

HALLIBURTON

Baroid

ОТЧЕТ ПО ПРОБУРЕННОЙ СКВАЖИНЕ

Скважина: № 40603

Месторождение:
404Б

Тагринское

Страна: Россия

Регион: ХМАО

Выполнил: Саакян Г.В

Инженер по буровым растворам : Губич Д.М

Дата: 18.07.2018

1. Введение

В данном документе представлена программа по буровым растворам для проведения скважины № **40603 Куст 404Б Тагринского** месторождения с подробным описанием литологического разреза, возможных осложнений во время бурения и пути решения их, исходя из опыта бурения, типы растворов для каждого интервала с перечнем хим. реагентов и их описанием.

В приложении приведены процедуры приготовления растворов, стратегия борьбы с поглощениями, образец рапорта по мониторингу прокачивания очищающих пачек.

Заказчик	ОАО "Варьеганнефть"
Скважина	40603
Месторождение	Тагринское
Расположение	ХМАО
Тип скважины	Пологая
Максимальный зенитный угол	68
Предполагаемый срок строительства	23
Ожидаемая температура на проектной глубине скважины	83,5
Номер договора	№3/2015-В от 25.11.2015

Краткий отчет по скважине

Дата забуривания скважины		1-июл-2018	Проектный пласт		АЧ
Дата окончания работ		18-июл-2018	Проницаемость	мД	30
Дней на скважине		17	Глубина пласта по стволу	м	2982
Глубина по стволу	м	3262	Глубина пласта по верт.	м	2657.4
Глубина по вертикали	м	2762.9	Забойная температура	С ⁰	75
Пробурено метров	м	3262	Макс зенитный угол	гра д	69.1
Средн. мех. скор. проходки	м/ч	44.39	Макс. отход от вертикали	м	1265.51

Информация о продуктивном пласте

Название пласта	АЧ
Глубина по вертикали	2657
Ожидаемая плотность бур. раствора	1.18

Возможные осложнения

Глубина по стволу, м	
	Рост содержания твердой фазы в растворе
0-3262	Индикаторы: <ul style="list-style-type: none">• Рост содержания коллоидной, твердой фазы в растворе• Рост плотности раствора.• Увеличение расхода полимеров на обработку раствора.• Неконтролируемые изменения параметров раствора.
	Рекомендации: <ul style="list-style-type: none">• Оптимизация работы системы очистки бурового раствора Разбавление раствора свежеприготовленными премиксами. При разбавлении происходит снижение концентрации CaCO₃, что является крайне нежелательным.

Поглощение бурового раствора

Индикаторы:

- Уменьшение объема бурового раствора на поверхности с интенсивностью более 1-1.5 м³/час

Рекомендации по предупреждению и подготовке:

- При подходе к зоне поглощения снизить производительность насоса до минимально возможной.
- При бурении возможной зоны поглощения ограничить механическую скорость проходки.
- При спуске КНБК проводить промежуточные промывки.
- Исключить промежуточные промывки в интервалах возможных поглощений.
- Ограничить скорость спуска КНБК за 50 м до вскрытой или прогнозируемой зоны поглощения и до полного выхода КНБК из неё.
- Плотность бурового раствора не должна превышать программное значение плюс 0,03.
- Перед запуском буровых насосов для разрушения структуры бурового раствора проворачивать компоновку ротором.
- Восстановление циркуляции производить ступенчато, начиная с минимального литража.
- Восстановление циркуляции производить при движении бурильной колонны вверх.
- Включить в КНБК устройство PVL.
- Иметь на буровой необходимый запас материалов для ликвидации поглощений.
- При подходе к зоне поглощения иметь в наличии основу под ВУС.

Рекомендации по ликвидации:

- Проверить наличие утечек бурового раствора на поверхности.
- Снизить ЭЦП.
- Снизить расход буровых насосов.
- Ограничить механическую скорость бурения.

Нестабильность ствола скважины

Индикаторы:

- Наличие обвального шлама.
- Рост крутящего момента.
- Отсутствие свободного хождения бурильного инструмента

Рекомендации по предупреждению обвалообразования:

1. Не допускать снижения плотности бурового раствора ниже программной.
2. Не допускать повышения фильтрации бурового раствора выше программной.
3. Поддерживать совокупную концентрацию ингибиторов глинистых сланцев не менее программной.
4. Запуск буровых насосов в интервалах, склонных к обвалообразованию, производить ступенчато, не допускать гидроударов.
5. Минимизировать время промывок в интервалах, склонных к обвалообразованию.
6. Исключить промывки скважины в интервалах, склонных к обвалообразованию, при ремонтных работах.
7. При простоях более 30 минут поднять КНБК в безопасную зону.
8. Ограничивать скорость СПО.
9. Во время СПО и геофизических работ вести постоянный контроль за объемом и частотой долива скважины.

При появлении признаков обвалообразования:

1. При появлении обвального шлама прокачать очищающую пачку
2. При наличии обвального шлама в течение 3 циклов по согласованию с Заказчиком провести поэтапное увеличение плотности бурового раствора. При утяжелении контролировать интенсивность поглощения.
3. Увеличить концентрации ингибиторов глинистых сланцев.
4. Снизить фильтрацию бурового раствора.
5. Перед подъемом бурильного инструмента прокачивать очищающую пачку.

Отсутствие свободного хождения бурильного инструмента

0-3262

Индикаторы:

- Затяжки при подъеме инструмента
- Посадки при спуске инструмента.

Рекомендации:

- Соблюдать режимы промывки согласно РТК.
- Контролировать долив скважины при любых операциях.
- Контролировать содержание смазывающих добавок в растворе.
- Контролировать содержание CaCO₃ в растворе.
- При длительных рейсах перед подъемом инструмента устанавливать в затрубное пространство пачку раствора с содержанием смазывающих добавок до 25 – 30 кг/м³.
- При принятии решения о вводе нефти провести пилотные тесты.
- Перед вводом нефти провести обработку раствора реагентом Drilling Detergent.
- При вводе нефти в буровой раствор одновременно вводить реагент Drilling Detergent в концентрации 5 кг на 1 м³ нефти.
- После ввода нефти возможно увеличение реологических параметров бурового раствора.
- При появлении признаков некачественной очистки ствола скважины от выбуренной породы прокачать очищающую пачку.
- Вариант тандемной очищающей пачки:
 - 1-я пачка объемом 5 м³ с плотностью 1,10 г/см³ и условной вязкостью 40-45 сек/литр
 - 2-я пачка объемом 10 м³ с плотностью 1,20 г/см³, условной вязкостью 60-70 сек/литр.
- При выходе пачки на устье отслеживать объем и характер вынесенного шлама.

Нефтегазоводопроявления

2658-3262
Интервал

Индикаторы:

- Появление маслянистой плёнки на поверхности бурового раствора.
- Снижение плотности раствора.
- Увеличение минерализации фильтрата.
- Снижение pH.

Рекомендации:

Увеличение плотности бурового раствора

Сальникообразование

380-1183

Индикаторы:

- Снижение механической скорости бурения(не более 80м/час при бурении под кондуктор)
- Рост момента на роторе
- Рост давления
- Затяжки при подъеме инструмента

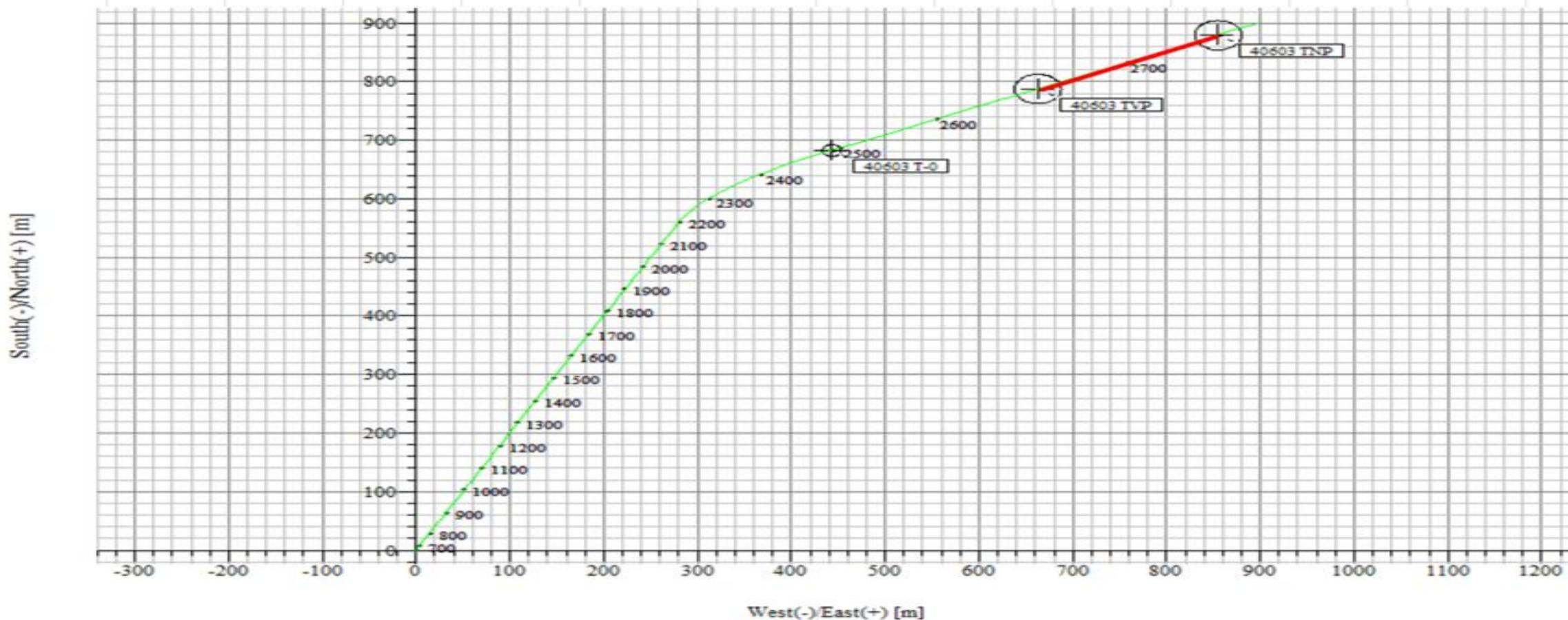
- При приготовлении и обработки раствора постоянно следить за концентрацией Drilling Detergent. Не допускать ее снижения ниже программной.
- Поддерживать концентрации ингибиторов глин не менее программных.
- Для предупреждения сальникообразования не допускать снижения производительности буровых насосов ниже указанной в РТК.
- При ремонтных работах не допускать интенсивного расхаживания и вращения инструмента на одном месте. Как с промывкой, так и без нее.
- При продолжительности ремонтных работ более 30 мин поднять инструмент в башмак предыдущей колонны.

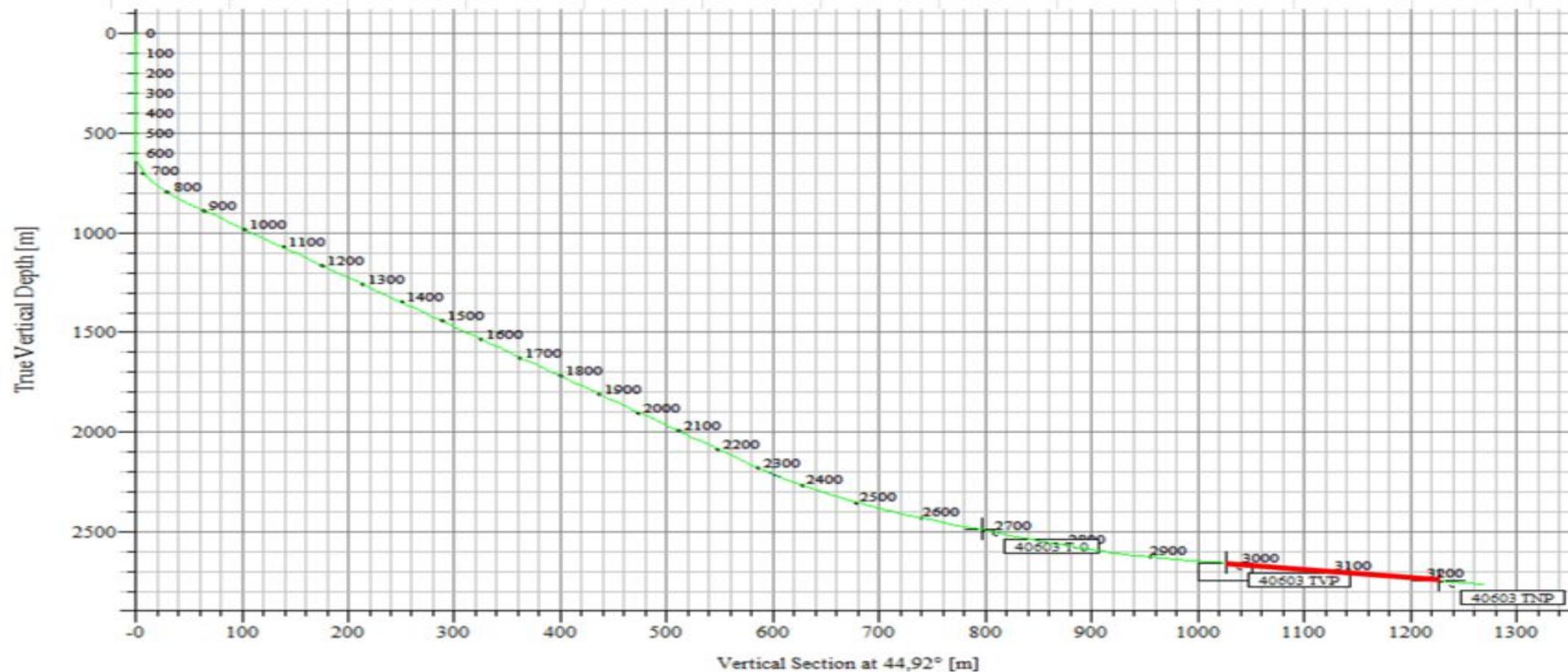
Глубины спуска обсадных колонн

Наименование интервала	Диаметр (наруж.), мм	Диаметр (внутр.), мм	Интервал установки, м (от)	Интервал установки, м (до)	Диаметр долота, мм
Направление	324	305	0	50	393.7
Кондуктор	245	229,2	0	1183	295.3
Экс. Колонна	146	130,0	0	3257	220.7

Профиль скважины

Горизонтальная проекция скважины №40603 куста №4046 Тагринского м-р



Вертикальная проекция скважины №40603 куста №4046 Тагринского м-р

Общая информация по буровым растворам

ПАРАМЕТРЫ	Направление	Кондуктор		Тех. колонна	
Интервал, м	0-50	50-450	450-1183	1183-2900	2900-3262
Тип раствора	Бентонитовый	Полимер-Бентонитовый		Полимерный малоглинистый	
Плотность, г/см ³	1.16	1.16	1.16	1.10-1.14	1,14-1,18
Условная вязкость, сек/кварта	72-102	72-102	46-53*	42-55	42-55
Условная вязкость, сек (ГОСТ)***	60-90	60-90	35-42	30-43	30-43
ПВ, сП	-	≤25	≤25	≤20	≤20
ДНС, фунт/100 футов ²	-	10-20	10-20	14-25	16-25
ДНС, дПа	-	48-96	48-96	67-120	76-120
СНС 10 сек, фунт/100 футов ²	-	6-12	6-12	4-10	4-10
СНС 10 сек, сек, дПа	-	25-60	24-59	19-48	19-48
СНС 10 мин, фунт/100 футов ²	-	8-30	8-30	6-20	6-20
СНС 10 мин, дПа	-	25-115	24-114	29-96	29-96
Фильтрация АНИ, см ³ /30мин	-	≤12	≤12	≤8	≤6.5
Фильтрация, ВМ-6, см ³ /30мин	-	≤5	≤5	≤3,1	≤2,5
CL-, мг /л	≤800	≤800	≤800	≤1500	≤1500
Ca++, мг/л	≤400	≤400	≤400	≤400	≤400
pH	8-9	8-9	7,5-8,5	8,5-9,5	8,5-9,5
МВТ, кг/м ³	-	-	≤80	≤50	≤50
Корка, мм	-	-	≤1,5	≤1	≤1
Песок, % об.	-	≤3	≤2	≤1	≤1
Содержание смазки, %	-	-	-	1-2	3
Содержание CaCO ₃ , мг/м ³	-	-	-	10-65**	65-75

Цели при бурении интервала

Основные цели и задачи при бурении интервала: пробурить ствол скважины без осложнений, предотвратить нестабильность стенок скважины (осыпание пород) при бурении Люлинворской и Ганькинской свит, пробурить интервал с максимальной механической скоростью, обеспечить вынос выбуренного шлама, обеспечить спуск кондуктора до забоя и цементирование.

Применяемые химические реагенты и концентрации

Реагент	Вес кг	Упаковка	К-воз
CAUSTIC SODA	25.0	kg	4
CaCO3 Fine	1000	kg	3
POLYANIONIC CELL HV	25.0	kg	8
DRILLING DETERGENT	208.5	kg	4
ENVIRO-THIN	22.7	kg	27
API BENTONITE	1000.0	kg	16

Рекомендуемые интервалы прокачек очищающих пачек и шаблонировок

С 2500м до 1183м- промывка+прокачка утяжеленной вязкой пачки с BAROLIFT

С 2800м до 2500м -промывка+прокачка утяжеленной вязкой пачки с BAROLIFT

С 3100м до 2800м -промывка+прокачка тяжелой пачки

3262(окончательный забой)- промывка+прокачка тяжелой пачки

Название	Выполняемые функции
API BENTONITE	Структурообразователь
	Ингибитор
DRILLING DETERGENT	сальникообразования
BDF-612	Смазывающая добавка
CALCIUM CARBONATE FINE	Утяжелитель, кольматант
CAUSTIC SODA	Регулятор щёлочности
BARAZAN D	Структурообразователь
BDF-490	Ингибитор глин
CLAY GRABBER	Ингибитор глин
POLYAC PLUS	Регулятор фильтрации
PAC-RE (R)	Регулятор фильтрации
DRILLING DETERGENT	Ингибитор глин
BARACARB 5/50/150	Утяжелитель, кольматант
PAC	Регулятор фильтрации

Возможные проблемы и их решение

Осложнение	Способы контроля и устранения
Потери раствора в слабосцементированных песчанниках, многолетних мерзлых породах 50-450* м	Поддерживать концентрацию бентонита, прокачать пачку на основе наполнителей.
Осыпи и обвалы 50-811 м	Поддержание программных значений бурового раствора, особый контроль за удельным весом бурового раствора и водоотдачей. Соблюдение режима бурения. Контроль за доливом скважины. Поддержание достаточной ингибирующей способности бурового раствора по отношению к глинистым породам разреза.
Разжижение бурового раствора агрессивными пластовыми водами 50-650 м	Контроль за удельным весом, жесткостью, хлоридами. При необходимости увеличение удельного веса, обработка NaHCO_3, NaOH.
Сальникообразование	Ограничение механической скорости до 80 м/час. Обработка раствора противосальниковой добавкой.

Буровые
растворы

№ инт.	Тип бурового раствора	Дней буре ния	Забойн ая темп., °C	Пл-ть в начале инт., SG	Пл-ть в конце инт., SG	Приго товле но всего, м ³
1.	Бентонитовый	1	10	1.18	1.18	66
2.	Полимер-Бентонитовый	3	35	1.14	1.13	335
3.	Малоглинистый полимерный	12	65	1.08	1.19	381.14

HALLIBURTON

Baroid

Лабораторный анализ раствора

Приборы:

1. Рычажные весы
2. Воронка Марша
3. Фильтр- пресс Fann
4. Ротационный вискозиметр
5. Реторта

HALLIBURTON

Baroid

1. Рычажные весы



HALLIBURTON

Baroid

2. Воронка Марша



HALLIBURTON

Baroid

3.Филър- пресс Fann



HALLIBURTON

Baroid

4. Ротационный вискозиметр



HALLIBURTON

Baroid

5.Реторта



Заключение

Я, научился работать с вышеперечисленными приборами , а так же делать лабораторный анализ параметров раствора, измерять :

Удельный вес, вязкость , пластическую вязкость , ДНС, СНС, МВТ , рН , содержание смазки.