

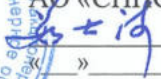
**АО «СНПС -Актобемунайгаз»
НИИ по разработке нефтяных и газовых месторождений**

**Проект
реконструкции скважины 7016 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 7016 месторождения Кенкияк-подсолевой
на бурение бокового ствола

Актобе

2026

Состав исполнителей

Директор НИИ 张宝平 Чжан Сяньцунь
« »

Первый зам. директора НИИ Б.С. Табилов

Зам. директора НИИ Г.С. Нургалиева

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

Заместитель начальника ОТБид Г.С. Сугурбаева

Заместитель начальника
первого отдела разработки Ж.К. Лепесова

Ведущий инженер ОТБид Г.А. Самен

Инженер ОТБид З.Т. Исалиева

Согласовано:

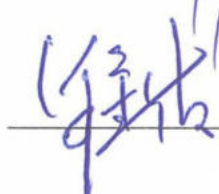
Заместитель генерального директора
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Чай Хуэй

«__» _____ 2026г.

Главный инженер
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Хэ Цзиньбо

«__» _____ 2026г.

Директор департамента разработки
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Го Хунмин

«__» _____ 2026г.

Директор департамента бурения
АО «СНПС - Актобемунайгаз»



Ван Хайтао

«__» _____ 2026г.

Реферат

Месторождение Кенкияк в административном отношении расположено на территории Темирского района Актюбинской области Республики Казахстан.

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

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

В геологическом строении месторождения Кенкияк принимают участие осадочные отложения палеозоя – каменноугольные, пермские, мезозоя–триас, юра, мел и четвертичного возраста, представленные песчано-глинистыми терригенными и карбонатными породами. Верхнепермские отложения (P_2) залегают на размытой поверхности терригенно-сульфатной толщи кунгурского яруса. Литологически разрез верхней перми сложен песчано-алевритово-глинистыми породами преимущественно серовато-бурой, темно-кирпично-красной окраски. Нижнепермские отложения (P_1) представлены кунгурским ярусом и терригенными отложениями артинско-ассельского возраста. Кунгур представлен галогенными гидрохимическими осадками и перекрывающей их повсеместно сравнительно маломощной терригенно-сульфатной толщей. Артинские отложения характеризуются повсеместным распространением. Залегают они на несколько размытой поверхности сакмарских образований, а за линией отсутствия последних залегают непосредственно на ассельских отложениях и образуют наиболее мощную пачку пород, сложенных аргиллитами темно-серыми, часто с примесью пелитового материала, с включением обуглившихся растительных остатков, с многочисленными прослоями более грубозернистых пород (алевролитов, песчаников, гравелитов, конгломератов). В основании разреза преобладают более грубозернистые разности терригенных пород. На несколько размытой поверхности ассельских отложений залегают образования сакмарского возраста, которые характеризуются ограниченным распространением, что связано с историей геологического развития изучаемой площади. Граница распространения сакмара имеет юго-восточное простирание, проходит северо-западнее и параллельно линии скважин Г-99, Г-107, П-89 Кенкияк и П-3, П-2 Кумсай. Сакмарские отложения представлены аргиллитами темно-серыми, черными, с включением обуглившихся растительных остатков, в нижней части разреза с многочисленными прослоями алевролитов, песчаников, которые часто преобладают.

1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

На основании распоряжения ЗГ-87 от 23.07.2004 г. АО «СНПС Актобемунайгаз» была пробурена наклонно-направленная скважина 7016 месторождения Кенкияк-подсолевой.

Фактическая глубина - 4528м

Фактический горизонт - P_{1as}.

Скважина начата бурением 21.06.2005 г

Скважина закончена бурением 05.04.2006г.

Фактическая конструкция скважины:

направление -508мм - 60 м, забетонировано до устья

кондуктор – 339,7мм - 494,26м - зацементирован до устья

тех.колонна- 244,5мм -3734м - зацементирована до 34,4 от устья

экс.колонна – 177,8 мм - 4528,38 м - зацементирована до 2935 м от устья

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 7016 на бурение бокового ствола месторождения Кенкияк подсолевой, подписанный руководством АО «СНПС - Актобемунайгаз».

Таблица 1.1.

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	60	0	60
Кондуктор	339,7	0	494,26	0	494,26
Промежуточная	244,5	0	3734	0	3734
Эксплуатационная	177,8	0	4528,38	0	4528,38
Проектная боковая эксплуатационная колонна	114,3	3371,23	4340	3405	4450,14

Таблица 1.1

Основные проектные данные по реконструкции скважины

Наименование	Значение
1	2
1. Номер скважины, по данному проекту на реконструкцию	7016
2. Площадь (месторождение)	Кенкияк
3. Расположение (суша, море)	Суша
4. Категория скважины	эксплуатационная
5. Проектный горизонт	P _{1as}
6. Проектная глубина, м. по стволу	4450,14
по вертикали	4340
7. Вид скважины (вертикальная, наклонно-направленная)	наклонно-направленная
8. Тип профиля	J-образная
9. Глубина по вертикали кровли толщи P _{1art} , м	4072
10. Способ бурения	роторно-винтовой
11. Вид привода	ДВС
12. Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
13. Тип буровой установки	XJ-550, XJ-750, ZJ-45, ZJ-50, из наличия
14. Тип вышки	JJ135/34, JJ170/38, JJ 315/145
15. Наличие механизмов АСП (ДА. НЕТ)	Нет
16. Общее смещение (отклонение от вертикали), м	568,32
17. Необходимо замерять азимут и угол искривления ствола:	
- в вертикальной части, м:	каждые 100
- в наклонной части, м:	каждые 50
18. Азимут бурения, град	211,99°
19. Максимальный зенитный угол, град	21,97°
20. Максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/30м	5,00°
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	418
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)	Актобинская
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
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Метрологический пояс (при работе в море)	-
Количество штормовых дней (при работе в море)	-
Интервал залегания многолетнемерзлой породы, м	отсутствуют
кровля	-
подошва	-

Таблица 2.2.

Сведения о площадке строительства буровой

Наименование	Значение (текст, название)
1	2
Рельеф местности	Холмистая равнина
Состояние местности	полупустыня
Толщина, см	
снежного покрова	17
почвенного покрова	20
Растительный покров	полупустынный
Категория грунта	вторая

Таблица 2.3

**Размеры отводимых во временное пользование
земельных участков**

Наименование участка	Размер, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Буровая установка ZJ-45, ZJ-50, ZJ-70 из наличия с буровой вышкой соответственно JJ 315/145	2.1	СН-459-74

Таблица 2.4

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

Название вида снабжения: (водоснабжение: для бурения, для дизелей, питьевая вода для бытовых нужд; Энергоснабжение, связь, местные стройматериалы) и т.д.	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи и стройматериалов
1	2	3	4
Водоснабжение: - для бурения	договорная	-	автоцистерны
- для дизелей и котлов (ПKN-2С)	договорная	-	автоцистерны
- питьевая вода	договорная	-	бутилированная
Электроснабжение	дизель- электростанция	0.15	12 V190BG3 882квт «Kenwood», транковая
Связь	радиостанция	непосредств енно	Авто
Стройматериалы (гравий, щебень, песок)	карьер	-	

Таблица 2.5

Сведения о подъездных путях

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

3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Краткая характеристика

Скважина 7016 пробурена в высокопроницаемой зоне (ВПЗ) месторождения Кенкияк (подсолевые залежи) в соответствии с «Технологической схемой разработки подсолевых залежей нефтяного месторождения Кенкияк». Скважина пробурена на склоне карбонатной платформы как наклонно-направленная, с целью большего охвата нефтеносного коллектора в нижнепермских отложениях P_1 . (Рис.3.1. Выкопировка со структурной карты по кровле коллектора P_1 прилагается).

Фактическая глубина: 4528,38 м

Отклонение устье-забой – 606,7м

Фактический горизонт- P_{1as} .

Скважина начата бурением 21.06.2005 г

Скважина закончена бурением 05.04.2006г.

Фактическая конструкция скважины:

направление – 508мм - 60 м, забетонировано до устья

кондуктор – 339,7мм - 494,26м - зацементирован до устья

тех. колонна – 244,5мм - 3734м - зацементирована до 34,4 от устья

экс. колонна – 177,8 мм - 4528,38 м - зацементирована до 2935 м от устья

Стратиграфия (Alt.p 202,2м):

0-228– К

228-311 -J

311-392– Т

392-412 – P_2

412-3918 – P_{1kg}

412-428 - ВТСП

428-3904 - соленосная толща

3904-3918– НТСП (верт.3810-3825)

3918-4244 – P_{1art} (верт.3825-4130)

4244-4360– P_{1s} (верт.4130-4240)

4360-4514- P_{1as} (верт.4240-4402)

Бурение в пермских отложениях производилось на растворе удельным весом 2,01 г/см³. По интерпретации ГИС, выполненных компанией CNLC, в терригенной толще выделены пласты-коллектора (табл.3.1).

Таблица 3.1

№ п/п	Интервал глубин по стволу скважины, м	h эфф.,м	Гори-зонт	Кп, %	Кнг, %	Вывод по интерпритации
1	2	3	4	5	6	7
1	4098,3-4098,7	0,4	Р-III	13,96	33,53	вода+нефть
2	4100,5-4101,1	0,6		9,71	40,61	вода+нефть
3	4101,6-4102,4	0,8		11,41	35,75	вода+нефть
4	4104,2-4105,5	1,3		11,16	34,69	вода+нефть
5	4108-4108,9	0,9		10,39	41,94	вода+нефть
6	4109,9-4110,6	0,7		9,78	35,09	вода+нефть
7	4112,7-4114	1,3		12,92	37,24	вода+нефть
8	4123,4-4124,4	1		11,44	28,44	вода
9	4126,1-4126,6	0,5		15,58	51,71	нефть+вода
10	4136,4-4137,2	0,8		10,37	30,79	вода
11	4149,9-4153,5	3,6		13,41	40,7	вода+нефть
12	4184,8-4185,3	0,5		12,4	51,92	нефть+вода
13	4193-4193,8	0,8		10,74	47,68	нефть+вода
14	4194,4-4196	1,6		13,13	61,27	нефть+вода
15	4206,9-4207,7	0,8		11,7	49,38	нефть+вода
16	4212,7-4214,3	1,6		13,08	44,5	вода+нефть
17	4215,2-4215,8	0,6		14,47	65,86	нефть
18	4216,6-4217,7	1,1		9,94	46,19	вода+нефть
19	4221,6-4222,6	1		12,5	44,52	нефть
20	4223,2-4227,4	4,2		13,61	52,68	нефть
21	4229,1-4231,6	2,5		16,3	53,21	нефть
22	4232,5-4232,9	0,4		11,94	40,24	вода+нефть
23	4235,9-4236,4	0,5		11,91	44,59	вода+нефть
24	4238,5-4239,9	1,4		12,33	47,57	вода+нефть
25	4241,2-4242,1	0,9		13,9	48	вода+нефть
26	4242,7-4243,3	0,6		12,59	42,22	вода+нефть
27	4281,2-4282,7	1,5	Р-IV	13,11	58,88	нефть
28	4283,1-4284,5	1,4		10,92	65,84	нефть
29	4285,6-4287,2	1,6		12,59	60,77	нефть
30	4309,6-4310	0,4		11,37	46,75	нефть
31	4311,9-4312,8	0,9		14,06	57,2	нефть
32	4314,5-4315,1	0,6		11,67	44,67	нефть
33	4318,2-4318,7	0,5		13,17	59,92	нефть
34	4320,2-4320,8	0,6		11,81	53,63	нефть
35	4321,5-4322	0,5		14,7	53,23	нефть
36	4323,8-4325	1,2		10,3	45,19	нефть
37	4326,5-4327,1	0,6		11,74	52,68	нефть
38	4329,3-4330,5	1,2		14,62	54,05	нефть
39	4334,4-4335,2	0,8		11,99	44,21	вода+нефть
40	4337,5-4340,2	2,7		11,67	52,57	нефть+вода
41	4341,9-4342,3	0,4		15,41	52	нефть+вода
42	4394,3-4396,9	2,6		12,79	52,33	нефть

43	4397,4-4398	0,6		13,3	59,26	нефть
44	4400,5-4401,9	1,4		11,9	42,14	нефть
45	4403,9-4405,6	1,7		14,42	57,08	нефть
46	4408-4409,6	1,6		15,83	52,81	нефть+вода
47	4410,7-4412,2	1,5		15,03	48,9	нефть+вода
48	4414,3-4417,8	3,5		13,53	60,04	нефть+вода
49	4418,3-4419,7	1,4		13,23	53,71	нефть+вода
50	4421,4-4422,6	1,2		13,4	50,49	нефть+вода
51	4423,7-4425,1	1,4		13,63	54,4	нефть+вода
52	4441,2-4441,8	0,6		12,72	49,88	нефть
53	4443,5-4445,2	1,7		14,14	54,76	нефть
54	4446,1-4448,1	2		13,73	52,53	нефть

Результаты испытания и освоения скважины 7016

Таблица 3.2

Дата ввода	Методы интенсификации	Интервал перфорации	Горизонт	Результаты испытания		Способ добычи
				штуцер мм.	дебит	
16.05.2006		4280,5-4284,5 4285,5-4287,5 4304-4305 4311-4317 4318-4322 4324-4330,5 4394,5-4397 4399-4406 4440-4448	P _{1s} -P _{1as}		обрыв перфорационной колонны	
18.03.2007	СКО, ГКО	доп. перфор-я: 4192-4197 4206-4209 4212,5-4218 4221,5-4227,5 4230-4234,5 4238,5-4244	P _{1art}	3	Q _H =8т/сут Q _B =0,2т/сут	фонтанный
					Q _{тек.н} =1т/сут	фонтанный

При проведении перфорации скв. 7016 в апреле 2006г. на горизонты P_{1s}-P_{1as} произошел обрыв перфорационной колонны- 6 штук, общая длина 168м. Вследствие чего застряли НКТ, голова находится на глубине 4271м. Работы по ликвидации обрыва были без результата.

В 2007г. провели дополнительную перфорацию на вышерасположенные P_{1art} продуктивные нижепермские горизонты. Получен приток нефти Q_H=8 т/сут, Q_B=0,2т/сут при штуцере 3мм. Скважина работала до 01.2019 в фонтанном режиме. С 09.2019г находится в простое. Накопленная добыча нефти 5247,8т. В 2019г. принимается решение о строительстве бокового ствола на P-III, P-IV нижепермские продуктивные горизонты по азимуту 197,6°, однако в процессе бурения бокового ствола 10.2019г. в скважине

оставили инструмент. 2021-2022г. силами ТОО «Восток нефть» были проведены работы по извлечению НКТ d 89мм - 307шт. (3588,32м.) + клапанов 5шт. В скважине осталось НКТ d 89мм - 51шт. (585,68м.) + клапанов 3 шт, голова на глубине 3588,32м. представлен клапаном КГЛ.

Также был установлен цементный мост (данные не предоставлены), кровля цементного моста на глубине 3039м. опрессован механическим способом на 12 тн. В скважину спущено воронка на глубине 1960,58м. НКТ d 73мм-130шт. НКТ d 89мм - 55шт.

По данным ГИС горизонты P_{1s} - P_{1as} имеют нефтеносные коллектора, которые ввиду обрыва перфорационной колонны в основном стволе 04.2006г. не были испытаны. Пласты-коллектора имеют выдержанное распространение. Мощность и физические свойства нефтеносного пласта в скв. 7016 и соседней скв. 7001 идентичны. Начальный дебит при перфорации целевого коллектора в скважине 7001 в августе 2013г. составил 50т/сут. Текущий дебит- 16,2т/сут, обв.-2%. Соседняя скважина 7024 после перфорации нижнепермских коллекторов 12.2014г. работала дебитом 60 т/сут, дебит постепенно снижается- в начале 2016г. составляет 27,5 т/сут, обв. 0,9 %, к концу 2019г -13,7 т/сут, текущая добыча составляет 1 т/сут. Корреляция пластов через соседние скважины представлена на рис. 3.2. и 3.3.

Анализируя работу соседних скважин, данные ГИС, можно сделать вывод о хорошем потенциале коллекторов. В связи с этим принято решение о бурении бокового ствола на нижнепермские нефтяные горизонты с целью добычи нефти из горизонтов P_{1s} - P_{1as} в скважине 7016.

3.2 Геологические условия для зарезки бокового ствола

Таблица 3.3

Параметры бурения бокового ствола		Глубина, м	Абсолютная глубина
Кровля P_{1art}		3890м (tvd 3822)	-3620
Целевой нефтеносный пласт P_{III} - P_{IV} (боковой ствол)	кровля	4162м (tvd 4072)	-3870
	подошва	4435м (tvd.4327)	-4125
Глубина зарезки в сульфатно-терригенных отложениях P_{1kg}		3405м (tvd 3371)	-3169
Забой		4450м (tvd 4340м)	-4138
Смещение устье-забой		570м	
Азимут направления бурения цели		212°	

Зарезка бокового ствола проектируется в двух колоннах-эксплуатационной d 177,8мм и технической d 244,5мм. Фрагменты АКЦ за колоннами представлен на рис. 3.5 и 3.6.

3.3 Термобарические условия для зарезки бокового ствола

Пластовое давление на глубине зарезки бокового ствола 3405м (tvd 3371м).

-556 атм (градиент пластового давления P_{1kg} -1,65).

Пластовая температура на глубине зарезки бокового ствола 67°C.

Пластовое давление на глубине заканчивания бокового ствола 690атм.

(градиент пластового давления $P_{1ar-s-a}$ -1,6).

Пластовая температура на забое бокового ствола 79°C.

3.4 Электрометрические работы при бурении бокового ствола

1. Инклинометрия через 20м в интервале: 3405-4450м.
2. DLL–БК, MSFL–МБК, AC–АК, CNL–КНК, ZDL, GR–ГК, SP–ПС, CAL –КВ, масштаб-1:200 в интервале: 3890-4450м.
3. ГТИ -3890- 4450м (tvd 3822-4340м).

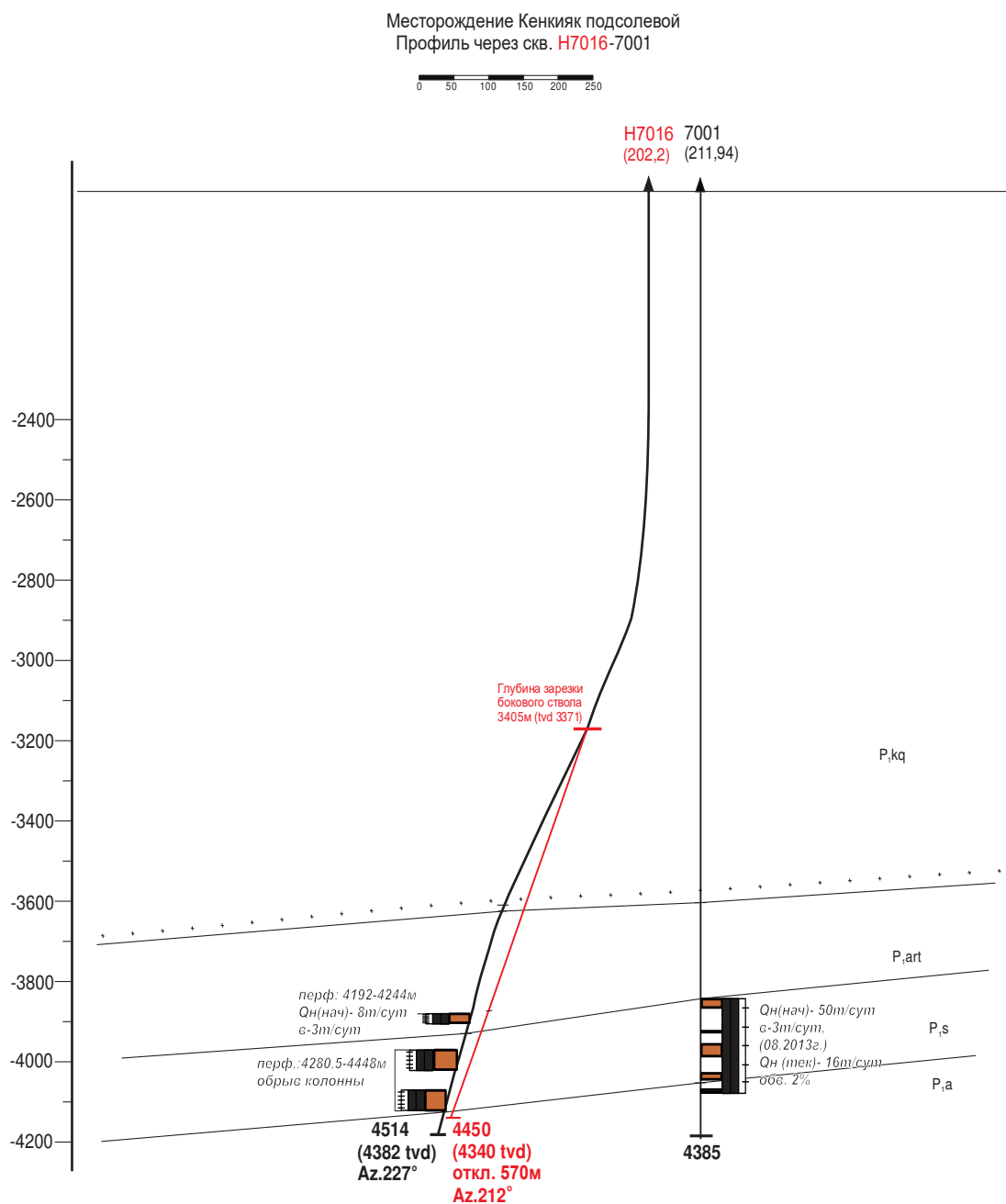


Рисунок 3.2

Корреляция пластов скв. 7001-7016-7024 м-я Кенкияк подсолевой

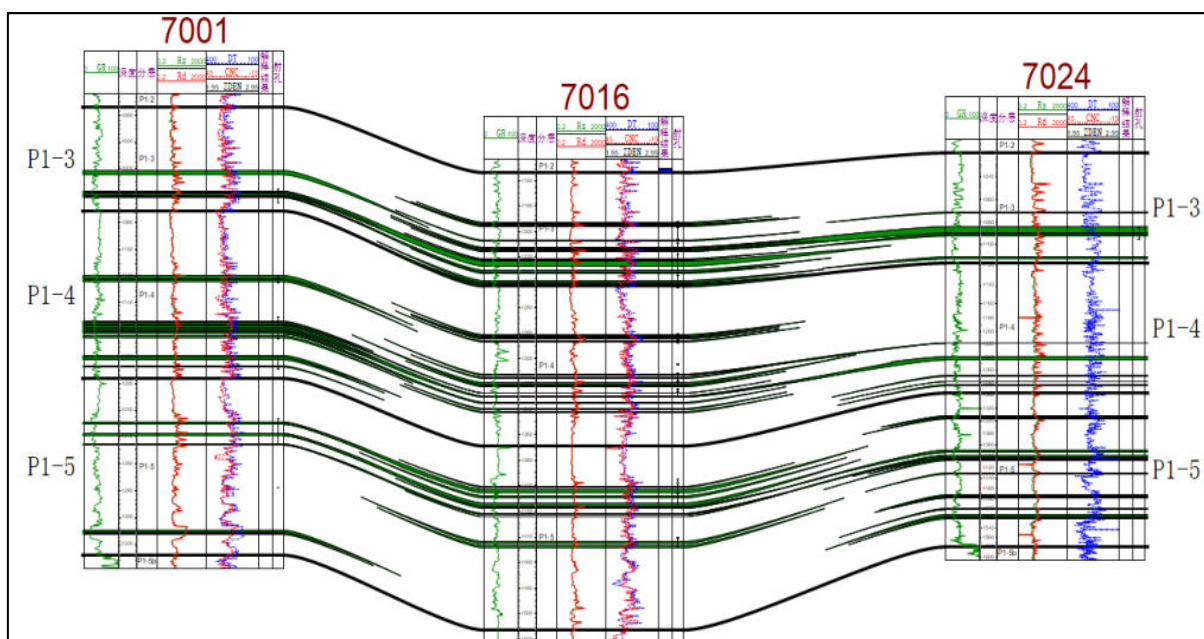
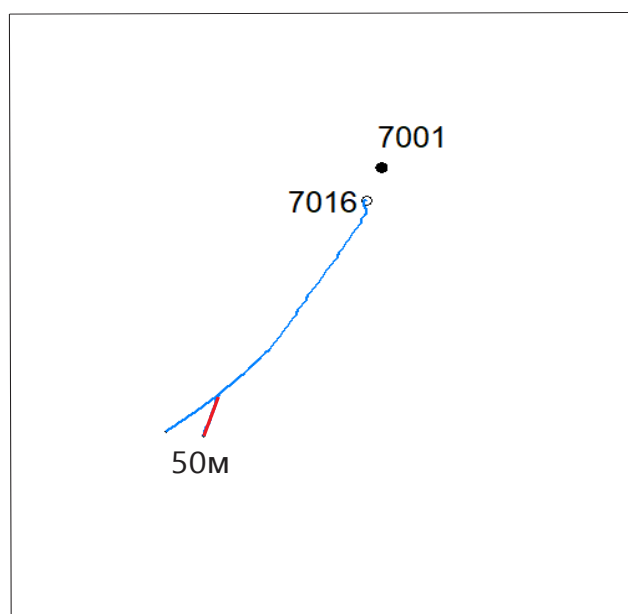


Рисунок 3.3

Схема изображения основного и проектного бокового стволов скв. 7016



— траектория основного ствола

— траектория проектного бокового ствола

50м- это расстояние между основным и боковым стволами в точке забоя

Рисунок 3.4

Фрагмент АКЦ за тех.колоной скв. 7016 м-я Кенкияк подсолевой

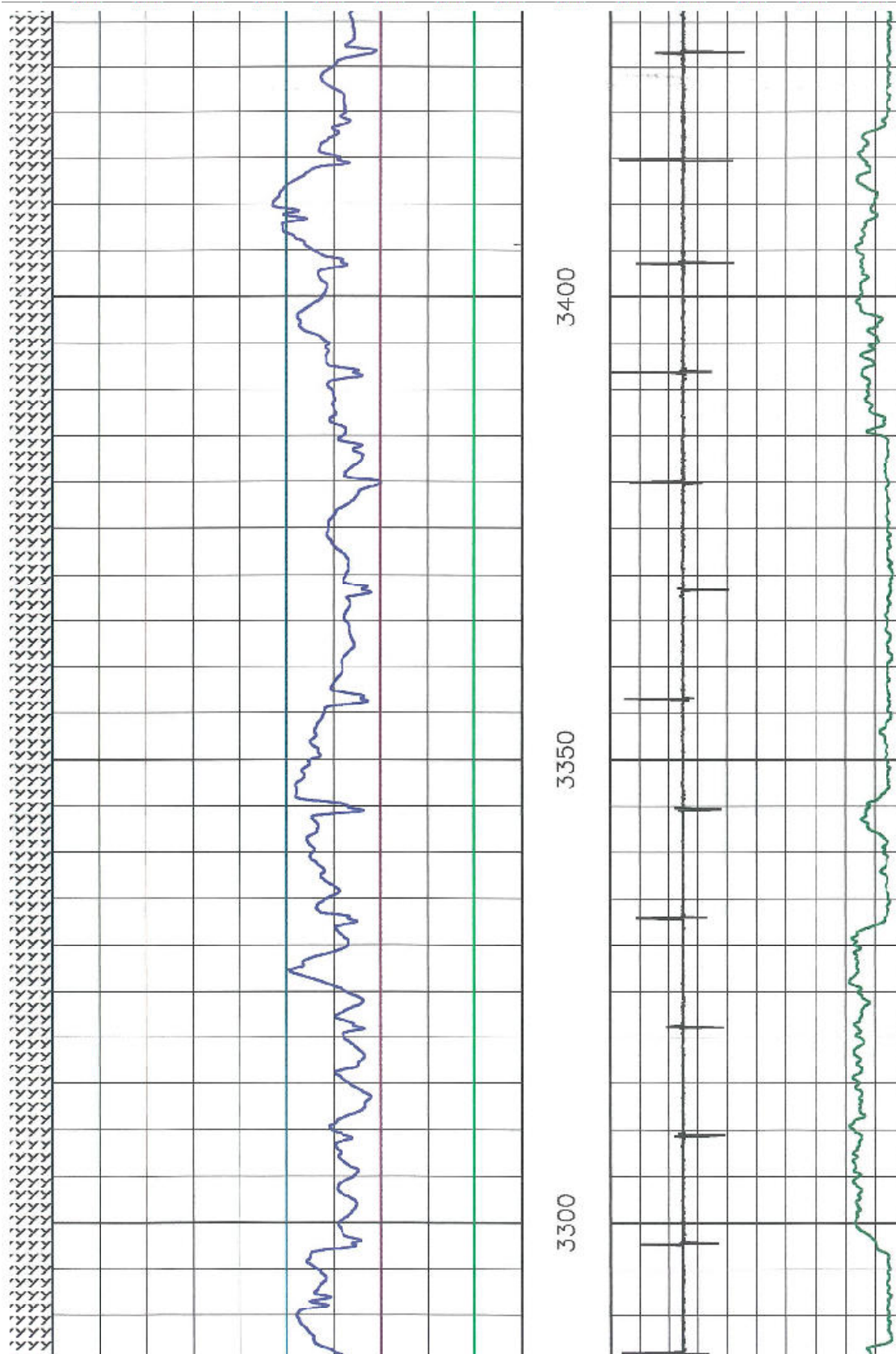


Рисунок 3.5 Фрагменты АКЦ за колоннами

Заключение АКЦ : контакт цемента с колонной в интервале 3300 м по 3450м сплошной с частичным.

Фрагменты АКЦ за экс. Колонной скв. 7016 м-я Кенкияк

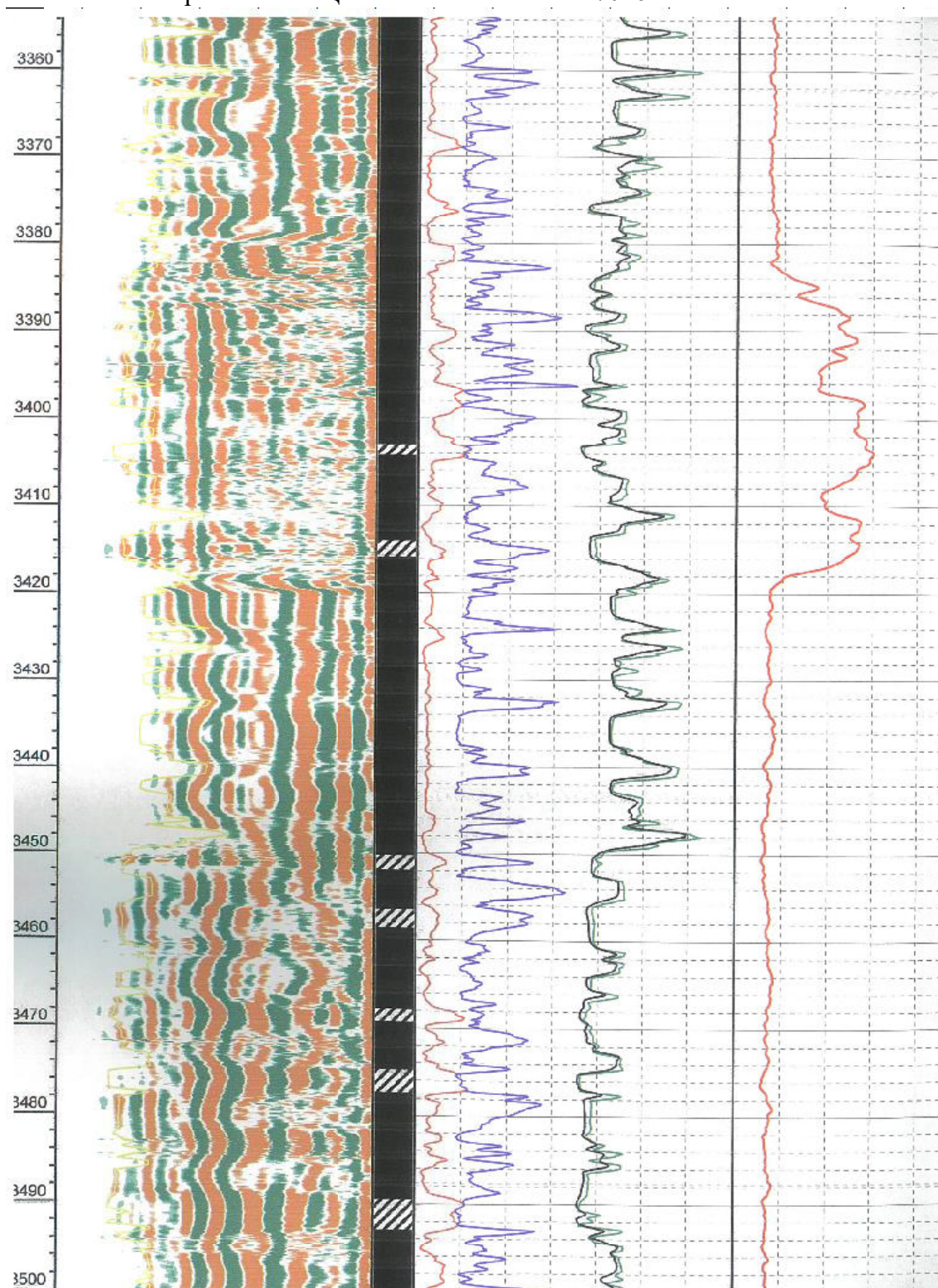


Рисунок 3.6 Фрагменты АКЦ за колоннами

Заключение АКЦ : контакт цемента с колонной в интервале 3360 м по 3500м отсутствие с частичным.

Таблица 3.4

Оценка качества АКЦ за обсадной колонной 177,8мм

Интервал замера: 2855-4505м

Интервал обработки: 2855-4505м

Результат обработки		
Качество сцепления цемента с колонной	Мощность (м)	%
Отсутствие	1017,9	61,7
Отсутствие с частичным	547,6	33,2
Частичное	4,5	0,3
Свободная колонна	80	4,8
Общий интервал обработки	1650	100,0

Таблица 3.5

Оценка качества АКЦ за тех. колонной в интервале зарезки

Интервал (м)	Мощность (м)	Оценка качества
3339,39 - 3341,1	1,71	Частичный
3341,1 - 3346,59	5,49	Сплошной
3346,59 - 3348,1	1,51	Частичный
3348,1 - 3402,9	54,8	Сплошной
3402,9 - 3404,3	1,4	Частичный
3404,3 - 3413,9	9,6	Сплошной
3413,9 - 3415,9	2	Частичный
3415,9 - 3450,2	34,3	Сплошной

Таблица 3.6

Оценка качества АКЦ за экс. колонной в интервале зарезки

№. п/п	Интервал (м)	Мощность (м)	Оценка качества
10	3175,3 - 3202,8	27,5	Отсутствие
11	3202,8 - 3206,3	3,5	Отсутствие с частичным
12	3206,3 - 3244,7	38,4	Отсутствие
13	3244,7 - 3667,5	422,8	Отсутствие с частичным
14	3667,5 - 3670,3	2,8	частичное
15	3670,3 - 3714,1	43,8	Отсутствие с частичным
16	3714,1 - 3734,3	20,2	Отсутствие

Геофизические исследования

Таблица 3.7

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		4450	3405	4450			
DLL – БК, боковой каротаж	1:200	4450	3890	4450	ECLIPSE 5700		
MSFL – МБК, боковой микрокаротаж	1:200		3890	4450			
АС – АК, акустический каротаж	1:200		3890	4450			
CNL – КНК, компенсированный нейтронный каротаж	1:200		3890	4450			
ZDL - литолого-плотностной каротаж	1:200		3890	4450			
GR – ГК, гамма каротаж	1:200		3890	4450			
SP – ПС, каротаж потенциалов	1:200		3890	4450			
самопроизвольной поляризации	1:200		3890	4450			
CAL – КВ, калевометрия	1:200		3890	4450			
ГТИ			3890	4450			

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.

Таблица 3.8

Работы по испытанию и освоению скважины, сведения по эксплуатации

Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины)

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал, м (по стволу)		Интервал установки цементног о моста, м		Тип конструкций продуктивно го забоя: колонна	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова притока или освоения нагнетательной скважины: смена раствора на воду (РАСТВОР – ВОДА) смена раствора на нефть (РАСТВОР – НЕФТЬ), смена воды на нефть (ВОДА – НЕФТЬ), аэрация (АЭРАЦИЯ), понижение уровня компрессорами (КОМПРЕССОР)
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	1	4162м (tvd 4072)	4435м (tvd 4327)			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

Профиль конструкции скв.7016

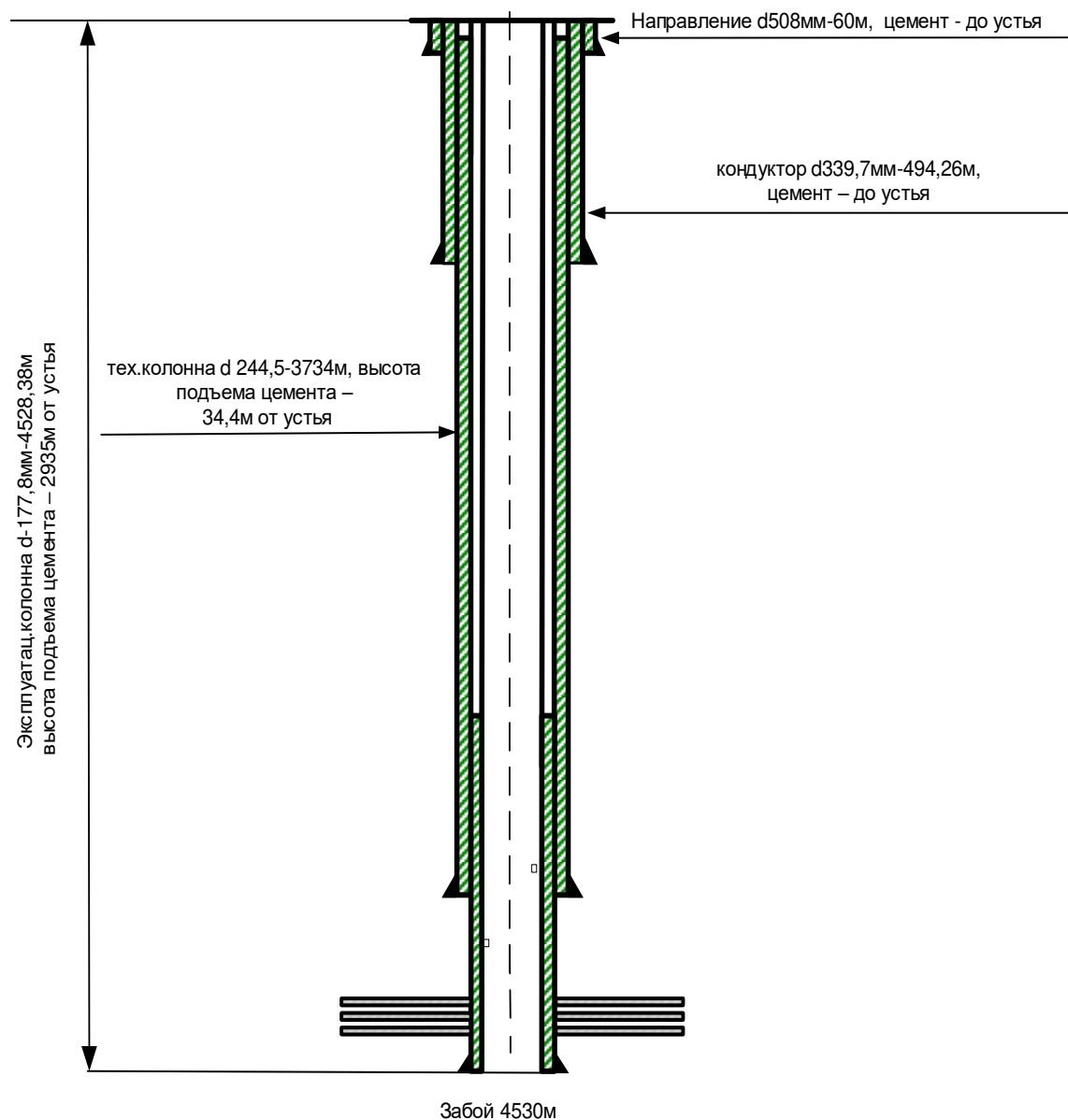


Рисунок 4.1 Фактическая конструкция скважины

4.1 Основные технические данные скважины

Скважина в интервале забуривания закреплена

- эксплуатационной колонной Ø 177,8 мм – 4528,38- цемент до 2935м от устья.
- технической колонной Ø 244,5мм– 3734м – цемент с 34,4м.

- в связи с плохим качеством цементажа (рисунки 3.5, 3.6), необходимо прострелять колонны ниже интервала забуривания и произвести затрубное цементирование с подъемом цемента не менее, чем на 20м выше интервала забуривания, для исключения межколонного давления (МКД). После проведения исправительного цементажа провести повторное АКЦ.

Таблица 4.1

Данные о колоннах 177,8мм и 244,5мм

Внешний диаметр колонны (мм)	Интервал (м)	Толщина стенки колонны (мм)	Марка стали колонны
177,8мм	0~4528,38	12.65	VASS-90
244,5	0~3734	11,99	TP-125T

4.2 Подготовка скважины к забуриванию дополнительного ствола.

4.2.1 Выбор точки начала зарезки бокового ствола

Выбор точки начала зарезки бокового ствола (ЗБС): см. рисунок 4.2. После исправительного цементажа, необходимо выбрать точку начала ЗБС определить местоположение муфтовых соединений обсадных труб. Глубина расположения муфт в скважине приведены в таблице 4.2. Проектная глубина скважины на выбранной точке зарезки бокового ствола составляет 3405м.

Таблица 4.2

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

Спецификация	Марка стали	Толщина стенки (мм)	Длина (м)	Нарастающая длина (м)	Глубина спуска (м)
177.8	VASS-90	12.65	11,83	1104,25	3425,17
177.8	VASS-90	12.65	11.81	1116,06	3413,36
177.8	VASS-90	12.65	11.16	1127,22	3402,2
177.8	VASS-90	12.65	11.89	1139,11	3390,31
177.8	VASS-90	12.65	11.91	1151,02	3378,4
177.8	VASS-90	12.65	11.55	1162,57	3366,85

Таблица 4.2

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

Спецификация	Марка стали	Толщина стенки (мм)	Длина (м)	Нарастающая длина (м)	Глубина спуска (м)
244.5	TP-125T	11.99	11,83	308,28	3426,42
244.5	TP-125T	11.99	11.81	319,39	3415,31
244.5	TP-125T	11.99	11.16	330,44	3404,26
244.5	TP-125T	11.99	11.89	341,49	3393,21
244.5	TP-125T	11.99	11.91	353,12	3381,58
244.5	TP-125T	11.99	11.55	364,72	3369,98

Профиль конструкции скв.7016

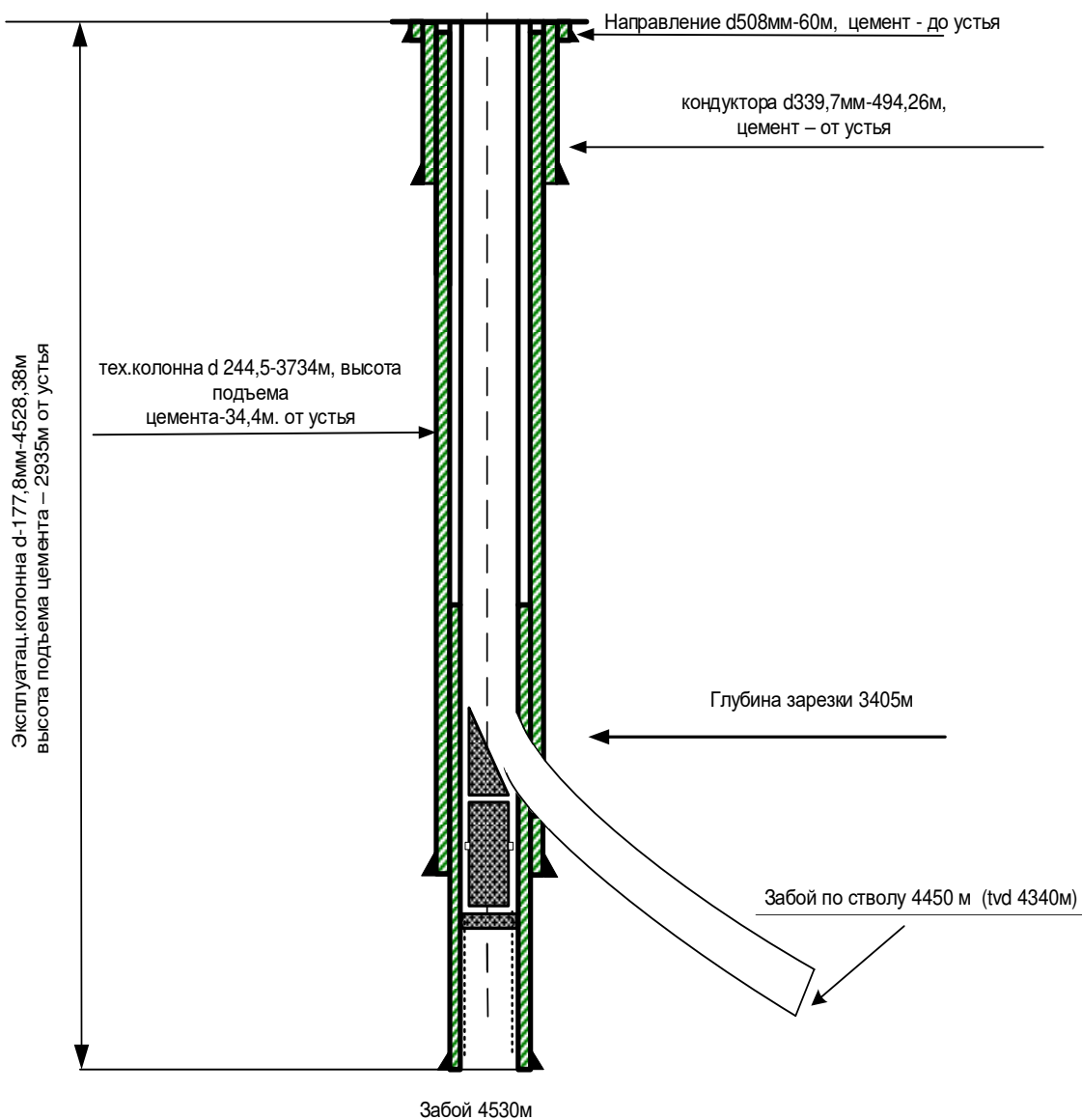


Рисунок 4.2

Внешний диаметр эксплуатационной и технической колонн на точке зарезки бокового ствола (ЗБС) скважины составляет 177,8мм и 244,5 мм соответственно (толщина стенок 12,65мм и 11,99мм), а глубина скважины на точке зарезки бокового ствола составляет 3405м. В соответствии с размерами колонны и бурового долота, проектный размер бокового ствола составляет 149,2мм.

Произвести монтаж бурового оборудования: вышки или мачты достаточной грузоподъемности, ротора, обеспечивающего вращение инструмента с частотой 0,5-1,5с⁻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.

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		≥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)	Примечание
1	Буровая установка		ZJ50/3150L	3150KN	1100KW	
2	Вышка		JJ315/44.5-K	3150KN		
3	Кронблок		TC315-7	3150KN		
4	Талевый блок		YC-315	3200KN		
5	Крюк		DG-315	3150KN		
6	Вертлюг		SL450-5	4500KN		
7	Ротор		ZP275	4500KN		
8	Буровой насос	1 #	F-1300		970 KW	
		2 #	F-1300		970 KW	
9	Дизельный двигатель	1 #	G12V190PZL		810KW	
		2 #	G12V190PZL		810KW	
		3 #	G12V190PZL		810KW	
10	Насос бурового раствора	1 #				
		2 #				
11	Оборудование для управления содержанием твердой фазы	Вибросито	GX-I		2.2KW	
12		Устройство для удаления газа	ZCQ1/4		15KW	
13		Пескоотделитель	ZQJ250*2/1.5*0.6		2.2KW	
14		Илоочиститель	ZQJ100*10/1.5*0.6		2.2KW	
15		Центрифуга	JL40-DZ		45KW	
16		газосепаратора	YQF1200			1200m³/h
17	Оборудование для предотвращения сероводорода		Согласно требованиям промышленной безопасности РК, оснащать стационарным газоанализатором .			

Таблица 4.5.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

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

Таблица 4.6.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

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

Таблица 4.7.

Подбор буровой установки и основного оборудования для бурения

№. п/п	Наименование	Модель	Нагрузка (kN)	Мощность (kW)	Примечание
1	Мобильная буровая установка	XJ-750 (ZJ-30)	1700KN	1000KW	
2	Рабочая площадка	ZT 250/5-Z	1700KN	1350KN	
3	Площадь рабочей площадки	8,0 x 6,0м		2580кН	
4	Вышка	JJ170/36	1700KN	1700KN	
5	Талевый блок	SL 160	1600KN	1350KN	
6	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. Долото разбурить цементный мост до глубины 3510м. Спустить торцовый фрез Ø140мм + скребок, произвести промывку скважины, далее выполнить очистку внутренней части стенок обсадной трубы скребком до 20м 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 3520м 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 3520-3420м. 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 3420м спустить долото и разбурить цементный мост до глубины 3420м, если ниже 3420м установить повторный цементный мост. Произвести циркуляция для очистки ствола скважины, и испытание цемента с нагрузкой 3-5тн, НСВ. Закрыть скважину опрессовать на 25 МПа технической водой для опрессовки 1,05 г/см³, выдержкой 10мин, перепад давления менее 0,7МПа считается удовлетворительным. При температуре окружающей среды ниже 0 °С допускается проводить гидравлическое испытание на 20МПа рапой плотностью 1,16 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 4.8.

Порядок бурения	Диаметр долота (мм)	Диаметр обсадной колонны (мм)	Описание
Изоляция и разобщение			Спустить буровой инструмент до глубины 3520м промыть скважину. Поднять буровой инструмент на 3-5 метров произвести установку цементного моста в интервале 3520-3420м. Разбурить цементный мост до глубины 3420м. 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 0С 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 3405 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 3405м, окончить бурение до глубины 4450,14м. 2. После завершения бурения подвесить хвостовик 114,3мм (пакерующая подвеска для хвостовика XGFG 178x114) на глубине 3205м (перекрытие обсадной колонной); осуществить тампонирующее и заканчивание ствола скважины. 3. После цементирования осуществить гидроразрыв с применением песка в качестве расклинивающего агента.

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

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

Программа бурения:

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

Использовать райбер конусный диаметром 150мм для зарезки окна, бурение проводится с долотом ф149,2мм, по геологическим требованиям, заканчивание скважины хвостовиком ф114,3 3405-4450,14м.

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). Проекция проектной траектории бокового ствола направленной скважины рис.5.1. и 5.2.

Таблица 5.1

Профиль проектной траектории бокового ствола скважины 7016

Интервал	Глубина скважины (м)	Зенитный угол (°)	Азимут от точки зарезки (°)	Вертикальная глубина (м)	Координата севера (м)	Координата востока (м)	Горизонтальное смещение (м)	Интенсивность кривизны (°/30м)	Азимут от устья, (°)
Точка зарезки бокового ствола	3405.00	24.00	213.00	3371.23	-156.26	-82.82	176.85	0.00	207.93
Первый участок стабилизации зенитного угла	3435.00	24.00	213.00	3398.64	-166.50	-89.47	189.01	0.00	208.25
Участок набора зенитного угла	3447.37	21.97	213.86	3410.03	-170.53	-92.13	193.82	5.00	208.38
Участок набора зенитного угла (точка В)	4450.14	21.97	213.86	4340.00	-482.00	-301.10	568.32	0.00	211.99

Примечание:

1. Приведенные выше данные рассчитаны на основе альтитуды ствола ротора 202,2м.
2. Текущая глубина кровли предмета 3591,39м, точку окна врезки возможно выбрать только выше, в двухколонном промежутке.
3. Качество цементирования данной скважины по большей части не очень хорошее, возможность выбора точки зарезки небольшое, временно выбран участок аргиллитов в интервале 3400-3405м.

Таблица 5.2

Проектный профиль бокового ствола скважины 7016

Глубина скважины (м)	Зенитный угол (°)	Азимут от точки зарезки (°)	Вертикальная глубина (м)	Координата севера (м)	Координата востока (м)	Горизонтальное смещение (м)	Интенсивность искривления ствола (°/30м)	Азимут от устья, (°)
3405.00	24.00	213.00	3371.23	-156.26	-82.82	176.85	0.00	207.93
3435.00	24.00	213.00	3398.64	-166.50	-89.47	189.01	0.00	208.25
3447.37	21.97	213.86	3410.03	-170.53	-92.13	193.82	5.00	208.38
3465.00	21.97	213.86	3426.37	-176.00	-95.80	200.39	0.00	208.56

Проект реконструкции скважины №7016 месторождения Кенкияк подсолевой на бурение бокового ствола

3495.00	21.97	213.86	3454.20	-185.32	-102.06	211.56	0.00	208.84
3525.00	21.97	213.86	3482.02	-194.64	-108.31	222.74	0.00	209.09
3555.00	21.97	213.86	3509.84	-203.96	-114.56	233.93	0.00	209.32
3585.00	21.97	213.86	3537.66	-213.28	-120.81	245.12	0.00	209.53
3615.00	21.97	213.86	3565.48	-222.59	-127.06	256.31	0.00	209.72
3645.00	21.97	213.86	3593.31	-231.91	-133.31	267.50	0.00	209.89
3675.00	21.97	213.86	3621.13	-241.23	-139.57	278.70	0.00	210.05
3705.00	21.97	213.86	3648.95	-250.55	-145.82	289.89	0.00	210.20
3735.00	21.97	213.86	3676.77	-259.87	-152.07	301.09	0.00	210.34
3765.00	21.97	213.86	3704.60	-269.19	-158.32	312.29	0.00	210.46
3795.00	21.97	213.86	3732.42	-278.51	-164.57	323.50	0.00	210.58
3825.00	21.97	213.86	3760.24	-287.82	-170.83	334.70	0.00	210.69
3855.00	21.97	213.86	3788.06	-297.14	-177.08	345.90	0.00	210.79
3885.00	21.97	213.86	3815.89	-306.46	-183.33	357.11	0.00	210.89
3915.00	21.97	213.86	3843.71	-315.78	-189.58	368.32	0.00	210.98
3945.00	21.97	213.86	3871.53	-325.10	-195.83	379.52	0.00	211.06
3975.00	21.97	213.86	3899.35	-334.42	-202.08	390.73	0.00	211.14
4005.00	21.97	213.86	3927.18	-343.73	-208.34	401.94	0.00	211.22
4035.00	21.97	213.86	3955.00	-353.05	-214.59	413.15	0.00	211.29
4065.00	21.97	213.86	3982.82	-362.37	-220.84	424.36	0.00	211.36
4095.00	21.97	213.86	4010.64	-371.69	-227.09	435.57	0.00	211.42
4125.00	21.97	213.86	4038.46	-381.01	-233.34	446.78	0.00	211.48
4155.00	21.97	213.86	4066.29	-390.33	-239.59	458.00	0.00	211.54
4185.00	21.97	213.86	4094.11	-399.64	-245.85	469.21	0.00	211.60
4215.00	21.97	213.86	4121.93	-408.96	-252.10	480.42	0.00	211.65
4245.00	21.97	213.86	4149.75	-418.28	-258.35	491.63	0.00	211.70
4275.00	21.97	213.86	4177.58	-427.60	-264.60	502.85	0.00	211.75
4305.00	21.97	213.86	4205.40	-436.92	-270.85	514.06	0.00	211.80
4335.00	21.97	213.86	4233.22	-446.24	-277.11	525.28	0.00	211.84
4365.00	21.97	213.86	4261.04	-455.55	-283.36	536.49	0.00	211.88
4395.00	21.97	213.86	4288.87	-464.87	-289.61	547.70	0.00	211.92
4425.00	21.97	213.86	4316.69	-474.19	-295.86	558.92	0.00	211.96
4450.14	21.97	213.86	4340.00	-482.00	-301.10	568.32	0.00	211.99

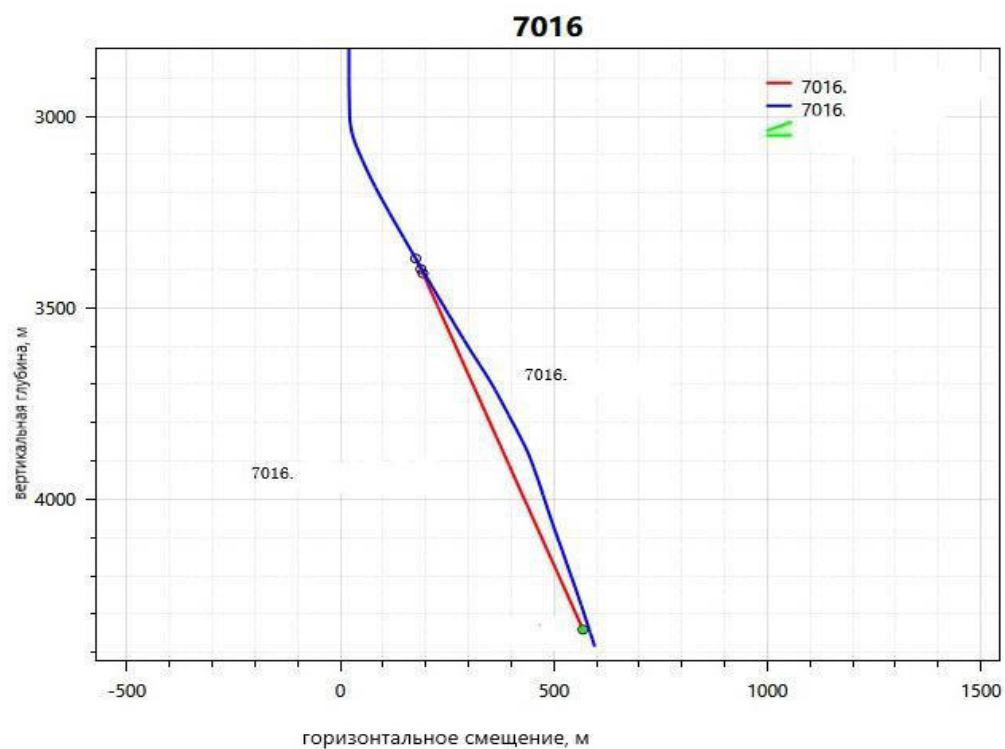


Рисунок 5.1 Вертикальная проекция

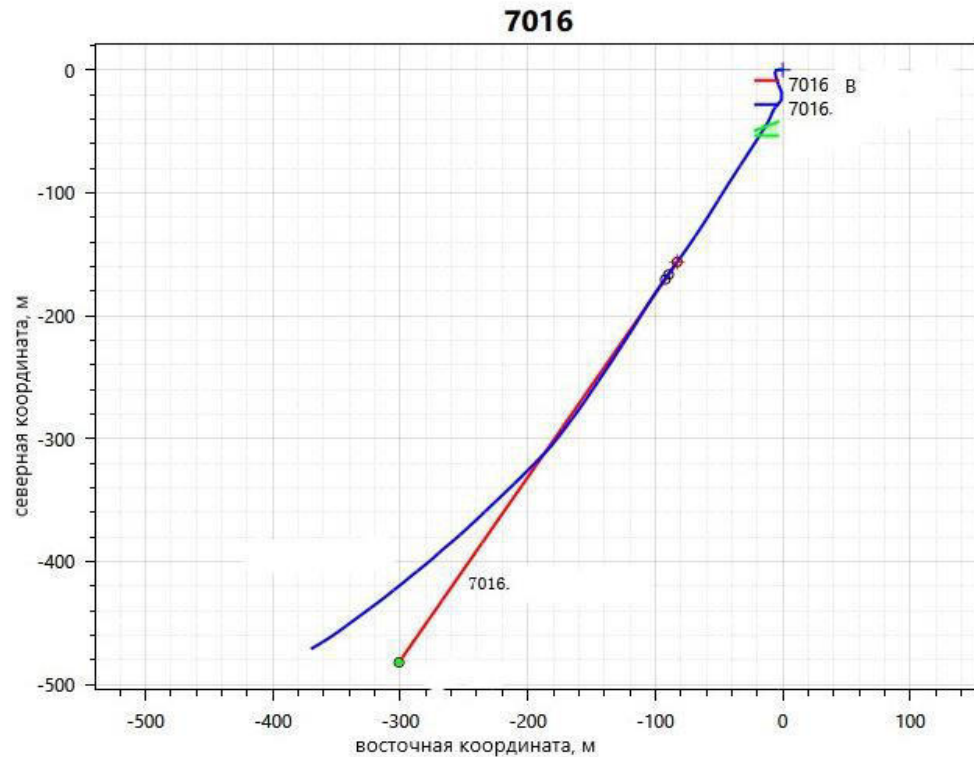


Рисунок 5.2 Горизонтальная проекция

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

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

Зарезка окна

- КНБК для зарезки окна: двойной райбер конусный $\phi 150\text{мм}$ + УБТ $\phi 88.9\text{мм}$ (12-16 шт) + СБТ $\phi 88.9\text{мм}$.
- Технические параметры зарезки окна и требования: проводить точный расчет, когда райбер конусный спускается на место выше направляющего носика на 0,5м, медленно вращать райбер и спускать его до глубины направляющего носика, затем проводить фрезерование окна.
- первый этап: параметры фрезерования: нагрузка на долото 0-10кН, скорость вращения 30-60 оборотов/ мин, расход 10-15 л / с
- Требования к фрезерованию: проводить фрезерование для получения равномерной поверхности с места начала контакта райбера с отклонителем до места контакта нижней части райбера с обсадной колонной, нагрузка на долото должна быть небольшой и вращение должно быть медленным. Нагрузка на долото 8-10кН, скорость вращения 30-60 оборотов/ мин,
- Этап стабилизации: параметры фрезерования: нагрузка на долото 15-30кН, скорость вращения 60-70 оборотов/ мин, расход 10-15 л / с
- Требования к фрезерованию: нагрузка на долото должна быть небольшой и бурение должно быть быстрым, фрезерование должно быть плавным.
- Этап образования окна: параметры фрезерования: нагрузка на долото 15-30кН, скорость вращения 60-70 оборотов/ мин, расход 10-15 л / с

- Требования к фрезерованию: во время фрезерования следить за выходящими из скважины предметами, проводить многократные проработку и фрезерование с целью недопущения прихвата бурильного инструмента при СПО.

Учитывая такие факторы, как избегание магнитных помех колонны и защита формы окна, после завершения зарезки окна бурить участок стабилизации зенитного угла около 30 м.

5.2 Бурение дополнительного ствола

Закончив спуск, отклоняющее устройство устанавливают в заданном направлении.

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

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

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

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

Рекомендуется применять следующие компоновки низа бурильной колонны: -долото, винтовой забойный двигатель, кривой переводник и утяжеленные бурильные трубы;

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

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

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

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

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

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

9. При нахождении инструмента в открытом стволе запрещается держать инструмент без движений более 3 минут, каждый раз при расхаживании интервал должен составлять 5м. При наращивании или при остановке инструмента в скважине, с помощью ротора произвести прокручивание инструмента не менее 5 оборотов, чтобы предотвратить прихват инструмента. Каждый раз после подъема 3 свечей 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 зарезки окна во время набора зенитного угла за проектным окном предусмотрен участок стабилизации зенитного угла протяженностью 20м для предотвращения контакта бурильной колонны с окном в обсадной колонне, вызванного трением между колонной и стволом вовремя СПО, поскольку такой контакт оказывает отрицательное влияние на последующие операции.

14. При бурении участка набора зенитного угла использовать ВЗД, в то же время использовать систему измерения при бурении для осуществления отслеживания и

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

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

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

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

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

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

раствора. При подъеме инструмента производить, долив бурового раствора в соответствии с требованиями. Во время спуска инструмента проводить промежуточную промывку скважины.

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

21. С увеличением протяженности открытого ствола трение и крутящий момент при вращении бурильной колонны маленького диаметра увеличивается. Для обеспечения нахождения крутящего момента в допустимом диапазоне недопускать образования глинистой корки и укрепить стенку скважины путем использования бурового раствора с низким коэффициентом сопротивления и путем проведения контрольного СПО, такие меры дадут возможность контролировать и уменьшить сопротивление между бурильной колонной со стенкой.

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

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

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

6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

6.1 Общие положения

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

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

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

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

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

Особое внимание уделяется выбору раствора при вскрытии продуктивного пласта, с учетом следующих требований «Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности» от 30 декабря 2014 года №355(с изменениями и дополнениями от 22.11.2019 г.) пп. 85.5 - 85.8:

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

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

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

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

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

Признаки ГНВП.

Прямые:

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

Косвенные:

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

Основным средством, предотвращающим ГНВП в бугрящихся 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 попытаться частично сбрасывать давление скважины через выкидные линии с одновременной усиленной закачкой в бурильные трубы утяжеленного раствора.

- если во время выброса герметизировать устье скважины невозможно, а также при возникновении открытого газового или нефтяного фонтана, необходимо удалить всех людей из зоны поражения и принять меры к предупреждению загорания газа или нефти.

- газонефтяную смесь пустить по одному из отводов превентора в газовый сепаратор.

Работы по ликвидации открытого фонтана производятся по специальным планам.

5. Требования по взрывопожаробезопасности и взрывозащите

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

- Буровое оборудование, а также вспомогательные помещения на территории буровой должны располагаться с учётом рельефа местности и направления господствующих ветров.

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

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

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

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

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

- Перечень мест отбора и замера утверждается руководителем.

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

- При содержании сероводорода в воздухе выше ПДК необходимо принять меры в соответствии с действующей Инструкцией.
- Перед вскрытием сероводородсодержащих пластов комиссия предприятия должна провести обследование буровой и составить акт о её готовности. При обнаружении нарушений, которые могут повлечь за собой опасность, дальнейшие работы должны быть прекращены.
- Обработать промывочную жидкость реагентом для нейтрализации сероводорода из расчета ожидаемой концентрации его в промывочной жидкости, обеспечить буровую запасом этих реагентов.
- Провести дополнительный инструктаж и тренировочные занятия по плану ликвидации возможных аварий со всеми рабочими и ИТР, осуществляющими бурение.
- Вскрытие пласта и освоение скважины должны осуществляться под непосредственным руководством бурового мастера или ответственного инженерно-технического работника.
- Между членами вахты, а также между другими исполнителями работ должно быть установлено наблюдение для своевременного обнаружения признаков возможного отравления в случае выделения сероводорода.
- В процессе бурения необходимо систематически определять концентрацию водородных ионов в промывочной жидкости (РН), уменьшение которой может указать на увеличение притока сероводорода из пласта.
- Параметры промывочной жидкости должны быть определены после введения нейтрализатора. Не допускается отклонение параметров промывочной жидкости от указанных в геолого-техническом наряде.
- Если после обработки промывочной жидкости концентрация сероводорода продолжает повышаться, промывочную жидкость необходимо утяжелить. Изменение параметров промывочной жидкости в этих случаях должно производиться по решению главного инженера предприятия.
- Перед проведением работ по установке цементных мостов, ванны, спуску колонны и т.д. при вскрытии пластов, содержащих сероводород, промывочная жидкость должна быть обработана нейтрализаторами.
- Шлам (осадок), извлечённый при очистке промывочной жидкости, приемных и запасных ёмкостей желобной системы, содержащих сероводород, необходимо отвести в специальную ёмкость, заполненный нейтрализующим раствором.
- Для обеспечения герметичности резьбовых соединений обсадных колонн необходимо применять специальные соединения труб и уплотнительные смазки.
- Противовыбросовое оборудование, бурильные трубы и трубопроводы, находившиеся в контакте с сероводородной средой, перед использованием их на другой скважине должны быть опрессованы.
- При обнаружении сероводорода руководитель работ (мастер, бурильщик) должны подать сигнал тревоги.

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

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

Основными видами аварий в процессе проводки ствола скважины являются:

1. Авария с бурильной колонной: слом бурильной трубы, УБТ, прихват, заклинивание инструмента при спуско-подъемных операциях;

2. Оставление шарошек на забое;
3. Падение посторонних предметов в скважину;
4. Осложнения: нефтегазопроявления, поглощения бурового раствора.

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

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

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

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

- рецептура и методика приготовления, обработки, утяжеления и очистки бурового раствора соответствуют технологическим регламентам.
- показатели свойств бурового раствора не реже одного раза в неделю контролируются специалистами буровой организации с выдачей руководителю работ результатов и рекомендаций по приведению параметров раствора к указанным в проекте.

6.2. Проектирование параметров бурового раствора

Таблица 6.1

Порядок бурения	Система бурового раствора	Интервал m	Обычные свойства										Реологические параметры		Общее содержание твердой фазы (%)	Содержание бентонита (г/л)
			Плотность (г/см³)	вязкость по воронке (с)	API водоотдача мл	корка мм	pH	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 на основе соленасыщенной воды	3405 ~ 4450,14	1,73 ~ 1,80	70 ~ 90	≤4	< 1	9.5 ~ 11	≤0.3	≤12	< 0.1	5 ~ 8	15 ~ 25	45 ~ 55	10 ~ 20	≤40	20 ~ 25

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.

Требования к буровому шламу

Для шлама предусмотрен контейнер, с последующим вывозом на полигон.

Бурение в интервале 3405-4450,14 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.

Требования к параметрам:

- Плотность - 1,1-1,15 г/см³
- Вязкость – 40-65 сек.
- Показатель фильтрации - < 5 см³/ за 30 мин.
- Содержание песка – 0,4%.

Толщина глинистой корки - 0,5 мм

Пластичная вязкость 18 – 30 МПа x сек

Динамич.тангенциальная сила – 5-12 МПа

CHC – 1-3/3-5

Ph – 8-10

Объем бурового раствора:

$$V_{\text{пр}} = 0,785 \times (d^2 \times I) \times K = 0,785 \times (0,1525^2 \times 3405 + 0,1492^2 \times 1045) = 80,5 \text{ м}^3$$

Таблица 6.2.

Компонентный состав бурового раствора и характеристики компонент

Но- мер ин- тер- ва- ла	Интервал, м		Название раствора	Название компонента	Концен- трация, %	Расход
	от (верх)	До (низ)				Объем (т)
1	2	3	4	5	6	7
I	3405	4450,14	Полисульфонатный буровой раствор на основе соленасыщенной воды	Глина Na ₂ CO ₃ NaOH FA 367 REDU-1 SMP-2 NaCl NFA-25 Смазка Сырая нефть EP-1 ZD-1 BaSO ₄	2-3 0,2-0,3 0,2-0,4 0,3-0,5 0,3-0,5 3-5 15-20 3-5 1-2 8-10 2 2	1,6 - 2,4 0,16 - 0,24 0,16 - 0,32 0,24 - 0,41 0,24 - 0,41 2,4 - 4,04 12,1 – 16,2 2,4 - 4,04 0,8 – 1,6 6,5 – 8,1 1,6 1,6 -

* Допускается применение хим.реагентов других производств аналогичной характеристикой.

Таблица 6.3

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Название	Типоразмер или шифр	Количество, шт	Использование очистных устройств		Приме- чание
			Интервал, м		
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1. Глиномешалка	HQ-200B	1			
2. Вибросито	ATL-1000 x 2	1			
3. Гидроциклон	NCS-12 x 12	1			
4. Илоотделитель	NCN-100 x 2	1			
5. Центрифуга	LW400 x 860	1			
6. Пескоотделитель	NCS-300 x 2	1			
7. Дегазатор	LCN-355	1			
			3405	4450,14	

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	3405~4450,14
Объем ствола скважины м ³	80,5
Объем наземной циркуляции м ³	120
Объем обслуживания м ³	110
Расход бурового раствора м ³	310,5
Плотность г/см ³	1,73~1,80

7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

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

Таблица 7.1

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

Интервал ,м		Вид технологической операции	Типоразмер, шифр элементов долота	Способ бурения	Режимы бурения	
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка, тс	скорость вращения, об/мин
1	2	3	4	5	6	7
3405	4450,14	Бурение	149,2мм HA517	роторно-винтовой	30-60	ВЗД+ 20-60
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	3405~3435	30	25	0.8
2	149,2	PDC	1	3435~3447,37	290,49	321	0.6
3	149,2	PDC	5	3447,37~4450,14	254,66	272	0.8
Примечание: допускается применение долот других производителей с аналогичными техническими характеристиками соответствующие стандарту API.							



7.1 Проектирование КНБК

Таблица 7.3

Компоновка низа бурильной колонны

Диаметр ствола (мм)	Интервал бурения (м)	КНБК
Установка цементного моста		
Спуск отклонителя и 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 150мм +УБТ 88.9мм (12-16шт.)+ СБТ 88,9 мм
149.2	3405~3435 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
	3435~3447,37 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.)+ СБТ 88.9мм +квадрат
	3447,37~4450,14 (точка В) Участок стабилизации зенитного угла	Долото 149.2мм +ВЗД 120мм+ обратный клапан + патрубок для MWD +немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.) + СБТ с наклонной рампой 88.9мм (3-5шт.) +127мм шаровой байпасный клапан +УБТ 88.9мм (27шт.) +бурильный яс 120мм +УБТ 88.9мм (6шт.)+ СБТ 88.9мм + квадрат
	Шаблонирование	Долото 149.2мм + ВЗД 120мм+ обратный клапан + УБТ 104,8/120мм (2шт.) + стабилизатор 146мм немагнитная УБТ 88.9мм (1шт.) + 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 7.4

7.2. Проектирование параметров бурения

№ п/п	Интервал м	Долото		Характеристики бурового раствора			Параметры бурения		Гидравлические параметры					
		Диаметр мм	Площадь сопла мм ²	Плотность г/см ³	Пластическая вязкость, (мПа.с)	Динамическое напряжение сдвига, (Па)	Нагрузка на долото кН	Скорость вращения об/мин	Расход л/с	Давление насоса МПа	Перепад давления на долоте МПа	Ударная сила кН	Сила удара струи о забой. м/с	Скорость подъема м/с
1	3405~ 4450,14	149.2	191.6	1,73~1,80	45~ 55	10~ 20	30~ 60	ВЗД+ Ротор (20~60)	13~ 15	19.4~ 25.3	0.6~ 0.9	0.86	62.62	1.11

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

Конструкция бурильных колонн

Таблица 7.5

Вид технологической Операции (бурение скважины, спуск колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Допустимая глубина спуска на клиньях, м	Номер секции бурильной колонны снизу вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности трубы на	
	от (верх)	до (низ)			тип (шифр)	наружный диаметр	марка (группа прочн.)	толщина стенки, мм	тип замкового соедин.		секции	нарастающая с учетом КНБК	статическую прочн.	выносливость
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Бурение, проработ., промывка	3405	4450		1	СБТ	89	Е	9,35	3-88	4099	88,1	102,1	2,0	> 1,5

Таблица 7.6

Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции	Тип оснастки
от(верх)	до (низ)		
1	2	3	4
3405	4450	Бурение, спуск и другие вспомогательные работы	5 x 6



Таблица 7.7

Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насосов, шт	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от(верх)	до(низ)				коэффициент использован. гидравличес. мощности	Ø цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в минуту	производительность, л/с(из характеристики насоса)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3405	4450,14	Бурение, проработка, промывка	F-800	1	0,8	110 - 120	207	0,9	50	41,5x0,9	37

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

Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Таблица 7.8

Интервал, м		Вид техноло- гической операции	Давление на стояке в кон- це интервала, кгс/см ²	Потери давлений (кгс/см ²) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке бу- ровой уста- новки
				долоте (насадках)	УБТ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3405	4450,14	бурение	135-170	100,0	3,4	17,0	7,0	26,3



Таблица 7.9

Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с.см ²	Схема промывки долота (центральная, перифер. комбин.)	Диаметр сопла на центральный отверстие, мм	Гидромониторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)						кол-во	диаметр		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3405	4450,14	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	Толщи на 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
Эксплуатаци онный хвостовик	3405 ~ 4450.14	1045	114.3	TP-CQ (резьба воздушн ого уплотне ния)	TP140V	8.56	22.47	23,5	126,5	1.83	118,8	3,71	965	41,1

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	Глубина скважины, м	Глубина спуска обсадной трубы, м	Конструкция компоновки обсадной колонны
Очистка внутренней части, стенок обсадной трубы скребком в интервале 3205-3405 м, и прошаблонировать трубчатым шаблоном длиной не менее 3м и диаметром на 3-4 мм менее внутреннего диаметра колоны, диаметром – 146мм.			
Эксплуатационный хвостовик	4450,14	4450,14	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 - 2,05 г/см³.

Таблица 8.3

Порядок трубы	Размер колонны мм	Теоретический объем затрубного пространства, 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	3425-3525	2,5	G
Эксплуатационный хвостовик	114,3	15,9	3405-4450,14	21,6	G



Таблица 8.4

Цементирования обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по раздельно спускаемой части колонны		Данные о каждой ступени цементирования		Интервал глубины цементирования, м	
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м	Высота цементного стакана	Название порции тампонажного раствора	От (верх)	До (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Цементный мост	Прямой	1	3425- 3525	100	буферная тампонажная	- 3425	- 3525
2	Эксплуатационная боковая колонна	Прямой	1	3405- 4450	20	буферная	0	3425
						продавочная	0	3425
						буферная	3405	4450
						тампонажная	4390	4430
						буферная	0	4390
						продавочная	0	4390



Таблица 8.5.

Характеристика жидкости для цементирования

Номер колонны в порядке Название колонны	Номер части колонны в	Номер ступени (снизу-вверх)	Характеристика жидкости (раствора)							
			Тип или название	Объем порции ,м³	Плотность ,г/см³	Пластическая вязкость ,сП	Динамическая напряжение сдвига,мГс/см²	Время начала схватывания,мит	Время,ОЗЦ,ч	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цементный мост	1	1	Буферная	10	1,5	Не		-	-
				Тампонажная	1.8	1.97	регламентируется		240	24
				Буферная	1,9	1.6	-	-	-	-
				Продавочная	64,3	1.82	-	-	-	-
							-	-	-	-
2	Эксплуатационная	1	1	Буферная	3	1,02	Не		-	-
				Тампонажная	15,9	1,97-2,05	регламентируется		240	24
				Буферная	17,3	1,02	-	-	-	-
				Продавочная	33,8	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 4450м, а положение подвески хвостовика на уровне 3205 м (длина перекрываемого участка с верхней втулкой составляет 200м), с помощью подвески хвостовика пакерирующего типа XGFG 178x114. Для цементирования хвостовика должен использоваться цемент марки G. 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 скребование 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 3405~4450,14м.

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 4450м, положение подвески хвостовика на уровне 3205 м.

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

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

Устьевое устройство для заканчивания скважины.

Используется головка обсадной колонны и эксплуатационная колонна устья старой скважины.



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 штангенцикуль	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.	Коли- чество, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
1	2	3	4
1	Стационарный газосигнализатор на 8 точки ЕС-172-8 канал, Япония	к-т на 8 точек	роторная –1шт., в начале желобной системы -1 шт.,у вибросит -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 12.1, 12.2.

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

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

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

2. Действия вахты при СПО.

1) бурильщик подает сигнал «Выброс», собранной вахте сообщает о проявлении. Инструмент разгружают на ротор. Затем вахта приступает к спуску труб, который продолжают пока объем поступившего пластового флюида не 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 патрубок планшайбы с трубами;

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

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

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

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

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



16) дальнейшие работы выполняются по утвержденному специальному плану.

7. Действия вахты при СПО с электроцентробежным насосом:

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

2) бурильщик с помощниками наводят на устье планшайбу с открытой задвижкой и с закрепленным уплотнительным кольцом и соединяет патрубок планшайбы с колонных 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 нефтегазопроявления. 7. Инструкция по использованию нейтрализаторов сероводорода при бурении скважин на месторождениях, содержащих сероводород. 8. Сборник отраслевых инструкций по безопасности труда при строительной – монтажных работах в бурении. 9. Методические рекомендации 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. Согласно «Правилам пожарной безопасности» каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения.
---	---



Основные требования и мероприятия по промышленной санитарии и гигиене труда

№	Основные требования и мероприятия (со ссылкой на действующие документы)
1	2
1	Для обеспечения безопасных условий труда при строительстве скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда рабочий персонал должен быть обеспечен: санитарно-бытовыми помещениями, средствами индивидуальной защиты от шума и одеждой, спец. обувью, средствами защиты органов дыхания, а также средствами контроля воздушной среды и необходимым уровнем освещенности рабочих мест
2	Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности. Выдача спец. одежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты «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 11.4.
3	Учитывая наличие паров органических веществ: углеводородов, эфиров, спиртов в воздухе рабочей зоны в соответствии с каталогом «Промышленные противогазы и респираторы» члены буровой бригады и бригады опробования скважины для защиты органов дыхания должны быть обеспечены противогазами марки А, коричневая окраска, время защитного действия (коробка без фильтра)-120 минут при максимальном содержании вредных веществ в диапазоне 2400-2600 мг/м3 (по бензолу) см. таблицу 11.4.
4	С целью снижения на работающих воздействия шума и вибрации в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 буровая установка должна быть оснащена коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, представленными в таблице 11.5.
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



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 8 декабря 2015 года №943. 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 импортные 5АХ АНИ
3	FZ	4.3	Превентор плащечный гидравлический
4	FH	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. Охрана окружающей среды

1. Все работы по ремонту 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 авто средствами 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-, водопроявлений по каким – либо причинам и препятствует выбросам нефти и газа в атмосферу;
- в целях предотвращения выбросов нефти при вскрытии продуктивных горизонтов, при углублении скважины производится создание противодавления столба бурового раствора в скважине, превышающего пластовое давление;

5. При ремонте 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 ремонта скважин необходимо:

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

9. Как в процессе ремонта 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 капитальном ремонте скважин с применением бурового оборудования помимо настоящих Правил надлежит руководствоваться также требованиями соответствующих разделов «Временной инструкции по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ» – действующей в Республике Казахстан.

11. При текущем и капитальном ремонте 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 ремонта (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 ремонта (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 скважин должна производиться только при направлении ветра от ближайших населенных пунктов промышленных и других объектов.

16. При проведении ремонтных работ в скважинах помимо требований, приведенных в данном разделе технологического регламента, следует руководствоваться «Правилами обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности от 30 декабря 2014 года №355»; «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых РК, 2018г.» 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

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД
бурения бокового ствола скважины №7016 м-я Кенкияк подсолевой

"УТВЕРЖДАЮ"
Заместитель генерального директора
АО "СНПС -Актобемунайгаз"
Ян Юэхуа
2025 г.

Table with 2 main sections: Геологическая часть and Техническая часть. Includes stratigraphic data, geological conditions, and technical specifications for well drilling.

Директор НИИ
АО "СНПС -Актобемунайгаз"
Чжан Сяньцунь
2025 г.
Техническую часть проекта составили:
Нургалиева Г.С.
Оспанов С.А.
Лепесова Ж.К.
Самен Г.А.

Исходные данные

Содержание

Реферат.....	3
1. СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ.....	4
2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ.....	7
3. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА.....	9
3.1. Краткая характеристика.....	9
3.2. Геологические условия для зарезки бокового ствола.....	13
3.3. Термобарические условия для зарезки бокового ствола.....	13
3.4. Электрометрические работы при бурении бокового ствола.....	14
4. ТЕХНОЛОГИЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА.....	24
4.1. Основные технические данные скважины.....	24
4.2. Подготовка скважины к забуливанию дополнительного ствола.....	24
4.2.1. Выбор точки начала зарезки бокового ствола.....	24
4.3. Технологический процесс зарезки окна и бурения бокового ствола.....	35
5. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ.....	36
5.1. Общие положения по искривлению скважины.....	36
5.2. Бурение дополнительного ствола.....	40
6. БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ.....	44
6.1. Общие положения.....	44
6.2. Проектирование параметров бурового раствора.....	49
7. УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ.....	52
7.1. Проектирование КНБК.....	53
7.2. Проектирование параметров бурения.....	54
8. Крепление.....	58
8.1. Проектирование обсадной колонны.....	58
8.2. Таблица данных конструкции компоновки обсадной колонны.....	59
8.3. Проектирование цементного раствора.....	60
9. ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИНЫ.....	63
10. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА.....	64
11. МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИЯ.....	65
12. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ И ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ.....	69
12.1 Мероприятия по предупреждению проявлений. Общие мероприятия по предупреждению ГНВП.....	70
13. Сокращения, типы, шифры, условные код - технических средств, инструмента и хим.реагентов.....	82
14. Охрана окружающей среды.....	83
Возможные неисправности при работе технических средств.....	86
Заявление об экологических последствиях.....	
Список литературы.....	
Приложения	
Исходные данные	