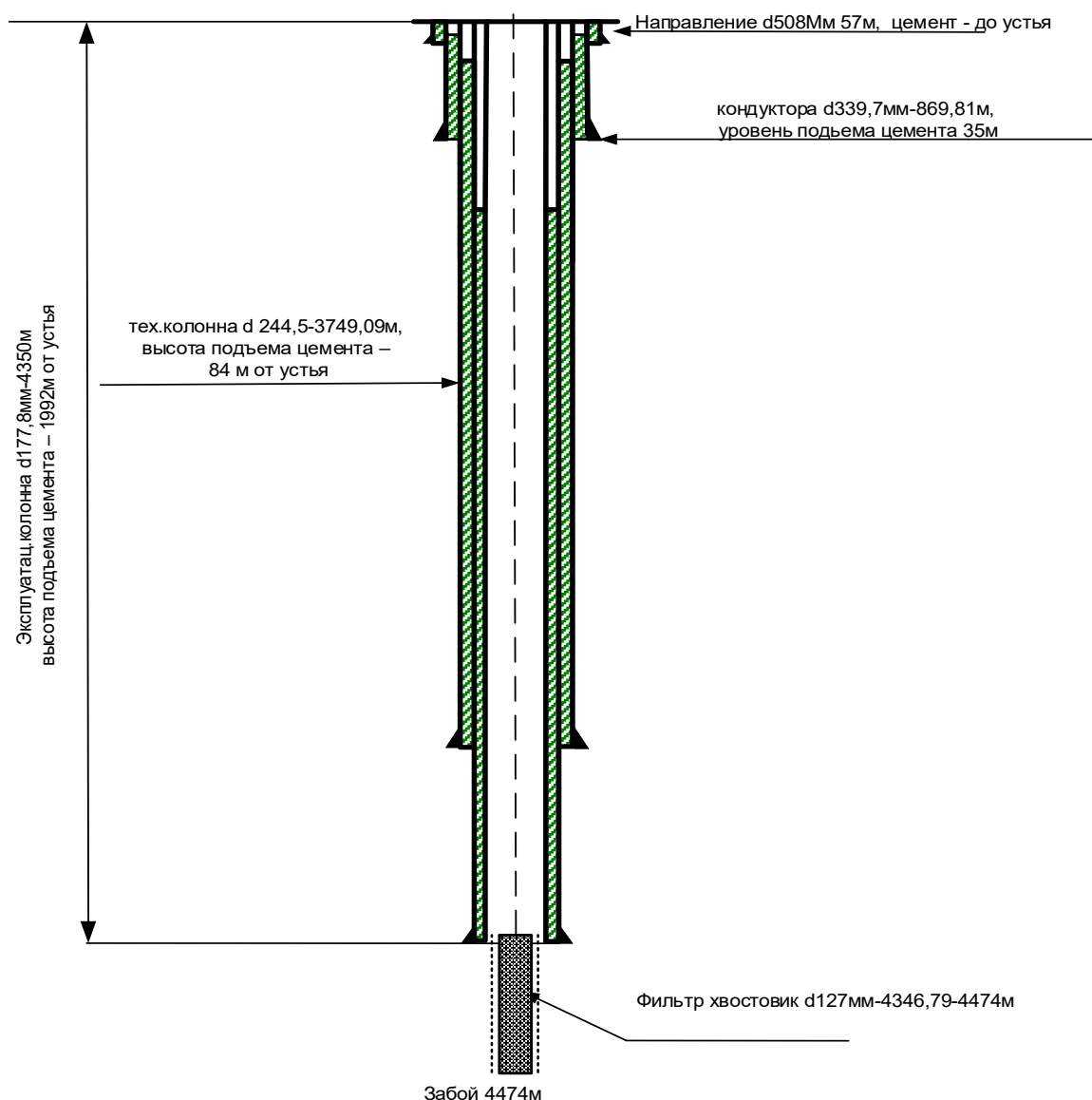


Рисунок 4.1. Фактическая конструкция скважины

4.1 Основные технические данные скважины

Скважина в интервале забуривания закреплена

- эксплуатационной колонной Ø 177,8 мм – 4350 – цемент до 1992 от 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	0~4350,69	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. Выбрать точку начала ЗБС предпочтительно в интервале с хорошим качеством цементирования (рисунок 3.3. и таблицы 3.3-3.4.), и для избежания попадания на муфты колонны (толщина стенки существующей эксплуатационной колонны и глубина расположения некоторых муфт в скважине приведены в таблице 4.2. и 4.3.), таким образом, проектная глубина скважины на выбранной точке зарезки бокового ствола составляет 3410м.

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

Общая длина 4350,69м	3591,95 – 3591,43м
Превышение – 0,69м	Устройство для спуска хвостовика 177,8 - 3585,22 – 3584,60м
Башмак 4350 – 4349,46м	Пакер 3584,15 – 3581,51м
Перев.труба 177,8 x12,65мм	2-х ступ. Цемент. Муфта 3581,51 – 3580,59 м
ВТС 4349,46 – 4339,42м	Пакер 3580,59 – 3577,95м
Посадочная муфта 177,8 мм	VASS 90 x 12.65 VAGT 3577,95 – 0м
ВТС 4339,42 – 4337,12м	Всего спущено 376 шт.:
Пеоводник 177,8 VAF x BTC	из них VASS 90 x 12.65 VAF – 67шт.,
4337,12 – 4336,60 м	VASS 90 x 12.65 VAGT – 309шт.
VASS 90 x 12.65 VAF 3591,95 – 3591,43м	
Переводник 177,8 BTC x VAF	

Таблица 4.2

Спецификация	Марка стали	Толщина стенки (мм)	Длина (м)	Нарастающая длина (м)	Глубина спуска (м)
177,8	VASS-90	12,65	11,70	911,37	3439,32
177,8	VASS-90	12,65	11,56	922,93	3427,76
177,8	VASS-90	12,65	11,66	934,59	3416,1
177,8	VASS-90	12,65	11,58	946,17	3404,52
177,8	VASS-90	12,65	11,60	957,77	3392,92
177,8	VASS-90	12,65	11,61	969,38	3381,31
177,8	VASS-90	12,65	11,60	980,98	3369,71

Данные о муфтах 244.5мм, рядом с точкой зарезки бокового ствола

Общая длина - 3750,12м	ТР 125 ТТ x11,99мм 3748,60 - 3714,66м
Превышение - 1,03м	ЦКОД 3714,66 - 3714,30м
Башмак 3749,09 - 3748,60м	ТР 125 ТТ x 11,99 3714,30 – 0м

Всего спущено 333 шт.

Таблица 4.3.

Спецификация	Марка стали	Толщина стенки (мм)	Длина (м)	Нарастающая длина (м)	Глубина спуска (м)
244,5	ТР 125 ТТ	11,99	11,02	316,55	3433,57
244,5	ТР 125 ТТ	11,99	11,07	327,62	3422,5
244,5	ТР 125 ТТ	11,99	11,32	338,94	3411,18
244,5	ТР 125 ТТ	11,99	11,35	350,29	3399,83
244,5	ТР 125 ТТ	11,99	11,30	361,59	3388,53
244,5	ТР 125 ТТ	11,99	11,31	372,90	3377,22

Профиль конструкции скв.8060

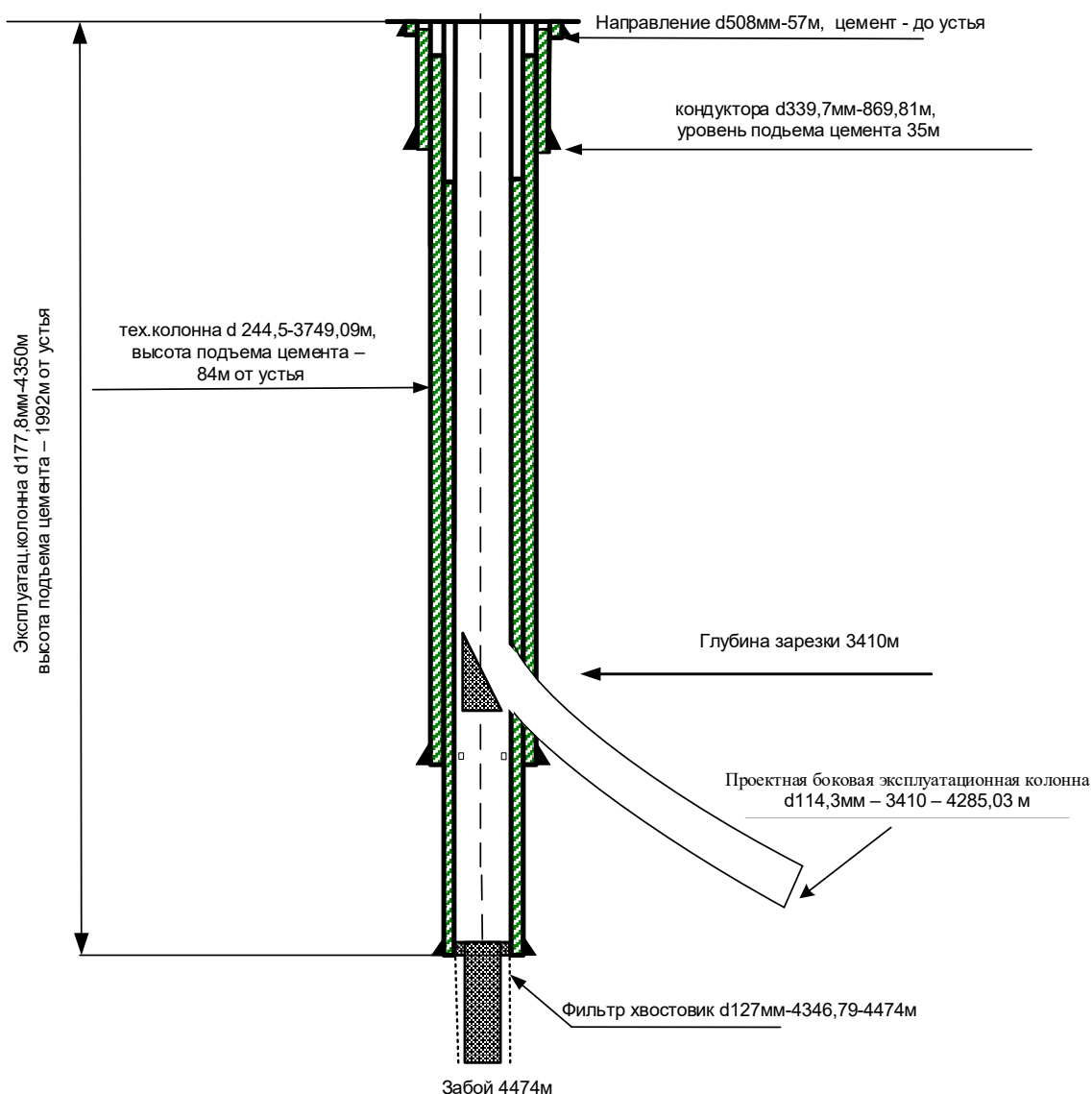


Рисунок 4.2. Профиль ствола скважины

В 25.04.2012г. провели капитальный ремонт скважины. В результате проведенных работ случилась авария - срыв ТД получен при 6,8тн., произошел обрыв НКТ. Работа по ликвидации обрыва была безуспешна. Поднято НКТ L-247,9м. - 26шт. Произвели работы по извлечению НКТ, при подъеме НКТ№313,314 сплющены вместе с муфтами по всей длине. (При цельном лифте НКТ- НКТ№312 находилась на гл. 3446м. С учетом обрыва на гл. 3638,5м). Подъем сплющенных НКТ, сумм - 11шт., L-104,81м. Сумм-но поднято 372шт дл-3547,31м. Все НКТ сплющ. Последнее НКТ рассечена на длину 5,84м. В скв осталось НКТ ф89мм 76шт дл-724,43м. Голова на гл 3749,57м представлено M89VAM.

17.07.2012г. Работа ГИС по определению целостностью колонны, при интерпретации материалов ГИС в инт.3640,1 -3643,1м наблюдается разрыв колонны. Работа райбером до глубины 3639,26м. Спуск башмака до глубины 3639,74м. посадка не проходит. Работы приостановлены спущена воронка на глубину 3603,76м. НКТd73 – 2132,77м. (180шт.) НКТd789 – 1470,38м. (127шт.). Скважина сдана после КРС 15.08.2012г.

Внешний диаметр эксплуатационной колонны на точке зарезки бокового ствола (ЗБС) скважины составляет 177,8 мм (толщина стенки 12,65мм), а глубина скважины на точке зарезки бокового ствола составляет 3410м. В соответствии с размерами колонны и бурового долота, проектный размер бокового ствола составляет 149,2мм.

Оборудовать устье скважины противовыбросовым оборудованием и опрессовать ПВО.

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	FN35-35/70	Пресная вода	35	≥10	0
	Плашечный превентор	FZ35-70	Пресная вода	70	≥10	0
	Двухплашечный 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)	Приме-чание
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	Вертлюг		SL450-5	4500KN		
7	Ротор		ZP275	4500KN		
8	Буровой насос	1 #	F-1300		970 KW	
		2 #	F-1300		970 KW	
9	Дизельный двигатель	1 #	G12V190PZL		810KW	
		2 #	G12V190PZL		810KW	
		3 #	G12V190PZL		810KW	
10	Насос бурового раствора	1 #				
		2 #				
11	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вибросито	GX-I		2.2KW	
12		Устройство для удаления газа	ZCQ1/4		15KW	
13		Пескоотделитель	ZQJ250*2/1.5*0.6		2.2KW	
14		Илоочиститель	ZQJ100*10/1.5*0.6		2.2KW	
15		Центрифуга	JL40-DZ		45KW	
16		газосепаратора	YQF1200			1200m ³ /h
17	Оборудование для предотвращения сероводорода		Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			

Произвести монтаж бурового оборудования: вышки или мачты достаточной грузоподъемности, ротора, обеспечивающего вращение инструмента с частотой 0,5-1,5с⁻¹ насоса с производительностью до 0,020 м³/с, циркуляционной системой с очистными средствами и контрольно-измерительными приборами, обеспечивающими точность измерения ±2,5 процента от номинального значения контролируемого параметра.

Таблица 4.5.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование		Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Буровая установка		ZJ45L-ZPD	2250KN	1000KW	
2	Вышка		JJ225/44.5-K	2250KN		
3	Кронблок		TC-225	2250KN		
4	Талевый блок		YC-225	2250KN		
5	Крюк		DG-225	2250KN		
6	Вертлюг		SL450	4500KN		
7	Ротор		ZP275	4500KN		
8	Буровой насос	1 #	F-1000		970 KW	
		2 #	F-1000		970 KW	
9	Дизельный двигатель	1 #	G12V190PZL		810KW	
		2 #	G12V190PZL		810KW	
		3 #	G12V190PZL		810KW	
10	Насос бурового раствора	1 #				
		2 #				
11	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вибросито	GX-I		2.2KW	
12		Устройство для удаления газа	ZCQ1/4		15KW	
13		Пескоотделитель	ZQJ250*2/1.5*0.6		2.2KW	
14		Илоочиститель	ZQJ100*10/1.5*0.6		2.2KW	
15		Центрифуга	JL40-DZ		45KW	
16		газосепаратора	YQF1200			1200 m³/h
17	Оборудование для предотвращения сероводорода		Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			

Таблица 4.6.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

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

Таблица 4.7.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование	Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Мобильная буровая установка	XJ-750 (ZJ-30)	1700KN	1000KW	
2	Рабочая площадка	ZT 250/5-Z	1700KN	1350KN	
3	Площадь рабочей площадки	8,0 x 6,0м		2580кН	
4	Вышка	JJ170/36	1700KN	1700KN	
5	Талевый блок	SL 160	1600KN	1350KN	
6	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	Tripled mud pumps 1 # QZ 3NB		735 kW	
		Tripled mud pumps 2 # QZ 3NB		735 kW	
15	Насос бурового раствора	1 #			
		2 #			
16	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вакуумный дегазатор ZCQ360-180		2.2KW	
		Вибросито QZS703		15KW	
		Очиститель QZS210		2.2KW	
		Центрифуга LW 450 x 842 N		2.2KW	
17	Оборудование для предотвращения сероводорода	Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			

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 3530м 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 3530-3430м. 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 3430м. Спустить долото и разбурить цементный мост до глубины 3430м. Произвести циркуляция для очистки ствола скважины, и испытание цемента с нагрузкой 3-5тн, НСВ. Закрывать 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 гр/см³. Допускается проводить гидравлическое испытание на 12МПа буровым раствором плотностью 1,4 гр/см³. (Плотность раствора для опрессовки 1,05 г/см³, плотность раствора опрессовки могут быть скорректировано 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 4.9

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Диаметр обсадной колонны (мм)	Описание
Изоляция и разобщение			Спустить буровой инструмент до глубины 3530м промыть скважину. Поднять буровой инструмент на 3-5 метров произвести установку цементного моста в интервале 3530-3430м. Разбурить цементный мост до глубины 3430м. Испытание цемента с нагрузкой 3-5тн. Закрыть скважину опрессовать на 25МПа технической водой для опрессовки 1,05 г/см ³ , 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/см ³ . Допускается проводить гидравлическое испытание на 12 МПа буровым раствором плотностью 1,4 гр/см ³ .
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 3410 м. 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 3410м, окончить бурение до глубины 4285м. 2. После завершения бурения подвесить хвостовик 114,3мм (пакерующая подвеска для хвостовика XGFG 178x114) на глубине 3210м (перекрытие обсадной колонной); осуществить тампонирование и заканчивание ствола скважины. 3. После цементирования осуществить гидроразрыва 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. 3210-4285м

4.3 Технологический процесс зарезки окна и бурения бокового ствола.

1. Подготовить инструмент для вырезания, состоящий из:
комбинированный конусный колонный фрезер Ø 150 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 большом расходе, затем проводить проработку ствола скважины на участке, куда намерены посадить пробку.

Таблица 5.1.

Профиль проектной траектории бокового ствола скважины 8060

Интервал	Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол (°)	Азимут (°)	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность прохода градуса/30м	Азимут от устья, градус
Точка зарезки бокового ствола	3410.00	1.30	258.00	3409.21	-9.51	-50.78	51.67	0.14	259.39
Участок набора зенитного угла	3440.00	1.30	258.00	3439.20	-9.65	-51.45	52.35	0.00	259.37
	3638.03	27.25	209.58	3629.60	-50.27	-76.47	91.51	4.00	236.68
Участок набора зенитного угла (точка В)	4285.03	27.25	209.58	4204.80	-307.90	-222.70	380.00	0.00	215.88

Примечание:

1. Приведённые выше данные рассчитаны на основе альтитуды ствола ротора 200,8м.
2. Качество цементирование 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 3410м.

Таблица 5.2

Проектный профиль бокового ствола скважины 8060

Глубина скважины по стволу, м	Зенитный угол, градус	Азимут от точки зарезки, градус	Глубина скважины по вертикали, м	Координата севера, м	Координата востока, м	Отклонение от вертикали, м	Интенсивность проходки градус/30м	Азимут от устья, градус	Примечание
0.00	0.00	143.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
3410.00	1.30	258.00	3409.21	-9.51	-50.78	51.67	0.14	259.39	т.Зарезки
3440.00	1.30	258.00	3439.20	-9.65	-51.45	52.35	0.00	259.37	
3470.00	4.93	219.32	3469.15	-10.72	-52.60	53.68	4.00	258.48	
3500.00	8.88	214.05	3498.93	-13.64	-54.71	56.39	4.00	256.00	
3530.00	12.87	212.02	3528.39	-18.39	-57.78	60.64	4.00	252.34	
3560.00	16.86	210.94	3557.38	-24.96	-61.79	66.64	4.00	248.01	
3590.00	20.85	210.26	3585.76	-33.30	-66.72	74.57	4.00	243.47	
3620.00	24.85	209.80	3613.40	-43.39	-72.55	84.53	4.00	239.12	
3638.03	27.25	209.58	3629.60	-50.27	-76.47	91.51	4.00	236.68	
3650.00	27.25	209.58	3640.24	-55.03	-79.17	96.42	0.00	235.20	
3680.00	27.25	209.58	3666.91	-66.98	-85.95	108.97	0.00	232.07	
3710.00	27.25	209.58	3693.58	-78.93	-92.74	121.77	0.00	229.60	
3740.00	27.25	209.58	3720.25	-90.87	-99.52	134.76	0.00	227.60	
3770.00	27.25	209.58	3746.92	-102.82	-106.30	147.89	0.00	225.95	
3800.00	27.25	209.58	3773.59	-114.76	-113.08	161.11	0.00	224.58	
3830.00	27.25	209.58	3800.26	-126.71	-119.86	174.42	0.00	223.41	
3860.00	27.25	209.58	3826.94	-138.65	-126.64	187.78	0.00	222.41	
3890.00	27.25	209.58	3853.61	-150.60	-133.42	201.20	0.00	221.54	
3920.00	27.25	209.58	3880.28	-162.55	-140.20	214.65	0.00	220.78	
3950.00	27.25	209.58	3906.95	-174.49	-146.98	228.14	0.00	220.11	
3980.00	27.25	209.58	3933.62	-186.44	-153.76	241.66	0.00	219.51	
4010.00	27.25	209.58	3960.29	-198.38	-160.54	255.20	0.00	218.98	
4040.00	27.25	209.58	3986.96	-210.33	-167.32	268.76	0.00	218.50	
4070.00	27.25	209.58	4013.63	-222.28	-174.10	282.34	0.00	218.07	
4100.00	27.25	209.58	4040.30	-234.22	-180.88	295.93	0.00	217.68	
4130.00	27.25	209.58	4066.97	-246.17	-187.66	309.54	0.00	217.32	
4160.00	27.25	209.58	4093.64	-258.11	-194.44	323.16	0.00	216.99	
4190.00	27.25	209.58	4120.31	-270.06	-201.22	336.78	0.00	216.69	
4220.00	27.25	209.58	4146.98	-282.00	-208.00	350.42	0.00	216.41	
4250.00	27.25	209.58	4173.65	-293.95	-214.78	364.06	0.00	216.15	
4280.00	27.25	209.58	4200.32	-305.90	-221.56	377.71	0.00	215.92	
4285.03	27.25	209.58	4204.80	-307.90	-222.70	380.00	0.00	215.88	Точка В

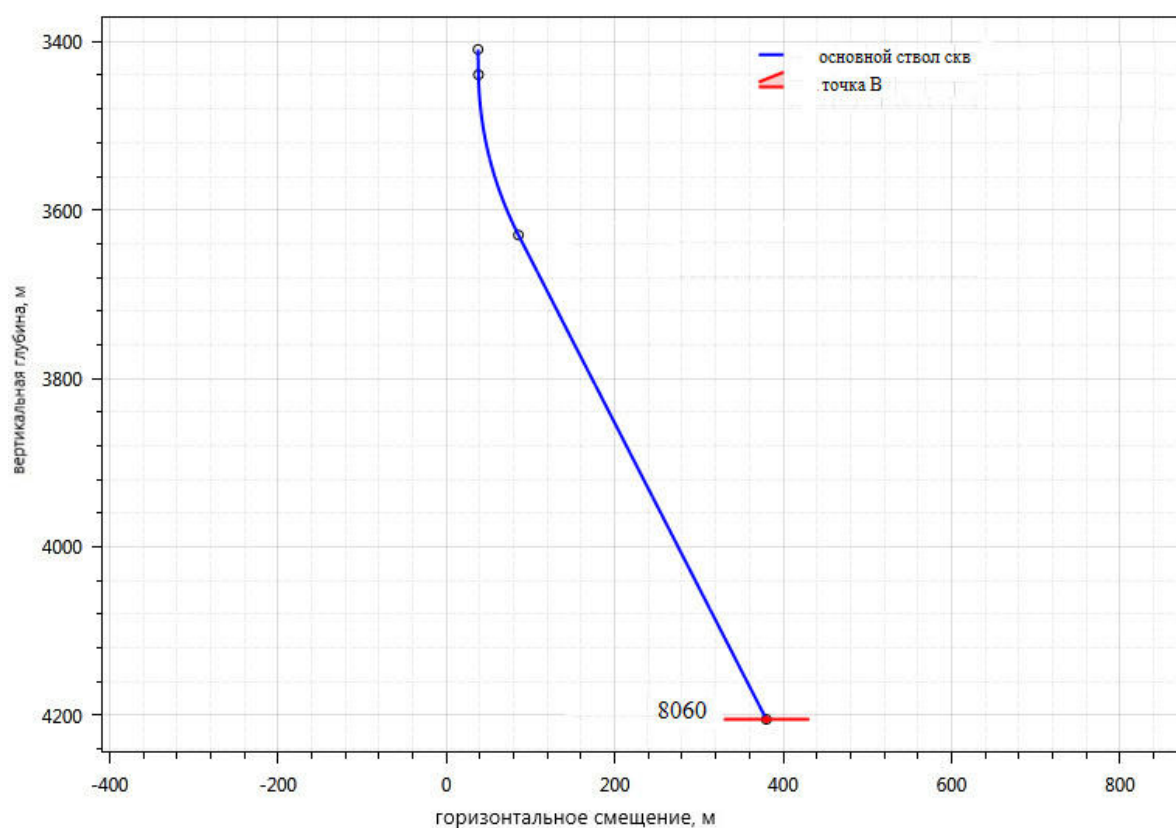


Рисунок 5.1. Вертикальная проекция

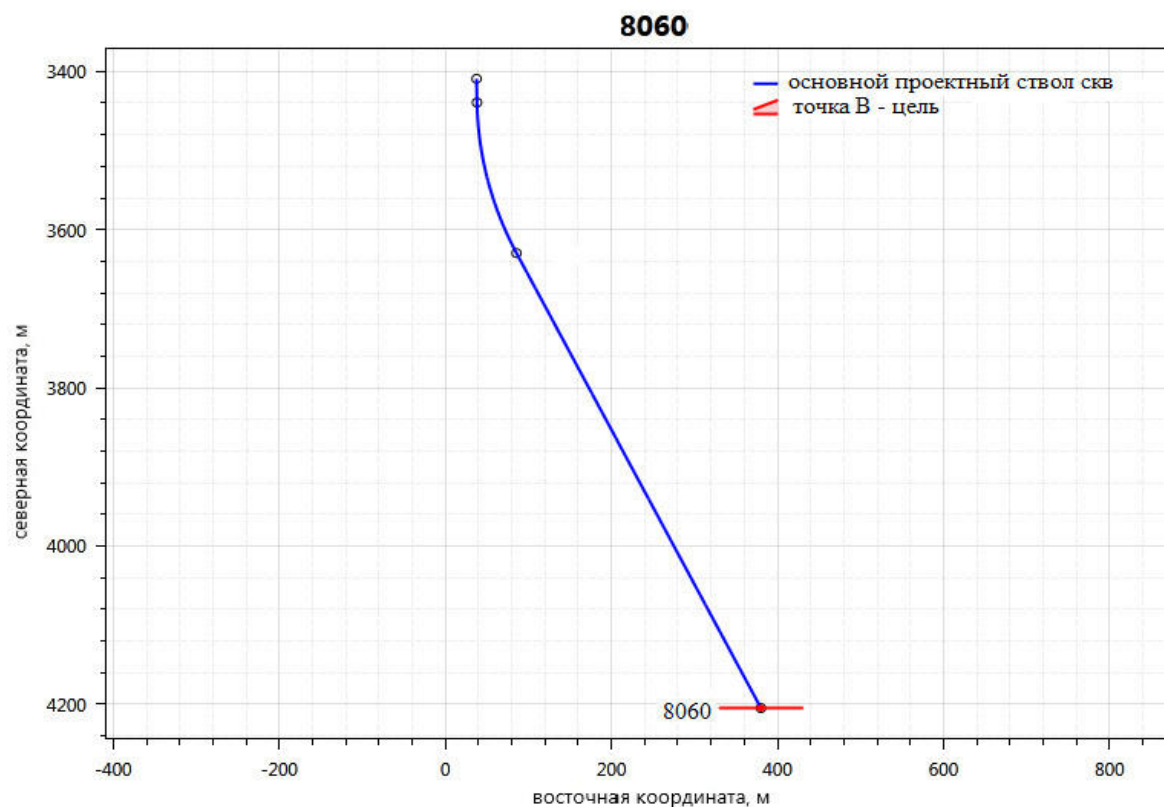


Рисунок 5.2. Горизонтальная проекция

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 части 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 остановке инструмента в скважине, с

помощи ротора произвести прокручивание инструмента не менее 5 оборотов, чтобы предотвратить прихват инструмента. Каждый раз после подъема Зсвечей производить, долив раствора. Назначить специально ответственного человека за долив бурового раствора

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

11. Во время прохождения наклонно-направленного участка ствола, все виды операций по 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 резки окна во время набора зенитного угла за проектным окном предусмотрен участок стабилизации зенитного угла протяженностью 20м для предотвращения контакта бурильной колонны с окном в обсадной колонне, вызванного трением между колонной и стволом вовремя СПО, поскольку такой контакт оказывает отрицательное влияние на последующие операции.

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

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

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

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

18. При прихвате КНБК с ВЗД во время спуска лучше не включать насос и проработать ствол, нужно проводить СПО для изменения угла прохождения инструмента. Если меры не дадут свои результаты, можно включить насос и проработать ствол, но операция должна проводиться под руководством инженера по наклонно-направленному бурению. Запрещается прорабатывать какой-либо интервал ствола скважины долгое время. Если и эта мера не дает результаты, необходимо извлечь инструмент из скважины и провести шаблонирование 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 коррозионно-стойкие марки сталей и ингибиторы коррозии, а также нержавеющие коррозионно-стойкие стали без применения ингибиторов коррозии, специальные покрытия и технологические методы уменьшения коррозионной активности продукции.

6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

6.1 Общие положения

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

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

Хорошие колюматизирующие 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 колюматизирующих 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 мероприятия, обеспечивающих своевременное распознавание предаварийных ситуации предотвращение выбросов и открытых фонтанов

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

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

Мероприятия по предупреждению проявлений:

При обнаружении признаков ГНВП буровая бригада обязана действовать согласно «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 пытаться 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), извлеченный при очистке промывочной жидкости, приемных и запасных емкостей 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/см ³)	вязкость по воронке (с)	API водоотдача мл	корка мм	рН	Содержание песка (%)	НТНР Водоотдача мл	Коэффициент 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	3410 ~ 4285	1,68 ~ 1,78	70 ~ 90	≤4	<1	9.5 ~ 11	≤0.3	≤12	<0.1	5 ~ 8	15 ~ 25	45 ~ 55	10 ~ 20	≤40	20 ~ 30

Требования к буровому шламу

Для шлама предусмотрен контейнер, с последующим вывозом на полигон.

Бурение в интервале 3410-4285 м.

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 + 15-20% NaCl + 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:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \times (d^2 \times I) \times K = 0,785 \times (0,1525^2 \times 3410 + (0,1492 \times 1,2)^2 \times 875) = 84,3 \text{ м}^3$$

Таблица 6.2.

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонентов

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	3410	4285	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
				NaCl	15-20	12,3 – 16,4
				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	Коли- чество, шт	Использование очистных устройств		Приме -чение
			Интервал, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1. Глиномешалка	HQ-200B	1	3410	4285	
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			
7. Дегазатор	LCN-355	1			

Примечания: Возможно использования аналогов или оборудования с лучшими характеристиками.

Таблица 6.4.

Проектирование объема использования бурового раствора

Порядок бурения	Бурение бокового ствола
Диаметр долота мм	149,2
Интервал м	3410~4285
Объем ствола скважины м ³	83,4
Объем наземной циркуляции м ³	120
Объем обслуживания м ³	110
Расход бурового раствора м ³	313,4
Плотность г/см ³	1,68~1,78

7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Таблица 7.1

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

Интервал ,м		Вид техно-логичес-кой 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
3410	4285	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	3410~3440	30	25	0.8
2	149,2	PDC	1	3440~3638,03	198,03	272	0.6
3	149,2	PDC	5	3638,03~4285,03	347	321	0.8
Примечание: допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.							



7.1 Проектирование КНБК

Компоновка низа бурильной колонны

Таблица 7.2

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	3410~3440 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
	3440~3638,03 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
	3638,03~4285,03 (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
	Шаблони- рование	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 7.3

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, (Pa)	Нагрузка на долото кН	Скорость вращения об/мин	Расход л/с	Давление насоса МПа	Перепад давления на долоте МПа	Ударная сила кН	Сила удара струей забой. м/с	Скорость подъема м/с
1	3410~ 4285	149.2	191.6	1,68~1,75	45~ 55	10~ 20	40~ 80	ВЗД+ Ротор (30~50)	8~ 12	18,6~ 28,6	0.3~ 0.5	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 7.4

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
3410	4285	Бурение, спуск и другие вспомогательные работы	5 х 6

Конструкция бурильных колонн

Таблица 7.5

Вид технологической операции(бурение скважины, спуск колонны,разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	нар-ужный 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	3410	4285		1	СБТ	89	Е	9,35	3-88	3934	82,6	95,7	2,0	> 1,5



Таблица 7.6

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
3410	4285	Бурение, проработка, промывка	F-1300	1	65	150	268	0,9	55	32,32x0,9	29,0

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

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Таблица 7.7

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
3410	4285	бурение	135-170	100,0	3,4	17,0	7,0	26,3



Таблица 7.8

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологическ. операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральный. отверстии мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения м/с	Мощность срабатываемая на долоте кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3410	4285	Бурение, проработка, промывка	1,01	0,051	Периферийная	15,6	2	13x11	123,4	213
Примечание: Количество и диаметр гидромониторных насадок уточняется в соответствии с долотной программой сервисной компании, согласованной с Заказчиком.										

8. КРЕПЛЕНИЕ

8.1 Проектирование обсадной колонны

Таблица 8.1

Порядок трубы	Интервал м	Длина м	Норма		Марка стали	Тол- щина 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 эксплуат ационная	3410 ~ 4285	1075	114,3	ТР-СQ (резьба воздушного уплотнения)	ТР140V	8,56	22,5	24,2	126,5	1,9	118,8	3,7	965	39,8

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 3210-3410 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	3410	4285	Башмак с обратным клапаном Ø114.3мм + обсадная труба Ø114.3мм 1шт.+ муфта с обратным клапаном Ø114,3мм+обсадная труба Ø114.3мм 1шт +шаровая подставка 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 г/см³.

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	3530-3430	2,5	G
Эксплуата- ционный хвостовик	114,3	13,4	3210-4285	18,1	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	3530- 3430	100	буферная тампонажная	- 3430	- 3530
2	Эксплуатационная боковая колонна	Прямой	1	3410- 4285	20	буферная продавочная тампонажная буферная продавочная	0 0 3410 4285 0	3430 3430 4285 4285 4265
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 Название колонны	Номер части колонны в	Характеристика жидкости (раствора)								
		Номер ступени (снизу-вверх)	Тип или название	Объем порции ,м³	Плотность ,г/см³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига, мГс/см²	Время начала схватывания, мин	Время, ОЗЦ, ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цементный мост	1	1	Буферная	10	1,5	Не регламентируется - - -	- - -	-	-
			Тампонажная	1.8	1.97-2,05	240			24	
			Буферная	1,9	1.6	-			-	
			Продавочная	64,1	1.82	-			-	
2	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не регламентируется - - -	- - -	-	-
			Тампонажная	13,4	1,97-2,05	240			24	
			Буферная	14,5	1,02	-			-	
			Продавочная	32,6	1,82	-			-	
						-			-	
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 4340м, а положение подвески хвостовика на уровне 3535 м (длина перекрываемого участка с верхней втулкой составляет 150м), 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 винтовыми 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 3535~4340м.

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. + гнездо шара ф114.3mm + компоновка обсадной колонны Ø114.3mm + подвеска хвостовика пакерирующего типа XGFG 178×114 + колонна БТ Ø89мм. Глубина спуска башмака колонны 4340м, положение подвески хвостовика на уровне 3535 м.

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

$$V_{\text{тех.в.}} = 0,785 \times (d^2 \times L) \times K = 0,785 \times (0,1525^2 \times 3410 + (0,1492 \times 1,2)^2 \times 875) = 84,3 \text{ м}^3$$

Далее ГИС АКЦ.

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.

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

Таблица 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 (КНР)
2	Механизированный (пневматический, гидравлический или др.) буровой ключ.	импортный (КНР)
3	Гидромеханический раскрепитель бурильных свеч.	импортный (КНР)
4	Влагоотделитель для пневмосистемы.	импортный (КНР)
5	Приспособление для безопасного бурения шурфа под ведущую трубу турбобуром или электробуром.	импортный (КНР)
6	Приспособление против скатывания труб со стеллажей.	импортный (КНР)
7	Накаты трубные	импортный (КНР)
8	Вилка для захвата вкладышей ротора.	импортный (КНР)
9	Механизм для крепления, перепуска и изменения нагрузки неподвижной ветви талевого каната.	импортный (КНР)
10	Ограничитель подъема талевого блока.	импортный (КНР)
11	Приспособление для правильной намотки на барабан лебедки.	импортный (КНР)
12	Предохранитель к манометрам буровых насосов.	импортный (КНР)
13	Комбинированный колпачок для перемещения долот	импортный (КНР)
14	Приспособление для отвинчивания 3-х шарошечных долот.	импортный (КНР)
15	Приспособление для рубки стальных	импортный (КНР)



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



Таблица 11.2

Средства контроля

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

Примечание: Допускается применение аналогичных средств контроля другого производства.



Таблица 11.3

Средства диспетчеризации

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

* Для обеспечения устойчивой связи с подрядчиком самостоятельно может определять тип связи.

Таблица 11.4

Средства контроля воздушной среды

№ п\п	Наименование, а также тип, вид и т.д.	Количество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172-8 канал, Япония	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы -1 шт., у выбросит -1шт., насосная –2шт., приемных емкостей – 2 шт., жилой комплекс –1шт. (ПОПБ ОПОНГО 30.12.2014г. №355 п.1212 пп. 2)
2	Переносные газосигнализаторы HS-82, Япония	2.0	



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 «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. Предупреждение газонефтепроявлений (ГНВП) и открытых фонтанов. 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 под квадратом, второй на аварийной трубе или подвешенный на тросике в буровой);

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 плащечный;

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

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

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

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

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



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

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

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

4. Действия вахты при спуске обсадной колонны.

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

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

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

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

4) для этого бурильщик с помощниками на муфту обсадной трубы устанавливают переводник с обсадной трубы на трубы бурильные. Затем вахта приступает к спуску бурильных труб, по завершении которого колонна труб разгружается на ротор. Устанавливают 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 патрубком 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.

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

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



Основные требования и мероприятия по технике безопасности и противопожарной технике

№ №	Основные требования и мероприятия (с ссылкой на действующие документы)
1	2
1	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. Сборник типовых инструкций по технике безопасности при обслуживании и ремонте бурового оборудования. 2. Отраслевая инструкция по безопасности труда при проводке скважин роторным и турбинным способами. 3. Отраслевая инструкция по безопасности труда при ведении спуско - подъёмных операций в бурении. 4. Отраслевая инструкция по безопасности труда при приготовлении утяжеления и химической обработке бурового раствора. 5. Отраслевая инструкция по безопасности труда при спуске в скважину обсадных труб. 6. Нормативно-техническая документация по предупреждению нефтегазопрооявления. 7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород . 8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительно – монтажных работах в бурении. 9. Методические рекомендаций по профессиональному отбору рабочих бурения и машинистов технологических компрессоров на основе психофизиологических критериев.
3	Рабочий персонал строящейся буровой должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда : 1. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для рабочих по приготовлению бурового раствора . 2. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда для вышкомонтажников . 3. Сборник типовых инструкций по охране труда для рабочих буровых бригад . 4. Сборник типовых инструкций по охране труда для мотористов цементировочных агрегатов и рабочих по цементированию скважин.
4	Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара на



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



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	УБТ	7.2	Трубы бурильные утяжеленные
2	СБТ	7.5	Трубы бурильные стальные импортные 5АХ АНИ
3	FZ	4.3	Превентор плащечный гидравлический
4	FN	4.3	Превентор универсальный гидравлический
5	Na ₂ CO ₃	6.2	Кальцинированная сода
6	NaOH	6.2	Каустическая сода
7	FA 367	6.2	Коагулянт
8	NaCl	6.2	Ингибитор
9	ZD-1	6.2	Растворимый в масле временный закупоривающий агент
10	EP-1	6.2	Экранирующий временный закупоривающий агент
11	SMP-2	6.2	Стабилизатор
12	NFA-25	6.2	Белый битум
13	BaSO ₄	6.2	Барит
14	ПЦТ-марки «G»	8.3	Портландцемент высокой сульфатостойкости, по спецификации API 10A

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

Проект реконструкции скважины №8060 месторождения Кенкияк подсолевой на бурение бокового ствола

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.

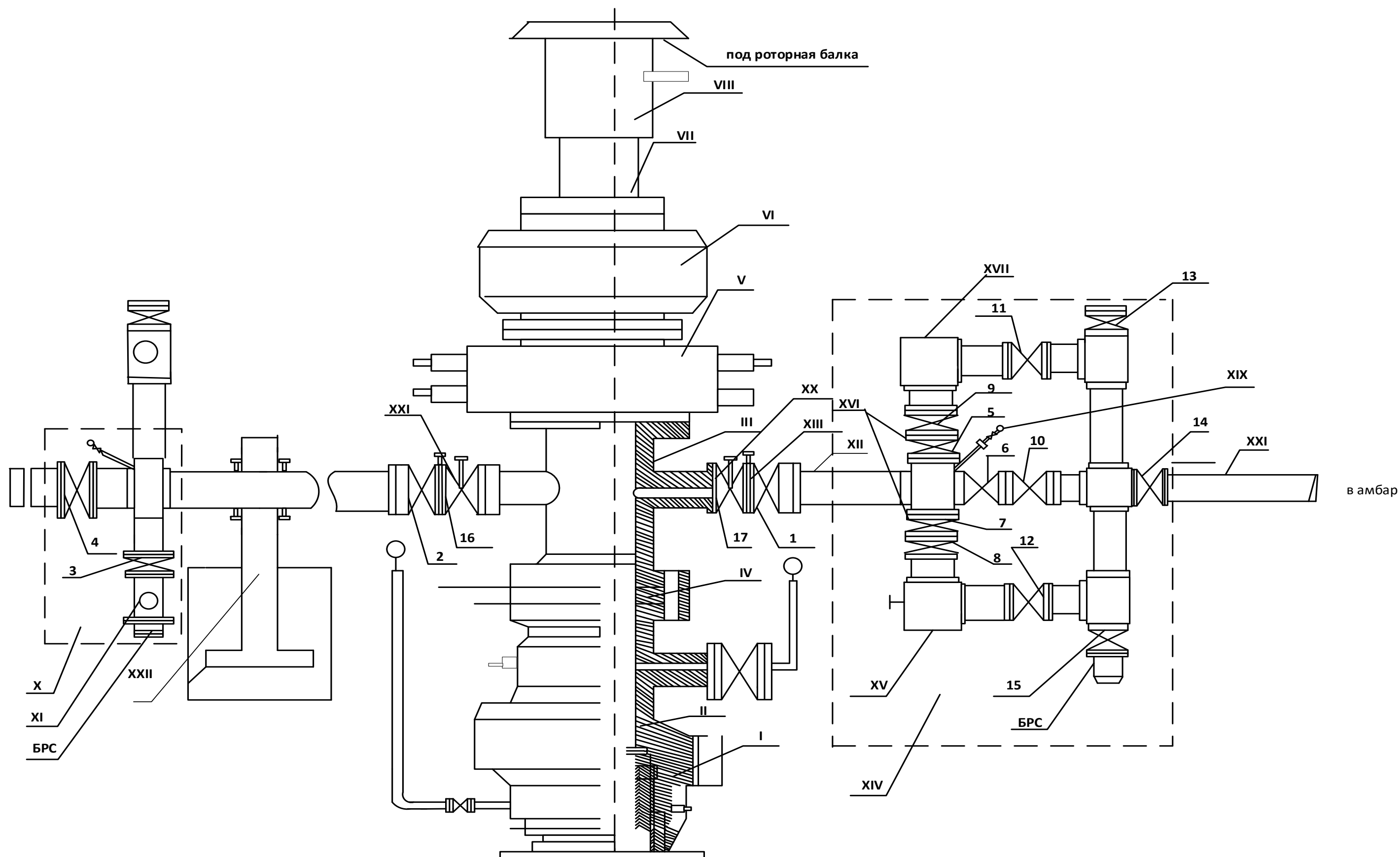
Возможные неисправности при работе технических средств

№ 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 бурильной 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 бурильной колонны. Неправильная сборка вырезающего устройства	Ликвидировать негерметичность. Проверить сборку вырезающего устройства
7	Колонна "проваливается"	Резцы сработаны полностью	Поднять вырезающее устройство и заменить резцы
8	Резкое увеличение механической скорости без увеличения осевой нагрузки	Резцы поломаны по периферии и работают внутри колонны	Поднять устройство, заменить резцы и повторно торцевать тот же участок

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

Приложения

ТИПОВАЯ СХЕМА ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ ПВО ПРИ БУРЕНИИ БОКОВОГО СТВОЛА



Геолого-технический наряд
бурения бокового ствола скважины №8060 м.Кенкияк

"УТВЕРЖДАЮ"
Главный инженер
АО "СНПС -Актобемунайгаз"
Ян Юэхуа
2025 г.

СТРАТИГРАФИЯ		Р ₁ kq	
Система		Нижнепермская система	
670	Предполагаемое пластовое давление, атм	595	
65	Предполагаемая пластовая температура в конце интервала, °С	60	
Электрометрические работы при бурении бокового ствола		1. Инклинометрия через 20м в интервале: 3410-4285 2. DLL – БК, MSFL – МБК, АС – АК, CNL – КНК, ZDL, GR – ГК, SP – ПС, CAL – КВ в интервале: 3410-4285м масштаб- 1:200 ГТИ в интервале: 3825-4285м	
Геологические условия для резки бокового ствола			
Параметры бурения бокового ствола		Глубина	
		по стволу, м	верт. гл., м
Кровля Р ₁ art-s		3755	3733
Целевой пласт Р ₁ s – Р-IV	кровля	4090	4032
	подошва	4242	4167
Глубина резки		3410	3409,21
Забой		4285	4204,8
Смещение от проекции устья до забоя		380м	
Азимут направления бурения бокового ствола		215,88°	

Техническая часть			
СПОСОБ БУРЕНИЯ		Роторно-винтовой	
Тип и размер долот		149,2ммНА517-1шт 149,2ммPDC-6шт	
РЕЖИМ БУРЕНИЯ		40-80	
Осевая нагрузка kN		ВЗД+ ротор (30~50)	
Частота вращения ротора, об/мин		8-12	
Подача насосов, л/сек		22.5~28.0	
Давление насоса, МПа		Полисульфонатный буровой раствор на водной основе	
Тип бурового раствора		2~3% бетонит+0.2~0.3% чистая сода+0.2~0.4% каустическая сода+0.3~0.5%FA-367+0.3~0.5%101+3~5%SMР-3+3~5%SPNH+26~30% NaCl+5-7% KCL+4~6% сульфированный асфальт +2~3% смазка низкой флуоресценции+2% Маслорастворимый временно закупоривающий агент-1+ барит.	
Химическая обработка раствора		р=1.68-1.78, Ув=70-90, ф 4, сnc=5-8/15-25, pH=9,5-11, содержание песка 0,3	
Параметры промыв. раствора, г/см ³ , сек, Ра, мл, стф-%		Компановка низа бурильной колонны	
		Установка цементного моста Спустить буровой инструмент до глубины 3530м промыть скважину. Поднять буровой инструмент на 3-5 метров произвести установку цементного моста в интервале 3530-3430м. Спуск отклонителя и КНБК Отклонитель 146мм + Труба для ввода отклонителя + направляющий переходник + УБТ 88.9мм ×12-16 шт.+ СБТ 88.9мм КНБК для резки окна Двойной райбер конусный 149,2мм +УБТ 88.9мм (12шт.)+ СБТ 88,9 мм 3410-3440м долото 149.2мм+обратный клапан бурового инструмента+ стабилизатор 148мм + патрубков для MWD +немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.)+УБТ 88.9мм (27шт.) +бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.) + СБТ 88.9mm +квадрат 3440-3638,03м Долото 149.2мм + ВЗД с одиночноизогнутым корпусом 120мм+обратный клапан бурового инструмента+ патрубков для MWD + немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.)+ СБТ с наклонной рампой 88.9мм (20шт.)+УБТ 88.9мм (27шт.) +бурильный яс 120мм +УБТ 88.9mm (6шт.) + СБТ 88.9мм +квадрат 3638,02-4285,03м Долото 149.2мм+ВЗД с одиночноизогнутым корпусом 120мм (или 95мм)+обратный клапан бурового инструмента+ патрубков для MWD +немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.) + СБТ с наклонной рампой 88.9мм (35шт.)+УБТ 88.9мм (27шт.) + бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ 88.9мм + квадрат	

Исходные данные

Содержание

Реферат.....	3
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	4
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	8
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	10
3.1. Краткая характеристика.....	10
3.2. Геологические условия для зарезки бокового ствола.....	15
3.3. Термобарические условия для зарезки бокового ствола.....	15
3.4. Геофизические исследования при бурении бокового ствола.....	18
4. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА.....	23
4.1. Основные технические данные скважины.....	23
4.2. Подготовка скважины к забуриванию дополнительного ствола.....	24
4.2.1. Выбор точки начала зарезки бокового ствола.....	24
4.3. Технологический процесс зарезки окна и бурения бокового ствола.....	33
5. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	34
5.1. Общие положения по искривлению скважины.....	34
5.2. Бурение дополнительного ствола.....	38
6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	42
6.1. Общие положения.....	42
6.2. Проектирование параметров бурового раствора.....	47
7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	50
7.1. Проектирование КНБК.....	51
7.2. Проектирование параметров бурения.....	52
8. Крепление.....	57
8.1. Проектирование обсадной колонны.....	57
8.2. Таблица данных конструкции компоновки обсадной колонны.....	58
8.3. Проектирование цементного раствора.....	59
9. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	62
10. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	63
11. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ.....	64
12. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.....	68
12.1 Мероприятия по предупреждению проявлений. Общие мероприятия по предупреждению ГНВП.....	69
13. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов.....	81
14. Охрана окружающей среды.....	82
Возможные неисправности при работе технических средств.....	84
Список литературы.....	
Приложения	
Исходные данные	