




**Программа промывки при бурении горизонтальной скважины
№ 29134ГС+ПС, куст № 134Б Южно-Приобского месторождения**

<p>Согласовано:</p> <p>Руководитель направления по технологическому сопровождению бурения.</p> <p>ООО «Газпромнефть-Хантос»</p> <p>_____ Алексеев А.Ю..</p> <p>« » 2021 г.</p>	<p>Утверждаю:</p> <p>Главный Технолог</p> <p>ССК-Технологии АО «ССК»</p> <p> _____ Акуленко В.С.</p> <p>« 11 » августа 2021 г.</p>	
<p>Согласовано:</p> <p>Руководитель направления по нефтесервисным услугам</p> <p>Управления инжиниринга</p> <p>ООО «Газпромнефть-Хантос»</p> <p>_____ Колодкин В.А.</p> <p>« » 2021 г.</p>		
	<p>Подготовил:</p> <p>№ телефона:</p> <p>e-mail:</p> <p>дата:</p>	<p>Тырин В.О.</p> <p>(3463)313-336 доб.540</p> <p>TyrinVO@nf.sibserv.com</p> <p>«11».08.2021 г.</p>

2021 г.

Содержание

1. Информация по скважине	3
2. Информация о продуктивном пласте.....	3
3. Литологический разрез скважины	3
4. Пластовое давление и температура по стратиграфическому разрезу	3
5. Конструкция скважины.....	4
6. Компонентный состав и потребность в буровом растворе	5
6.1 Объемы бурового раствора	5
6.2 Химические реагенты и материалы.....	5
7. Гидравлические расчеты.....	7
7.1 Интервал эксплуатационной колонны	7
7.2 Интервал хвостовика	8
8. Расчет подбора фракционного состава карбоната кальция.....	9
9. Требования к оборудованию системы очистки бурового раствора от выбуренного шлама.....	10
10. Обсуждение инжиниринга бурового раствора по интервалам	11
11. Техника безопасности при приготовлении/обработке бурового раствора	13
12. Регламент промывок	14
13. Мероприятия по предупреждению аварий, осложнений и брака в процессе бурения	15
14. Описание всех химических реагентов, используемых при строительстве скважин..	16

1. Информация по скважине

Район:	ХМАО
Месторождение:	Южно-Приобское
Куст №	134Б
Скважина №	29134ГС+ПС
Отход, м	2234,60
Максимальный зенитный угол, град (проект)	88,96

2. Информация о продуктивном пласте

Цель бурения – пласт:	АС 11.1
Глубина кровли по стволу/ вертикали (АО), м:	3257/2617
Ожидаемое пластовое давление, МПа:	29 (ожидаемое)

3. Литологический разрез скважины

Глуб. по вертикали (Нач),м	Глуб. по вертикали (кон),м	Глубина по стволу (нач), м	Глубина по стволу (кон), м	Свиты
0.00	30.00	0.00	30.00	Четвертичные отложения
30.00	60.00	30.00	60.00	Туртасская
60.00	200.00	60.00	200.00	Новомихайловская
200.00	260.00	200.00	260.00	Атымская
260.00	450.00	260.00	451.45	Тавдинская
450.00	680.00	451.45	702.58	Люлинворская
680.00	805.00	702.58	849.98	Талицкая
805.00	870.00	849.98	926.62	Ганькинская
870.00	950.00	926.62	1020.96	Верхне-березовская
950.00	1040.00	1020.96	1127.08	Нижне-березовская
1040.00	1095.00	1127.08	1191.94	Кузнецовская
1095.00	1390.00	1191.94	1539.80	Уватская
1390.00	1525.00	1539.80	1701.69	Верхне-хантымансийская
1525.00	1680.00	1701.69	1908.81	Нижне-хантымансийская
1680.00	1960.00	1908.81	2288.38	Викуловская
1960.00	2160.00	2288.38	2599.52	Алымская
2160.00	2640.01	2599.52	4962.51	Черкашинская

4. Пластовое давление и температура по стратиграфическому разрезу

Индекс стратиграфического под-разделения	Интервал, м		Градиент				Температура в конце интервала, град. С	Источник получения
	от	до	гидроразрыва пород		горного давления			
	(верх)	(низ)	величина кгс/см ² на м	источник получения	величина кгс/см ² на м	источник получения		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q - P _{2/2}	0	690	0,2	расчет	0,22	расчет	25	РФЗ
P ₁ - K ₂	690	1130	0,2	расчет	0,22	расчет	41	РФЗ
K ₂ - K ₁	1130	2015	0,17	расчет	0,22	расчет	73	РФЗ
K ₁	2015	2400	0,165	расчет	0,22	расчет	86	РФЗ
K ₁	2400	2500	0,165	расчет	0,23	расчет	90	РФЗ
K ₁	2500	2515	0,16	расчет	0,23	расчет	91	РФЗ
K ₁	2515	2725	0,16	расчет	0,23	расчет	95	РФЗ

5. Конструкция скважины

Диаметр долота, мм	Диаметр ОК, мм	Конструкция скважины	Интервал секции, м	Возможные осложнения	Система бурового раствора	Объем приготовленного раствора, м3	Параметры бурового раствора											
393,7	324		0-80	Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания рыхлых песков; Частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах.	Глинистый раствор	90	Направление											
							ρ	г/см³	1,16±0,03									
							T	с	>120									
							pH		7-9									
300	245		80-1500	Осыпи и обвалы стенок скважины; Частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах; Высокая наработка раствора при разбуривании активных глин, образование сальников	Инкапсулирующий	150	Кондуктор											
									80-300	300-1200	1200-1447							
							ρ	г/см³	1,18-1,20	1,20-1,24	1,24							
							T	с	70-120	35-60								
							PV	сПз	15-25									
							ДНС	фунт/100фут²	8-20									
							СНС	фунт/100фут²	3-15/5-28									
							pH		7-8,5									
							V (API)	см³/30мин	<10									
							Корка	мм	1-1,5									
							Ca2+	мг/л	<200									
							Песок	% об.	<1,5									
							МБТ	кг/м³	<90									
							Смазка	% об.	≥1									
220,7	Пилотный ствол		1500-3335	Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания глинистых пород; Сальникообразование; Высокая наработка раствора при разбуривании активных глин с неконтролируемым ростом плотности бурового раствора; Затяжки и посадки при СПО; Дифференциальные прихваты колонн в интервале залегания проницаемых песков и песчанников (главным образом, в верхней части интервала); Нефтегазо-водопроявления.	Инкапсулирующий	220	Пилотный ствол											
									1500-1910	1910-2410	2410-2720	2720-3158	3158-3335					
							ρ	г/см³	1,24-1,27	1,27-1,32	1,32-1,36	1,36 - 1,38	1,38 - 1,40					
							T	с	40-55		45-60							
							PV	сП	12-30									
							ДНС	фунт/100фут²	>14	>16		>17						
							СНС	фунт/100фут²	3-8/7-22		5-10/15-25							
							pH		8-9,5									
							V	см³/30мин	≤7		≤6							
							Корка	мм	<1									
							Ca2+	мг/л	<200									
							CL	мг/л	< 1000									
							Песок	% об.	<1									
							МБТ	кг/м³	<70									
							CaCO3	кг/м³	≥50	≥60		≥80						
							Смазка	% об.	Не менее 3									
							220,7	178		1550-3462	Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания глинистых пород; Сальникообразование; Высокая наработка раствора при разбуривании активных глин с неконтролируемым ростом плотности бурового раствора; Затяжки и посадки при СПО; Дифференциальные прихваты колонн в интервале залегания проницаемых песков и песчанников (главным образом, в верхней части интервала); Нефтегазо-водопроявления.	Бинарный	350	Эксплуатационная колонна				
																1550-1900	1900-2410	2410-2680
ρ	г/см³	1,24-1,27	1,27-1,32	1,32-1,36	1,36 - 1,38	1,38 - 1,40												
T	с	38-60		45-65														
PV	сП	12-35																
ДНС	фунт/100фут²	>15		>17														
СНС	фунт/100фут²	3-20/6-28/<50																
pH		10-11																
V	см³/30мин	≤7	≤6,5		≤6													
Корка	мм	<1																
Ca2+	мг/л	<400																
K+		≥ 35000																
CL	мг/л	≥ 60 000		≥ 70 000		≥ 90 000												
Песок	% об.	<1																
МБТ	кг/м³	<45																
CaCO3	кг/м³	≥ 60		≥80														
Смазка	% об.	≥ 3																
155,6	114		3462-4963	Осыпи и обвалы стенок скважины; Частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах; Высокая наработка раствора при разбуривании активных глин, образование сальников	ЭКТА-Direct	240								Хвостовик				
							ρ	г/см³	1,15-1,20 (при АВПД 1,25 - 1,30)									
							T	с	40-60**									
							PV	сП	10-35									
							ДНС	фунт/100фут²	≥ 17									
							СНС	фунт/100фут²	4-18/7-35									
							pH		9,5-11									
							V	см³/30мин	≤5									
							Корка	мм	<0,5									
							Ca2+	мг/л	<400									
							CL	мг/л	>35 000									
							K+	мг/л	>25 000									
							Песок	% об.	<1									
							МБТ	кг/м³	≤15									
							Смазка	% об.	≥13*									
							CaCO3	кг/м³	> 60									
							HTTP (100C)		<10									
							LSRV	сП	≥25 000									

* Содержание за счет органической смазывающей добавки не менее 10%. В случае увеличения плотности необходимо будет увеличить содержание органической смазывающей добавки

* Содержание за счет органической смазывающей добавки не менее 10%. В случае увеличения плотности необходимо будет увеличить содержание органической смазывающей добавки.

Рекомендации при бурении интервала под эксплуатационную колонну:

1. Перед скрытием Алымской свиты произвести разбавление активного объема, путем ввода 40 м³ свежеприготовленного раствора с содержанием CaCO₃ – 150 кг/м³.
2. Произвести промывку ствола скважины с интенсивными рассаживаниями и вращением бурильной колонны не менее 1,5 цикла в следующих интервалах:

- перед вскрытием Алымской свиты.

Во время промывок производить прокачиванием тандемных пачек

При бурении **Черкашинской свиты** через каждые 250 м поочередно прокачивать разнофракционные кольматационные пачки (Фракция 100/60/20/5 кг/м³ 80/40/20/10/) с содержанием СаСО₃ – 150 кг/м³ и асфальтенами 20 кг/м³.

6. Компонентный состав и потребность в буровом растворе

6.1 Объемы бурового раствора

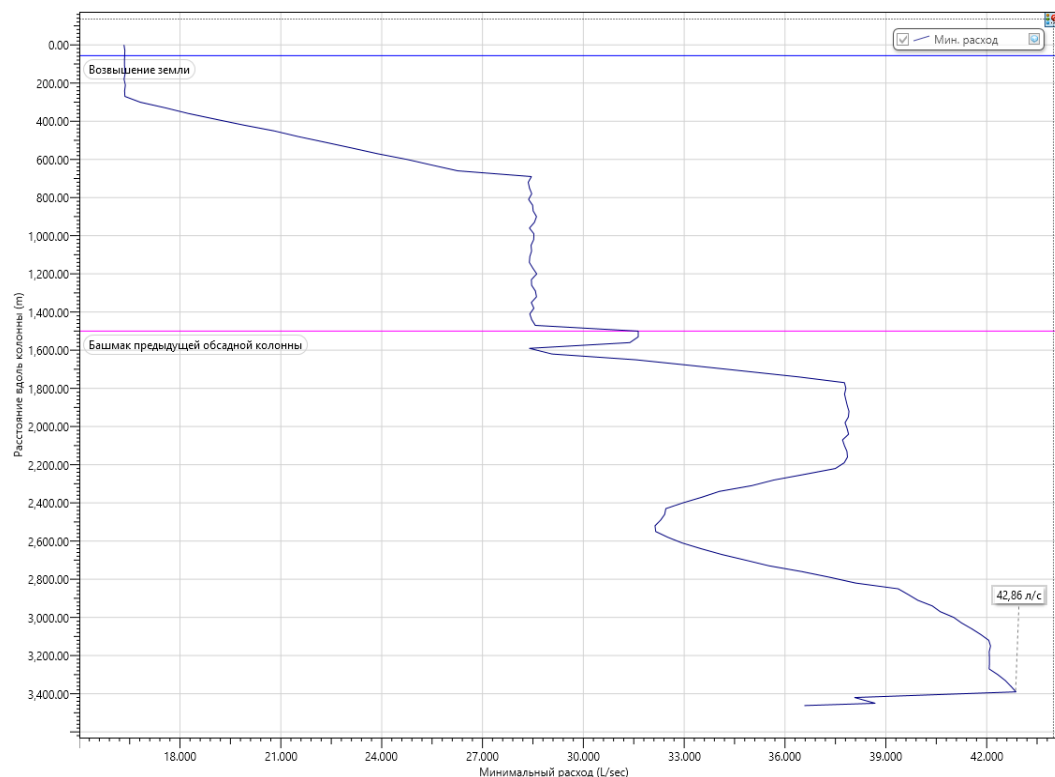
Наименование секции	Направление	Кондуктор	Пилот	Эксплуатационная колонна	Хвостовик
Тип промывочной жидкости	Полимер-глинистый раствор	Инкапсулирующий	Инкапсулирующий	Бинарный	ЭКТА-Direct
Глубина секции по стволу ИТОГО, м. в том числе:	80	1500	3335	3462	4963
Длина обсаженного ствола, м		80	1500	1500	3462
Длина открытого ствола	80	1420	1835	1962	1501
Обсаженный ствол, вн. диаметр, мм		307	228	228	160
Открытый ствол, вн. диаметр, мм	393.7	300	220.7	220.7	155.6
Коэффициент эффективности оборудования очистки %	75	75	75	75	75
Допустимое содержание выбуренной породы %	17	16	12	12	7
Обсаженный ствол, м3	6	60		70	
Открытый ствол, м3	11	120	84	86	34
На поверхности по окончанию бурения, м3	40	60	80	80	80
Переведено с предыдущего интервала/скважины, м3	0	31	30	0	20
Расчетный объем к обработке на бурение интервала	90	150	220	350	250
Коэффициент разбавления :	1.2	1.3	1.8	1.8	3.2
Переведено на следующий интервал, м3	31	30	0	0	0

6.2 Химические реагенты и материалы

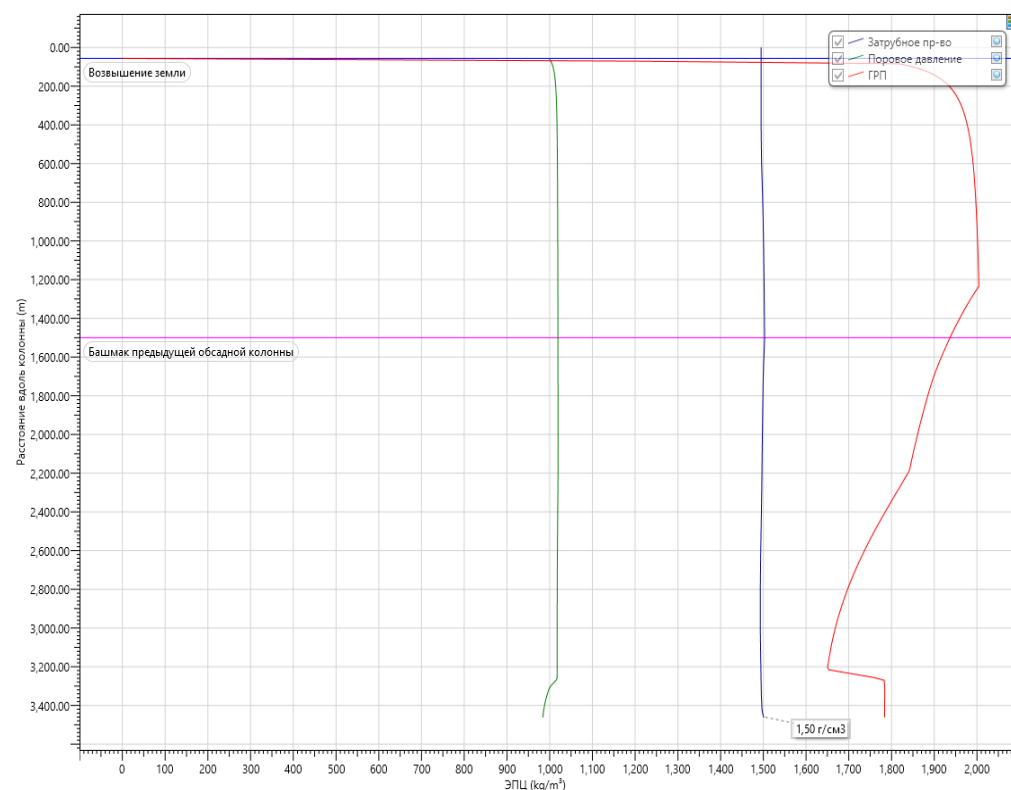
Интервал	НАПРАВЛЕНИЕ			КОНДУКТОР			ПИЛОТНЫЙ СТОЛ			Эксплуатационная колонна			Хвостовик		
Система бурового раствора	Полимер-Глинистый			ЭКТА-СИЛ			ЭКТА-СИЛ			Бинарный			ЭКТА-Direct		
МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ	Конц, кг/м ³	Кол-во, уп.	Кол-во, т	Конц, кг/м ³	Кол-во, уп.	Кол-во, т	Конц, кг/м ³	Кол-во, уп.	Кол-во, т	Конц, кг/м ³	Кол-во, уп.	Кол-во, т	Конц, кг/м ³	Кол-во, уп.	Кол-во, т
Объемы	90			150			220			350			250		
BENTONITE	90.0	9	8.10												
ASPHALTENE							8.0	70	1.2	18.0	252	6.300			
BARITE							150.0	33	22.5	160.0	56	56.000			
BIOCIDE							1.0	7	0.2	0.1	1	0.018	1.0	8	0.3
BIOPOLYMER							2.0	18	0.3	2.0	28	0.700	5.0	50	1.3
CaCO ₃ (МК-100)				25.0	4	3.8	40.0	9	6.0	40.0	14	14.000	10.0	3	2.5
CaCO ₃ (МК-60)				15.0	2	2.3	20.0	4	3.0	20.0	7	7.000	10.0	3	2.5
CaCO ₃ (МК-20)							20.0	4	3.0	20.0	7	7.000	20.0	5	5.0
CaCO ₃ (МК-5)							40.0	9	6.0	40.0	14	14.000	80.0	20	20.0
CAUSTIC SODA	0.5	2	0.05	0.5	3	0.08	1.0	9	0.15	1.0	14	0.350	5.0	50	1.25
DEFOAMER										0.1	1	0.035			
DETERGENT				1.5	1	0.2	1.0	1	0.2	0.1	1	0.035			
LUBRICANT				10.0	7	1.5	20.0	21	3.0	20.0	34	7.000	30.0	36	7.5
PAC HV							1.0	9	0.2	2.0	28	0.700			
PAC LV							1.0	9	0.2	9.0	126	3.150			
POTASSIUM CHLORIDE										65.0	27	22.750	70.0	21	17.5
SODIUM CHLORIDE										100.0	35	35.000	200.0	50	50.0
SAPP				0.4	2	0.1	0.4	4	0.1						
SHALE STABILIZER N				2.0	1	0.3	2.0	2	0.3	0.3	1	0.105			
LIME										1.0	14	0.350	1.0	10	0.3
SODIUM POLYACRYLAMIDE				2.0	12	0.3	2.0	18	0.3	2.0	28	0.700			
SODIUM POLYACRYLATE				1.5	9	0.2	1.5	13	0.2						
STARCH													25.0	250	6.3
Органическая смазка													100.0	25 м ³	
EMULSIFIER													15.0	19	3.8

7. Гидравлические расчеты

7.1 Интервал эксплуатационной колонны

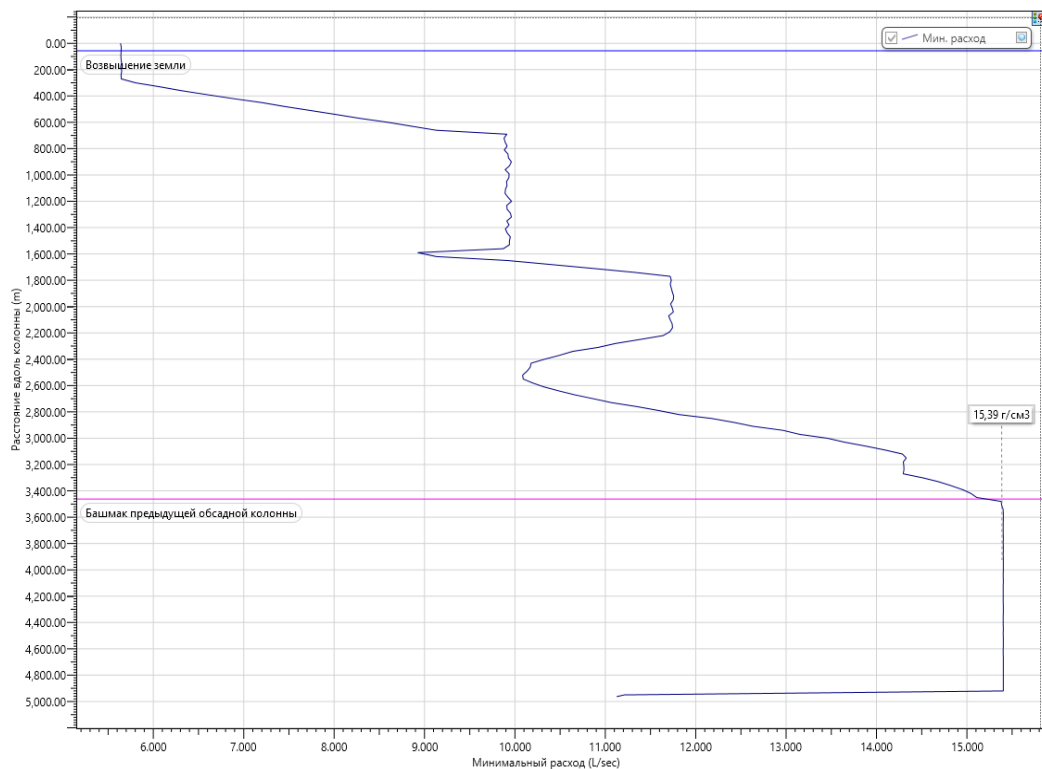


Минимальный расход для эффективной очистки ствола скважины при параметрах: Плотность = $1,40 \text{ г/см}^3$, ПВ=20 мПа*с, ДНС=20 фунт/100фут², составляет 42,86 л/с (режимы: обороты 60, средняя скорость проходки 50 м/ч).



ЭЦП равно $1,50 \text{ г/см}^3$, при параметрах: Плотность = $1,40 \text{ г/см}^3$, ПВ=20 мПа*с, ДНС=20 фунт/100фут², и расходу 45,0 л/с. Риски ГНВП и гидроразрыва пород отсутствуют.

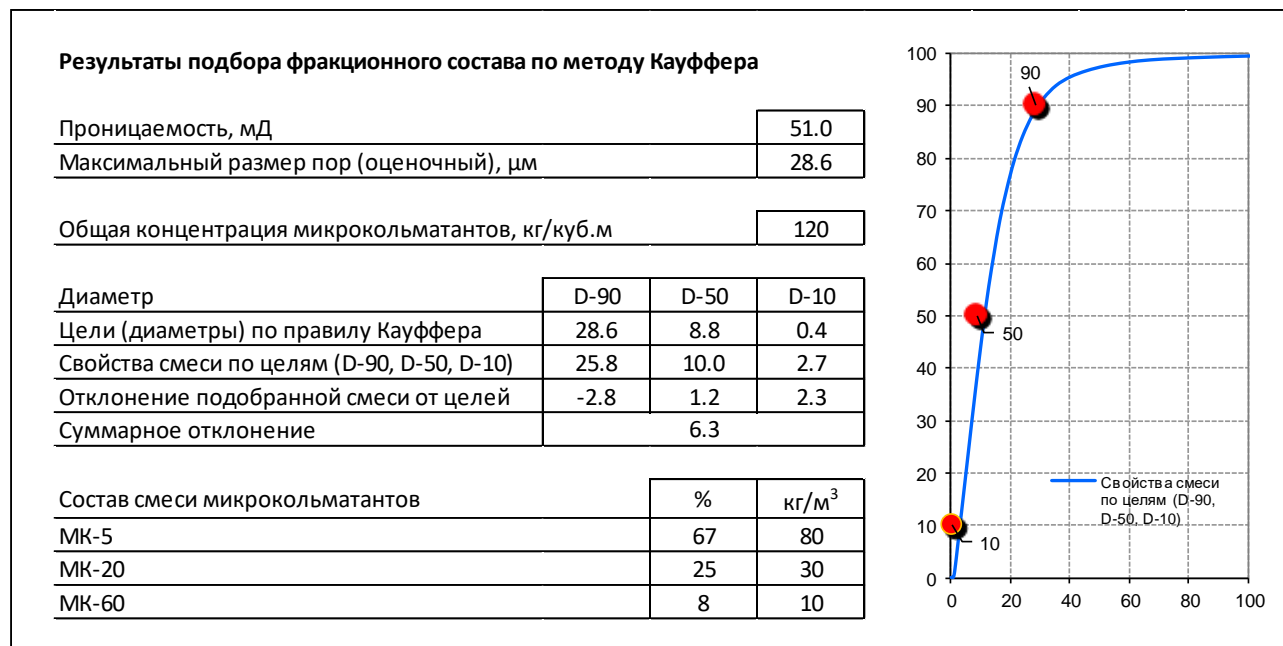
7.2 Интервал хвостовика



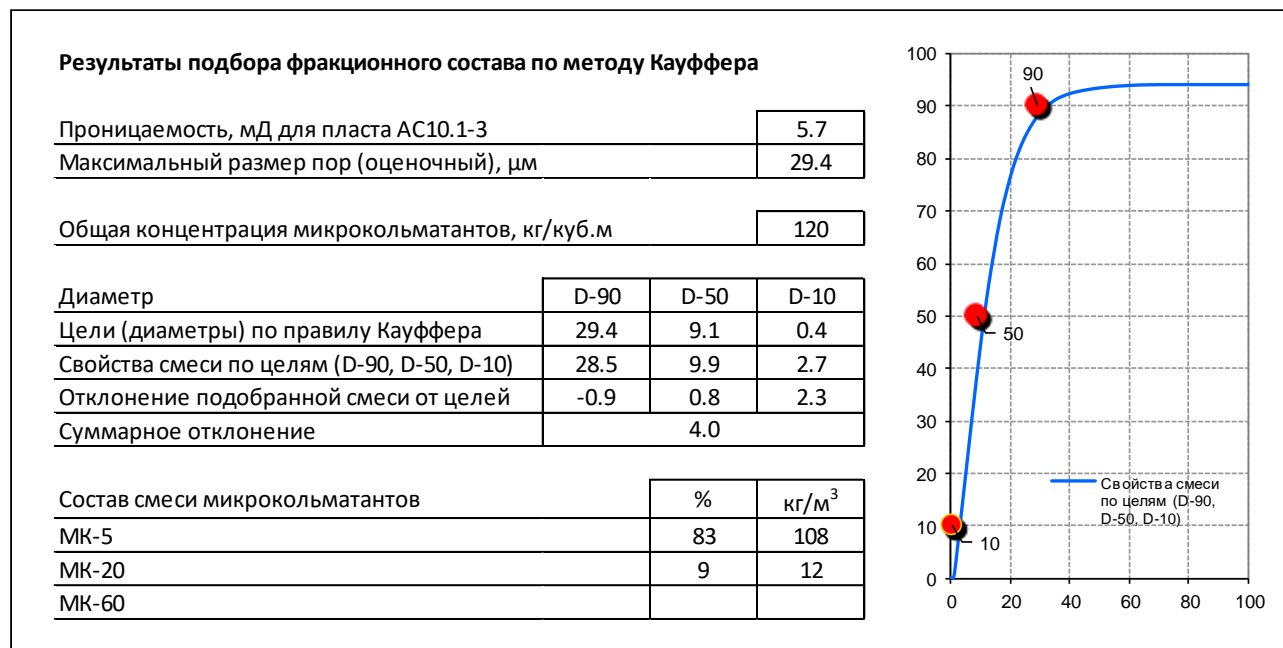
Минимальный расход для эффективной очистки ствола скважины при параметрах: Плотность = $1,20 \text{ г/см}^3$, ПВ=25 мПа*с, ДНС=20 фунт/100фут², составляет 15,39 л/с (режимы: обороты 60, средняя скорость проходки до 20 м/ч).

ЭЦП равно $1,46 \text{ г/см}^3$, при параметрах: Плотность = $1,20 \text{ г/см}^3$, ПВ=25 мПа*с, ДНС=20 фунт/100фут², и расходу 16,0 л/с. Риски ГНВП и гидроразрыва пород отсутствуют.

8. Расчет подбора фракционного состава карбоната кальция



Данные концентрации расчета фракционного состава карбоната кальция необходимо придерживаться при бурении эксплуатационной колонны начиная с Викуловской свиты, до данной глубины бурение осуществляется в основном на МК-100, МК-60.



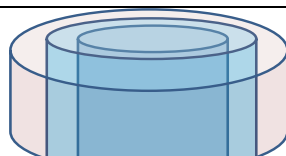
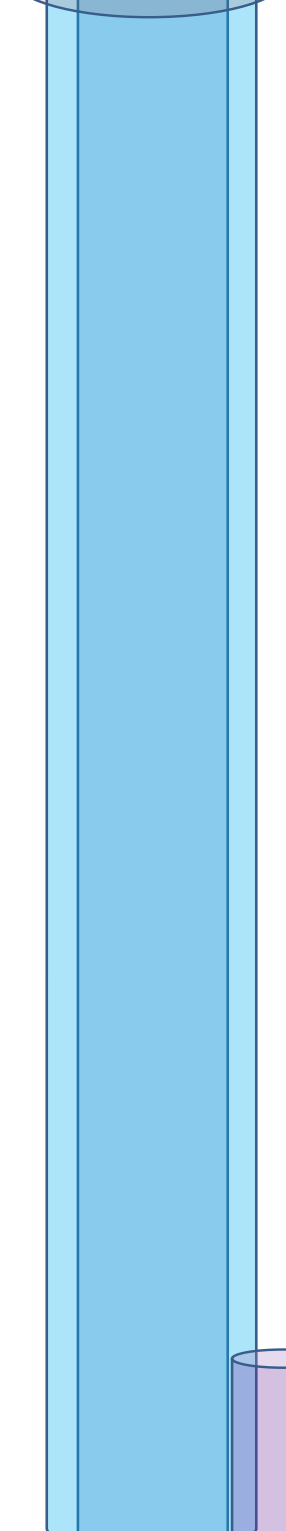
Данные концентрации расчета фракционного состава карбоната кальция необходимо придерживаться при бурении хвостовика.

9. Требования к оборудованию системы очистки бурового раствора от выбуренного шлама

Перед началом бурения все оборудование очистки должно быть проверено и отрегулировано. Обеспечить необходимый комплект сеток для бурения интервала. Рекомендуемая минимальная эффективность системы очистки не менее 75%.

Интервал	Рекомендуемые типоразмеры ситовых панелей (меш)	Пескоотделитель	Илоотделитель	Центрифуги
Направление	Линейные в/с: 50-120 Осушающие в/с: 270-325	Постоянно в работе	В работе по необходимости	Исключить из работы
Кондуктор	Линейные в/с: 84-120 Осушающие в/с: 270-325	Постоянно в работе	Постоянно в работе	В работе по необходимости при содержании песка менее 1%
Пилотный ствол	Линейные в/с: 84-230 Осушающие в/с: 325-400	Постоянно в работе	В работе по необходимости	В работе по необходимости при содержании песка менее 1%
Хвостовик	Линейные в/с: 165-270 Осушающие в/с: 325-400	Постоянно в работе	В работе по необходимости	В работе по необходимости при содержании песка менее 1%

10. Обсуждение инжиниринга бурового раствора по интервалам

Стратиграфия TVD/TD	Возможные осложнения	Диаметр ОК, мм	Конструкция скважины	Интервал секции от / до, м		
Четвертичные отложения 0-30 / 0-30	Бурение направления осуществляется на свежеприготовленном глинистом БР на основе глинопоршка и каустика, вязкостью не менее 120сек. Во время бурения данного интервала поддерживать УВ 120-140 сек для обеспечения качественной очистки ствола и устойчивости стенок скважины.	324		0	80	
Тургасская 30-60 / 30-60						
Новомихайловская 60-200 / 60-200	Разбуривание башмака направления проводить на "старом" БР, превентивно обработанного кальцинированной содой. Непрерывно вести контроль за степенью цементного загрязнения БР, определяя её по насыщенности окраски фенолфталеина на пробе. Перед приближением перехода "песок - глина" БР необходимо заблаговременно обработать смазкой, а также заблаговременно заготовить БР для пополнения и поддержания УВ в пределах 40-45 сек. Также, при бурении интервала под кондуктор возможны поглощения бурового раствора. Для предотвращения поглощений следует соблюдать скорость СПО, и обрабатывать раствор кольматантом, мрамором молотым (10-13 кг/м3). Также, возможен рост реологических параметров. Для предотвращения этого следует периодически обрабатывать раствор реагентами ингибитором (1,5-1,8кг/м3), либо вводом в работу порцию свежего раствора. Размер ситовых панелей от 24-84 меш. При бурении кондуктора, для более качественной очистки забоя от выбуренной породы, необходимо производить технологические промывки через каждые 200м, а также при увеличении давления на стояке, необходимо промыть скважину до стабилизации давления.	245			80	1500
Атлымская 200-260 / 200-260						
Тавдинская 260-450 / 260-454	Постоянный контроль за вязкостью БР. Визуальный мониторинг очистки ствола скважины путем отслеживания количества и качества шлама на виброситах. Размер ситовых панелей от 84-120 меш.					
Люлинворская 450-680 / 454-716						
Талицкая 680-805 / 716-861	Отслеживание максимальных нагрузок на долото, не должны превышать 3-4тонн. После вынужденных простоев (ремонт, обслуживание оборудования и т.п.) произвести промывку не менее одного цикла с прокачиванием тандемной (низковязкой с высоковязкой) пачки на основе рабочего раствора. При достижении проектного забоя произвести промывку скважины не менее 2х циклов с постоянным рассаживанием на длину свечи с вращением при движении СВП вниз. Обороты СВП не менее 50 об/мин. Во время промывки перед СПО исключить пополнение свежеприготовленным раствором. При подъёме КНБК обеспечить постоянный долив и контроль за доливом. Подъем производить при плотности не менее 1,23 г/см3.					
Ганькинская 85-870 / 861-936						
В-Березовская 870-950 / 936-1029						
Н-Березовская 950-1040 / 1029-1134						
Кузнецовская 1040-1095 / 1134-1198						
Уватская 1095-1390 / 1198-1540	Разбуривание башмака кондуктора проводить на свежеприготовленном KCL растворе, превентивно обработанного кальцинированной содой. Непрерывно вести контроль за степенью цементного загрязнения БР, определяя её по насыщенности окраски фенолфталеина на пробе. Постоянный контроль за вязкостью БР путем ввода добавки Kem-Drill 8111. Визуальный мониторинг очистки ствола скважины путем отслеживания количества и качества шлама на виброситах. Размер ситовых панелей от 84-120 меш. При бурении данного интервала возможны осыпи и обвалы стенок скважины. Во избежания осыпей и обвалов рекомендуется с первых метров бурения эксплуатационного ствола вводить в раствор кольматационный реагент, мрамор молотый (20-25кг/м3); асфальтен Стабилайт-2 (1-2кг/м3); Ectaplug PEF (0,8-1,5 кг/м3) В случае незначительного загрязнения обработать раствор содой кальцинированной (0,2-1кг/м3). При возникновении осложнений в верхних интервалах (из под башмака кондуктора) при СПО произвести спуск роторной КНБК. Проработка производится с повышенным литражем насосов (Q-45-60л/сек) для создания турбулентного режима, с целью улучшения выноса шлама из каверн. Проработку производить из под кондуктора, а не с места посадки инструмента, прорабатывается весь интервал неустойчивых пород.					
Ханты-Мансийская 1390-1680 / 1540-1869						
Виколовская 1680-1960 / 1869-2196	Вероятность диф прихватов ввиду наличия в разрезе высокопроницаемых пластов. Поэтому необходимо: 1.Поддерживать содержание карбоната кальция в программных значениях. 2.Производить строгий контроль за удельным весом БР. 3 Вводить в раствор смазывающую добавку (2-4кг/м3). 4 Вводить в раствор реагент Ectaplug PEF (0,8-1 кг/м3) . 5 Не оставлять буровой инструмент без движения более трех минут.					

<p>Алымская 1960-2160 /2196-2494</p>	<p>Перед началом бурения интервала под Э/К проинструктировать бурильщиков о местонахождении и прохождении интервалов, в которых отмечены затыжки, посадки при СПО. При бурении данных интервалов возможны нефтегазоводопрооявления (НГВП), прихваты бурильного инструмента. Для предотвращения возможных инцидентов требуется вести постоянный контроль плотности бурового раствора, уровень раствора в емкостях. После бурения 200-300 метров провести промывку в течении 20-30 минут с расхаживанием на полную длину ведущей трубы до полного выхода выбуренной породы и нормализации гидродинамического состояния промывки. В случае обнаружения падения удельного веса прекратить углубление скважины, согласовать с супервайзером заказчика увеличения удельного веса. Поднять инструмент, встать на промывку и начать ввод утяжелителя. Перед вскрытием свит довести содержание СаСО₃ в растворе не менее 80кг/м³. Не допускать снижение концентрации карбоната кальция менее 80 кг/м³ при бурении свит. При вскрытой свите не допускать резкого снижения удельного веса БР. После каждого наращивания БИ производить плавный пуск буровых насосов. Обеспечить ввод смазывающей добавки (5-8кг/м³), постоянный контроль pH. Перед тех СПО в башмак кондуктора промыть скважину не менее двух циклов. Во время второго цикла промывки прокачать заранее заготовленную кольматирующую пачку (15-20м³) с содержанием СаСО₃ не менее 120кг/м³. По окончании промывки скважины установить в открытый ствол пачку (30-35м³) с повышенным содержанием смазки (3-4 бчк). Через каждые 400-450м проводить технологические промывки в течении 20-30мин, для более качественной отчистки ствола скважины от выбуренной породы. При бурении интервала под Э/К (раствор KCL) для предотвращения повышения фильтрации приготовить раствор на пополнение с ПАЦ НВ (3-4кг/м³) и ПАЦ ВВ (1-2 кг/м³), биополимером Ectazan C (1-1,5 кг/м³). При бурении секции под Э/К обеспечить и соблюдать производительность буровых насосов не менее 34-36 л/с.</p>	<p>178</p>		<p>Срезка на 1550</p>	<p>3462</p>
<p>Черкашинская 2160-2770 / 2494-4234</p>	<p>Перед началом бурения интервала под хвостовик проинструктировать бурильщиков о местонахождении и прохождении прихватоопасных интервалов. Для не допущения некачественной очистки ствола следует: Производить расхаживание бурового инструмента на полную длину ведущей трубы, вращать колонну бурильных труб, при необходимости ограничить скорость проходки. Обеспечить проектную подачу промывочной жидкости. Использовать четырехступенчатую систему очистки. Прокачивать tandemные пачки: низковязкую и следом высоковязкую через 150-200 метров проходки. Пачки отсечь от основного раствора. На последней промывке прокачать tandemную пачку (низковязкая+высоковязкая) до и после шаблонировки. Не допускать сокращения времени промывки перед наращиванием. При бурении данного интервала возможны нефтегазоводопрооявления (НГВП), прихваты бурильного инструмента. Для предотвращения возможных инцидентов требуется вести постоянный контроль плотности бурового раствора, уровень раствора в емкостях. В случае обнаружения падения удельного веса прекратить углубление скважины, согласовать с супервайзером заказчика увеличения удельного веса. За 50-100 м. до вскрытия Черкашинской свиты произвести обработку раствора реагентом Стабилайт-2 в концентрации 3-5 кг/м³. Для предотвращения прихватов требуется вводить в раствор смазывающую добавку (15-20 кг/м³); При вскрытых продуктивных пластах вести постоянный контроль плотности, фильтрации, вязкости (реологической модели в целом). При снижении реологических параметров приготовить раствор на пополнение с концентрацией биополимера (5-7кг/м³). При повышении фильтрации в приготовленный раствор на пополнение ввести крахмал (8-10кг/м³) При любых первоначальных признаках пластовой агрессии (резкое изменение реологии, снижение плотности, рост водоотдачи, падение pH, переход щелочности БР в бикарбонатную, изменение по Cl и Са) в обязательном порядке довести данную информацию до супервайзера, менеджера проста и далее действовать по коллегиально согласованному плану. Иметь на поверхности достаточный объем БР на случай поглощений. При достижении проектного забоя под пилотны/эксплуатационный/хвостовик произвести промывку скважины с обязательным вымывом забойной пачки, производя расхаживание БИ с вращением на длину свечи. Прошаблонировать ствол до обеспечения свободного хождения инструмента. Перед СПО прокачать ВУС на основе рабочего БР и промыть скважину не менее 2х циклов. При бурении секции под хвостовик обеспечить и соблюдать производительность буровых насосов не менее 16 л/с.</p>	<p>114</p>		<p>3462</p>	<p>4963</p>

11. Техника безопасности при приготовлении/обработке бурового раствора

Перечень мероприятий по обеспечению безопасной работы с химическими реагентами и использованию защитных средств инженерами по буровым растворам:

- При работе с едкими щелочами и кислотами использовать защитные очки, резиновые сапоги и резиновые фартуки
- На рабочем месте при работе со щелочами должна быть борная кислота, а при работе с кислотой – сода
- Для работы в условиях пылеобразования использовать противопылевые респираторы, защитные очки и комбинезоны.
- Инженеры по буровым растворам должны пройти обучение в области промышленной безопасности, проверку знаний и иметь удостоверение об этом.

При работе с реагентами, входящими в состав раствора необходимо использовать следующие средства защиты

Защитное снаряжение:

Маска, очки, перчатки.



Вентиляция:

Необходимо обеспечить соответствующую общую и локальную вытяжную вентиляцию.

Респираторы:

Респираторная защита должна использоваться в случае, если концентрация вещества в воздухе превышает допустимый уровень.

Защитные перчатки:

Используйте защитные перчатки, изготовленные из непроницаемого материала, поливинилхлорида или бутылка каучука.

Защита глаз:

Следует использовать защитные очки и защитную маску для лица для предотвращения попадания вещества на лицо и в глаза.

Прочие средства защиты:

Необходимо обеспечить наличие устройства для промывания глаз. В целях предотвращения продолжительного контакта веществ с кожей использовать во время работы соответствующую мазь.

12. Регламент промывок

При бурении производить промывку с расхаживанием 2-3 раза на полную длину рабочей трубы перед наращиванием каждой свечи
Перед подъемом инструмента произвести промывку до полного прекращения выхода шлама на дневную поверхность, но не менее 1,5-2-х циклов,
В процессе строительства скважины производить профилактические промывки после бурения каждые 300 – 400 метров с расхаживанием на полную длину ведущей трубы до полного прекращения выхода шлама на дневную поверхность.
В случае появления признаков некачественной промывки (нестабильное давления на стояке, дефицит шлама на ситах, посадки и затяжки инструмента при СПО) произвести внеплановую промывку скважины до полного выхода шлама на дневную поверхность

Расчетное время циклов при бурении под хвостовик (производительность БН - 45 л/с)					
Забой по стволу, м	Время одного цикла, мин	Время подъема забойной пачки, мин	Забой по стволу, м	Время одного цикла, мин	Время подъема забойной пачки, мин
1500	22.67	15.64	2500	38.25	26.53
1600	24.23	16.73	2600	39.81	27.61
1700	25.79	17.81	2700	41.36	28.70
1800	27.34	18.90	2800	42.92	29.79
1900	28.90	19.99	2900	44.48	30.88
2000	30.46	21.08	3000	46.04	31.97
2100	32.02	22.17	3100	47.60	33.06
2200	33.58	23.26	3200	49.15	34.15
2300	35.13	24.35	3300	50.71	35.24
2400	36.69	25.44	3462	53.23	37.00

Время циклов при бурении под Хвостовик (производительность БН - 16 л/с)					
Забой по стволу, м	Время одного цикла, мин	Время подъема забойной пачки, мин	Забой по стволу, м	Время одного цикла, мин	Время подъема забойной пачки, мин
3400	71.12	26.28	4300	90.72	34.01
3500	73.30	27.14	4400	92.90	34.87
3600	75.48	28.00	4500	95.08	35.73
3700	77.65	28.86	4600	97.25	36.59
3800	79.83	29.71	4700	99.43	37.44
3900	82.01	30.57	4800	101.61	38.30
4000	84.19	31.43	4900	103.79	39.16
4100	86.37	32.29	4963	105.16	39.70
4200	88.54	33.15			

13. Мероприятия по предупреждению аварий, осложнений и брака в процессе бурения

	Возможные осложнения	Признаки	Способ предотвращения, ликвидации
Направление	Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания рыхлых песков	Затяжки, посадки инструмента при подъеме, наращиваниях	Обеспечить постоянный долив и контроль за доливом. Подъем производить при плотности не менее 1,16 г/см ³
	Частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах	Снижение выхода циркуляции	Для предотвращения поглощений раствора, связанных с разрывом рыхлых песчаников, после наращивания и СПО необходимо производить плавный пуск насосов с поэтапным выходом на рабочую производительность. Ограничить скорость спуска.
Кондуктор	Осыпи и обвалы стенок скважины	Нестабильное давление на стояке, затяжки, посадки инструмента при подъеме, наращиваниях	Обеспечить постоянный долив и контроль за доливом. Подъем производить при плотности не менее 1,23 г/см ³ Производить профилактические промывки с расхаживанием инструмента до полного прекращения выхода шлама на поверхность
	Частичное поглощение раствора в высокопроницаемых рыхлых породах	Снижение выхода циркуляции	Для предотвращения поглощений раствора, после наращивания и СПО необходимо производить плавный пуск насосов с поэтапным выходом на рабочую производительность. Ограничить скорость спуска.
	Высокая наработка раствора при разбуривании активных глин, образование сальников	Увеличение плотности, условной вязкости, реологических характеристик	Регулярно вводить смазывающие и инкапсулирующие добавки. Постоянный контроль параметров, обновление (разбавление) раствора
Пилотный ствол и транспортная колонна	Осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания глинистых пород	Затяжки, посадки инструмента при наращиваниях, СПО	Если в ходе бурения при отрыве от забоя начинают наблюдаться затяжки, делается контрольный подъем свежее пробуренного участка с проработкой и промывкой интервалов затяжек
	Сальникообразование	Затяжки инструмента, вытеснение раствора из скважины при движении инструмента вверх	Для предотвращения сальникообразования, очистки забоя и поверхности долота от выбуренного шлама, своевременно применять ингибитор глин, смазывающие добавки и инкапсуляторы. При признаках образования сальника на КНБК во время подъема принять меры для его разрушения, не производить подъем при наличии сальника
	Высокая наработка раствора при разбуривании активных глин с неконтролируемым ростом плотности бурового раствора. Затяжки при СПО.	Увеличение плотности, условной вязкости, реологических характеристик	Поддерживать минимально допустимую проектом плотность, как во время бурения, так и перед подъемом. Своевременно обрабатывать буровой раствор ингибитором. В случае осложнений, связанных с потерей устойчивости ствола, предусмотреть поэтапное увеличение плотности выше проектной, до стабилизации ствола скважины. Увеличение плотности согласовывается с Заказчиком
	Дифференциальные прихваты колонн в интервале залегания проницаемых песков и песчаников (главным образом, в верхней части интервала).	Увеличение плотности, условной вязкости, реологических характеристик	Поддерживать минимально допустимую проектом плотность. Своевременная обработка бурового раствора направленная на формирование качественной корки на стенках скважины. (Введение коагулирующего реагента начиная с первого долбления из под башмака кондуктора)
	Газо-нефте-водопроявления	Отклонение параметров промывочной жидкости. Нарушение технологических регламентов при бурении и СПО	Постоянный контроль и своевременная обработка бурового раствора. Постоянный контроль процесса бурения. Постоянный контроль технологических регламентов при выполнении СПО – контроль долива, нагрузки на крюке (затяжки, посадки). Увеличение плотности бурового раствора по согласованию с Заказчиком.
Хвостовик	Дифференциальные прихваты колонн в интервале залегания проницаемых песков и песчаников (главным образом, в верхней части интервала).	Увеличение плотности, условной вязкости, реологических характеристик	Поддерживать минимально допустимую проектом плотность. Своевременная обработка бурового раствора направленная на формирование качественной корки на стенках скважины. (Введение коагулирующего реагента начиная с первого долбления из под башмака кондуктора)
	Газо-нефте-водопроявления	Отклонение параметров промывочной жидкости. Нарушение технологических регламентов при бурении и СПО	Постоянный контроль и своевременная обработка бурового раствора. Постоянный контроль процесса бурения. Постоянный контроль технологических регламентов при выполнении СПО – контроль долива, нагрузки на крюке (затяжки, посадки). Увеличение плотности бурового раствора по согласованию с Заказчиком.

14. Описание всех химических реагентов, используемых при строительстве скважин.

Наименование реагента	ОПИСАНИЕ
BENTONITE	Структурообразователь
ASPHALTENE	Микрокольматант. Стабилизатор глинистых сланцев
BARITE	Утяжелитель
BIOCIDE	Бактерицид
BIOPOLYMER	Структурообразователь
CaCO ₃ 100	Кольматант, утяжелитель
CaCO ₃ 60	Кольматант, утяжелитель
CaCO ₃ 20	Кольматант, утяжелитель
CaCO ₃ 5	Кольматант, утяжелитель
CAUSTIC SODA	Контроль pH
DEFOAMER	Пеногаситель
DETERGENT	Детергент, ПАВ
LUBRICANT	Смазывающая добавка
PAC HV	Контроль реологии и фильтрации
PAC LV	Контроль фильтрации
POTASSIUM CHLORIDE	Калий Хлористый
SODIUM CHLORIDE	Натрий Хлористый
SAPP	Дефлокулянт
SHALE STABILIZER N	Гидрофобизатор
SODA ASH	Контроль жесткости
SODIUM POLYACRYLAMIDE	Флокулянт
SODIUM POLYACRYLATE	Контроль фильтрации
LIME	Буфер pH
EMULSIFIER	Эмульгатор
CALCIUM CHLORIDE	Основа рассола