

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми

Свидетельство № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012 г.

Заказчик – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

Согласовано:

Заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений –
Главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ А. Д. Саетгараев
«__» _____ 2022 г.

Заместитель генерального директора по бурению ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ А. Е. Поздняков
«__» _____ 2022 г.

Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ А. Н. Гибадуллин
«__» _____ 2022 г.

Утверждаю:

Первый заместитель генерального
директора – Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ Д. А. Баталов
«__» _____ 2022 г.

**СТРОИТЕЛЬСТВО ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ
№ 34 ХЫЛЬЧУЮСКОЙ СТРУКТУРЫ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений

Подраздел 7. Технологические решения

16474-21/01-ИОС7

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

Заместитель директора филиала по научной
работе в области строительства скважин

Начальник управления проектирования
строительства скважин

Главный инженер проекта



А. А. Предеин

Д. С. Лопарев

А. А. Жилин

Пермь 2022

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
Состав проектной документации	5
Список исполнителей	6
1. Общие сведения по скважине	7
Обоснование выбора типа буровой установки	9
Расчёт объёмов отходов бурения	11
2. Основание для проектирования	12
3. Общие сведения о районе работ	13
4. Геологическая характеристика	15
4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины	15
4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины	24
4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины	29
4.4 Исследовательские работы	35
4.5 Работы по испытанию (освоению) скважины, сведения по эксплуатации	41
5. Конструкция скважины	52
5.1 Обоснование конструкции скважины	53
График совмещенных давлений	55
5.2 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн	59
5.3 Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции	60
6. Профиль ствола скважины	65
6.1 Входные данные по профилю скважины	65
6.2 Исходные данные для проектирования траектории скважины	65
6.3 Расчёт траектории скважины	66
6.4 Замеры параметров траектории скважины	70
Мероприятия по предупреждению искривления вертикальной части ствола скважины	70
7. Буровые растворы	71
7.1 Обоснование плотности применяемых буровых растворов	71
7.2 Типы и параметры буровых растворов	72
8. Углубление скважины	106
8.1 Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК	107
8.2 Компоновка низа бурильных колонн (КНБК)	109
8.3 Потребное количество элементов КНБК	113
8.4 Суммарное количество и масса элементов КНБК	114
8.5 Расчет бурильных колонн	115
8.6 Оснастка талевого системы	119
8.7 Гидравлическая программа	120
9. Крепление скважины	123
9.1 Обсадные колонны	123
9.1.1 Расчёт обсадных колонн	123
9.1.2 Порядок работ при креплении скважин	147
9.2 Цементирование обсадных колонн	157
9.3 Оборудование устья скважин	188

10. Испытание скважины	189
10.1 Испытание пластов в процессе бурения	189
10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в эксплуатационной колонне	191
11. Дефектоскопия и опрессовка оборудования и инструмента	197
12. Организация строительства	200
12.1 Схема транспортировки грузов и вахт	200
12.2 Сведения об энергоснабжении	203
12.3 Освещение	208
12.4 Отопление и вентиляция. Тепловые сети	209
12.5 Система водоснабжения	212
12.6 Заземление и молниезащита	214
13. Продолжительность строительства скважин	215
14. Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	218
15. Промышленная безопасность	227
15.1 Общие сведения об объекте	227
15.2 Перечень опасных составляющих проектируемого объекта	228
15.2.1 Основные составляющие проектируемого объекта	228
15.2.2 Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте	228
15.2.3 Сведения о признаках принадлежности проектируемого объекта к категории опасных производственных объектов	229
15.3 Данные о технологии и аппаратурном оформлении	230
15.4 Обеспечение безопасности	231
15.4.1 Описание технических решений, направленных на предупреждение аварийных ситуаций	231
15.4.2 Описание технических решений, направленных на локализацию аварийных ситуаций	232
15.4.3 Мероприятия по обеспечению безопасности при бурении скважин в зоне распространения ММП	232
15.4.4 Мероприятия по обеспечению безопасности при прострелочно-взрывных работах (кумулятивной перфорации)	234
15.4.5 Мероприятия по обеспечению безопасности при работе с кислотными составами	237
16. Противофонтовая и газовая безопасность	239
16.1 Организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений	240
16.2 Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений (ГНВП). Признаки возникновения и развития ГНВП	241
16.3 Стадии контроля скважины (линии защиты от открытого выброса)	241
16.4 Технологические операции по контролю возможного поступления флюида в процессе бурения	243
16.5 Мероприятия по предупреждению ГНВП при СПО	244
16.6 Мероприятия по предупреждению ГНВП и порядок работы по герметизации устья скважины при отсутствии бурильного инструмента в скважине и при геофизических работах. Испытание скважины	245
16.7 Мероприятия по предупреждению ГНВП при спуске колонны-хвостовика	247
16.8 Требования к аварийному запасу технических устройств, инструментов, материалов, спецодежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для	248









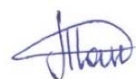
ликвидации ГНВП и открытых фонтанов

17. Охрана труда	263
17.1 Общие положения	263
17.2 Количество рабочих мест и численность работающих	264
17.3 Мероприятия по обеспечению персонала санитарно-бытовым, медицинским обслуживанием, питанием, организации стирки спецодежды	265
17.4 Организация и обслуживание рабочих мест	267
17.5 Мероприятия по технике безопасности и охране труда при проведении работ на скважинах, содержащих сероводород	270
17.6 Оценка условий труда	274
17.7 Режим труда и отдыха	278
17.8 Средства индивидуальной защиты	279
17.9 Оценка шумового воздействия	282
17.10 Радиационная безопасность	284
18. Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов	285
19. Перечень нормативных, инструктивных и технико-технологических руководящих документов	287
20. Список условных сокращений	290
ПРИЛОЖЕНИЯ	
Приложение А. Геолого-технический наряд	293
Приложение Б. Типовые схемы обвязки устья при бурении и испытании скважины	295
Приложение В. Временные нормы и нормативная карта	297
Приложение Г. Задание на проектирование	312
Приложение Д. Расчёт гидравлики промывки по интервалам бурения	352
Приложение Е. Расчёт нагрузок и моментов бурильной колонны по интервалам бурения	384
Приложение Ж. Расчёт цементирования обсадных колонн	431

СОСТАВ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Том	Обозначение	Наименование	Примечание
1	16474-21/01-ПЗ	Раздел 1. Пояснительная записка	
2	16474-21/01-ПЗУ	Раздел 2. Схема планировочной организации земельного участка	
3		Раздел 3. Архитектурные решения	Не разрабатывается
4	16474-21/01-КР	Раздел 4. Конструктивные и объемно-планировочные решения	
5.7	16474-21/01-ИОС7	Раздел 5. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений Подраздел 1. Система электроснабжения Подраздел 2. Система водоснабжения Подраздел 3. Система водоотведения Подраздел 4. Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха, тепловые сети Подраздел 5. Сети связи Подраздел 6. Система газоснабжения Подраздел 7. Технологические решения	Не разрабатывается Не разрабатывается Не разрабатывается Не разрабатывается Не разрабатывается Не разрабатывается
6	16474-21/01-ПОС	Раздел 6. Проект организации строительства	
7		Раздел 7. Проект организации работ по сносу или демонтажу объектов капитального строительства	Не разрабатывается
8.1	16474-21/01-ООС.1	Раздел 8. Перечень мероприятий по охране окружающей среды Книга 1. Пояснительная записка	
8.2	16474-21/01-ООС.2	Книга 2. Текстовые и графические приложения	
9	16474-21/01-ПБ	Раздел 9. Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности	
10		Раздел 10. Мероприятия по обеспечению доступа инвалидов	Не разрабатывается
10.1		Раздел 10.1. Требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства	Не разрабатывается
	16474-21/01-СМ	Раздел 11. Смета на строительство объектов капитального строительства	
11-1		Раздел 11-1. Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов	Не разрабатывается
12	16474-21/01-ГОЧС	Раздел 12. Иная документация, в случаях, предусмотренных федеральными законами. Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера	

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Главный инженер проекта		А. А. Жилин 21 03 2022 г.
Начальник управления проектирования строительства скважин		Д. С. Лопарев 21 03 2022 г.
Начальник отдела разработки проектной документации, к.т.н.		Н. Г. Деминская 21 03 2022 г.
Главный специалист		А. Г. Фадеев 21 03 2022 г.
Ведущий инженер		И. М. Литвинкович 21 03 2022 г.
Ведущий инженер		Д. В. Маховский 21 03 2022 г.
Инженер I категории		Р. Ф. Зиякаев 21 03 2022 г.
Инженер I категории		А. В. Левин 21 03 2022 г.
Инженер I категории		Д. Д. Тюрин 21 03 2022 г.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ПО СКВАЖИНЕ

Уровень ответственности проектируемого объекта (скважины) – повышенный, буровой установки и временных сооружений, используемых в период строительства скважины – нормальный.

В соответствии с п. 294 ПБ НГП, в процессе строительства скважины организация, разработавшая проектную документацию, осуществляет в установленном порядке авторский надзор.

1. Месторождение (площадь)	Хыльчюуская структура
2. Номера проектируемых скважин	34
3. Назначение скважины	поисково-оценочная
4. Вид скважины	наклонно-направленная
5. Расстояние между устьями скважин в кусте, м	–
6. Проектный горизонт:	D _{2zv}
- глубина залегания проектного горизонта по вертикали, м	кровля 4040 подошва 4250 мощность 210

7. Конструкции скважины:

Скважина	Проектная глубина (по вертикали / по стволу), м	Перечень колонн, диаметр и глубина спуска колонн (по вертикали / по стволу)
34	4250/4327	Направление 630,0 мм 30 м
		Кондуктор 425,5 мм 443 м
		I Промежуточная 323,9 мм 961 м
		II Промежуточная 244,5 мм 1871/ 1897 м
		Эксплуатационная 177,8 мм 3725/ 3802 м
		Хвостовик 127,0 мм 3625/ 3702 – 4250/ 4327 м

8. Способ бурения	вращательный с использованием ВСП, ГЗД
9. Профиль ствола скважин	5-интервальный
10. Отбор керна (интервал по вертикали), м	3903-4011, 4067-4210, 4241-4250
11. Испытание (опробование) пластов в процессе бурения (глубина по вертикали), м	3903-4205
12. Максимальная масса колонны, т:	
- бурильной	142,6
- обсадной	148,8
- суммарная (при спуске секциями)	104,2
- НКТ	56,2
13. Испытание пластов в колонне (интервал по вертикали), м	3903-3933, 3953-3985, 4072-4105, 4125-4175
14. Способ эксплуатации скважины	фонтанный (уточняется по результатам испытания)
15. Тип установки для бурения	ZJ50DBS
16. Наличие верхнего силового привода	Tesco 500 ESI 1350
17. Вид привода БУ	электрический от ДГУ
18. Буровой насос	F-1600 – 3 шт.
19. Вид монтажа БУ	повторный, демонтаж
20. Тип установки для испытания	ZJ50DBS или УПА-60/80

21. Продолжительность строительства скважины (полный цикл), сут, всего	414,0/ 418,7 (испытание со стационарной/ передвижной установки)
в том числе:	
- строительно-монтажные работы	41,4+20,1
- подготовительные работы	6,0
- бурение и крепление	137,9
- испытание в процессе бурения	8,3
- испытание в колонне (со стационарной/ передвижной установки)	200,3/ 201,7
- СМР установки для испытания	2,3+1,0
22. Коммерческая скорость бурения скважины, м/ст.-м	942

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

В соответствии с требованиями п. 315 ПБ НПП, минимально необходимая грузоподъемность буровой установки должна быть определена из условия, чтобы сумма статических и динамических нагрузок при спуске (подъеме) наиболее тяжелых бурильных или обсадных колонн, а также при ликвидации аварий (прихватов) не превышала величину параметра "допускаемая нагрузка на крюке" выбранной буровой установки. Нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать 0,6 и 0,9 "допускаемой нагрузки на крюке" соответственно. Выбор должен производиться по большей из указанных нагрузок.

В случае выполнения технологических операций в обсаженном стволе нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны не должна превышать 0,9 "Допускаемой нагрузки на крюке".

Буровые установки должны быть укомплектованы оборудованием в соответствии с требованиями раздела XVII ПБ НПП.

С учетом парка буровых установок, имеющегося в регионе, для бурения скважин предлагается использовать буровую установку ZJ50DBS грузоподъемностью 320 т.

Исходные данные для расчёта требуемой грузоподъемности буровой установки:

Максимальная масса бурильной колонны в воздухе, т:	142,6
Максимальная масса обсадной колонны в воздухе, т:	148,8
Максимальная масса колонны НКТ в воздухе, т	56,2
Масса верхнего силового привода, т	18,2
Максимальный вес на крюке при подъёме бурильной колонны, т	153,3
Максимальный вес на крюке при подъёме обсадной колонны, т	161,4
Максимальный вес на крюке при подъёме колонны НКТ (фондовой/ технологической/ для ГРП), с учётом дополнительной нагрузки при срыве пакера, т	43,7/ 57,7/ 73,5

Расчёт требуемой грузоподъемности буровой установки:

По максимальной расчётной массе бурильных колонн:	$(142,6 \text{ т} + 18,2 \text{ т}) / 0,6 = 268,0 \text{ т}$
По максимальной расчётной массе обсадной колонны:	$(148,8 \text{ т} + 18,2 \text{ т}) / 0,9 = 185,6 \text{ т}$
По максимальной расчётной массе колонны НКТ:	$(56,2 \text{ т} + 18,2 \text{ т}) / 0,9 = 82,7 \text{ т}$
По максимальной расчётной массе колонны НКТ с учётом дополнительной нагрузки при срыве пакера:	$82,7 \text{ т} + 12,7 \text{ т} = 95,4 \text{ т}$

Требуемая грузоподъемность буровой установки для строительства скважин не менее 280 т, с учетом массы ВСП 18,2 т. Для строительства скважин возможно использовать буровые установки, отвечающие минимальным требованиям по грузоподъемности и имеющие техническое оснащение, обеспечивающее реализацию проектных решений.

Для проведения работ по испытанию скважин возможно использовать передвижную буровую установку (агрегат) УПА-60/80 грузоподъемностью 80 т.

Расчёт требуемой грузоподъёмности передвижной буровой установки (агрегата) для испытания скважин:

По максимальной расчётной массе колонны НКТ:	$56,2 / 0,9 = 62,4 \text{ т}$
С учётом дополнительной нагрузки при срыве пакера:	$62,4 \text{ т} + 12,7 \text{ т} = 75,1 \text{ т}$

Требуемая грузоподъемность передвижной буровой установки (агрегата) для испытания скважин не менее 76 т. Для испытания скважин возможно использовать передвижные буровые установки (агрегаты), отвечающие минимальным требованиям по грузоподъёмности и имеющие техническое оснащение, обеспечивающее реализацию проектных решений.

РАСЧЕТ ОБЪЕМОВ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ

Расчет объемов отходов бурения производится согласно РД 39-133-94 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше»:

1. Объем отработанного бурового раствора:

$$V_{обр} = 1,2 \times V_{скв.} \times K_1 + 0,5 \times V_{цс},$$

где: $V_{скв.}$ – объем всей скважины;

K_1 – коэффициент, учитывающий потери бурового раствора, уходящего со шламом при очистке на вибросите, пескоотделителе и илоотделителе ($K_1 = 1,052$ в соответствии с РД 39-3-819-91);

$V_{цс}$ – объем циркуляционной системы буровой установки, m^3 .

2. Объем шлама:

$$V_{ш} = V_{скв.} \times K_1,$$

где: $V_{скв.}$ – объем скважины;

K_1 – коэффициент разуплотнения выбуренной породы – 1,2.

3. Объем буровых сточных вод:

$$V_{бсв} = 2 \times V_{обр},$$

где $V_{обр}$ – объем отработанного бурового раствора.

Таблица 1.1 – Объем отходов бурения на одну скважину

Название интервала	Объем, m^3		
	открытый ствол	обсаженный ствол	всего интервала
Направление	24,80	0,00	24,80
Кондуктор	108,77	8,76	117,53
I Промежуточная	84,34	57,18	141,53
II Промежуточная	227,32	70,13	297,45
Эксплуатационная	74,86	75,01	149,87
Хвостовик	9,76	75,85	85,62
Итого:	529,85	286,94	816,79
Объем цирк. системы БУ, m^3	270		
Объем отработанного БР (РВО), m^3	759		
Объем отработанного БР (РУО), m^3	511		
Объем шлама, m^3	636		
Объем БСВ, m^3	1519		

2 ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Список документов, которые являются основанием для проектирования:

1. Инвестиционная программа и график строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
2. Задание на проектирование «Строительство поисково-оценочной скважины № 34 Хыльчуйской структуры», утвержденное Первым заместителем генерального директора – Главным инженером ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Д.А. Баталовым.
3. Лицензия на право пользования недрами НРМ00747НЭ от 29.11.2013 г.
4. Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № П-113-147-7707717910-2012.3 от 16.04.2012 г.

3 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

Хыльчуйское месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа в Архангельской области, в 276 км к северо-западу от г. Усинска, в 121 км к северо-востоку от г. Нарьян-Мар. Ближайшим населенным пунктом является п. Красное – 88 км.

Таблица 3.1 – Данные о районе работ

Наименование	Единица измерения	Значение, название Величины
Наименование месторождения		Хыльчуйская структура
Расположение месторождения		Архангельская область Ненецкий АО
Температура воздуха среднегодовая	°С	–3,0
Температура максимальная летняя	°С	+49
Температура минимальная зимняя	°С	–52
Среднегодовое количество осадков	мм	422
Продолжительность отопительного периода	сут.	315
Преобладающее направление ветра		летом - северное зимой - южное
Наибольшая скорость ветра	м/с	40
Сведения о площадке строительства: – рельеф местности – гидрография – состояние грунта – толщина снежного покрова – толщина почвенного слоя – характер растительного покрова	 м м	 плоский, слаборасчленённый мелкие озера, заболоченная, заторфованная I кат. 0,3-1,5 0,20 кустарниково-лишайниковый
Источник водоснабжения: – для бурения – питьевая		Зимой с ЦПС «Южно-Хыльчуйского месторождения» Летом из поверхностных источников, определенных по результатам инженерных изысканий. привозная, г. Усинск
Источник энергоснабжения буровой		ДЭС (на площадке буровой)
Средства связи		сотовая связь, спутниковая связь
Источник местных строительных материалов		Карьер «Ярейтарка»
Местонахождение баз		г. Усинск

Таблица 3.2 – Характеристика подъездных дорог

Протяжённость, км	Характер покрытия	Ширина, м	Характеристика дороги
163,9	автозимник	8	Временная подъездная дорога

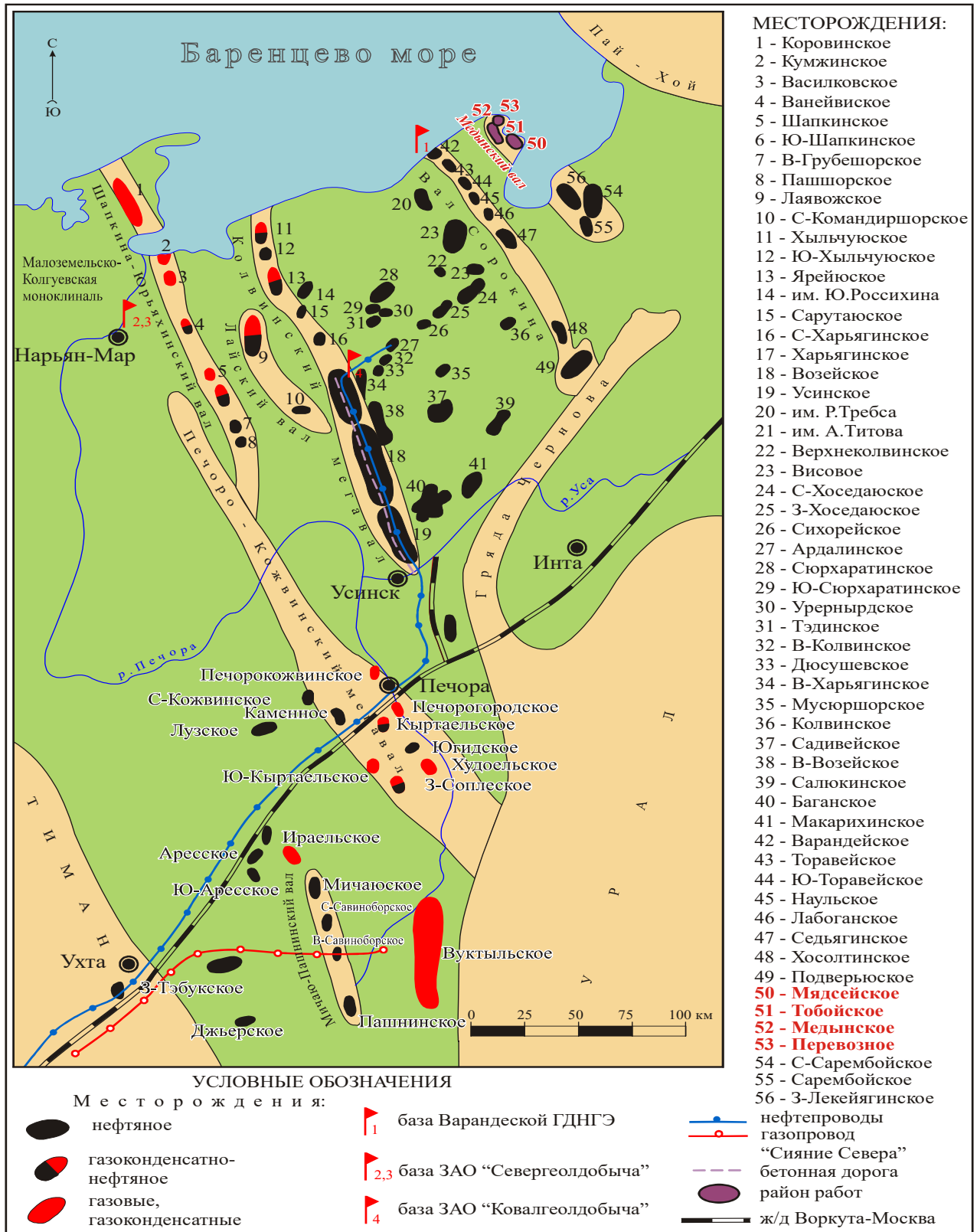


Рисунок 3.1 – Обзорная карта района работ

4 ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Геологическая характеристика разреза скважины приведена на основании данных по пробуренным скважинам-аналогам Хыльчужского месторождения.

В соответствие с п. 2.1.12 РД 39-0148052-573-87, все глубины в подразделе приведены по вертикали, если не указано иное.

4.1 ЛИТОЛОГО-СТРАТИГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЗРЕЗА СКВАЖИНЫ

Таблица 4.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернзности пластов

Глубина залегания, м				Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания пластов по подошве, град	Кoeffициент кавернзности в интервале		
по вертикали		по стволу						
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	название (система, отдел, ярус, горизонт)	индекс	угол	азимут	
0	218	0	218	Четвертичная система	Q	0	-	1,30
218	443	218	443	Меловая система <i>Нижний отдел</i>	K ₁	0	-	1,30
443	542	443	542	Юрская система <i>Верхний отдел</i>	J ₃	1	-	1,50
542	748	542	748	<i>Средний + нижний отдел</i>	J ₁₊₂	1	-	1,20
748	1200	748	1203	Триасовая система <i>Средний + верхний отдел</i>	T ₂₊₃	1	-	1,30
1200	1361	1203	1369	<i>Средний отдел</i> Ангуранская свита	T _{2an}	1	-	1,30
1361	1448	1369	1459	<i>Нижний отдел</i> Харалейская свита	T _{1hr}	1	-	1,30
1448	1687	1459	1707	Чаркабожская свита	T _{1cb}	1	-	1,30
1687	1871	1707	1897	Пермская система <i>Верхний отдел</i>	P ₂	1-2	-	1,20
1871	1999	1897	2030	<i>Нижний отдел</i> Кунгурский ярус	P _{1k}	1-2	-	1,20
1999	2130	2030	2165	Артинский ярус	P _{1ar}	1-2	-	1,05
2130	2172	2165	2209	Ассельский + сакмарский ярусы	P _{1a+s}	1-3	-	1,05
2172	2262	2209	2302	Каменноугольная система <i>Средний + верхний отделы</i>	C ₂₊₃	1-3	-	1,05
2262	2302	2302	2344	<i>Нижний отдел</i> Серпуховский ярус, верхний подъярус	C _{1s2}	1-3	-	1,02
2302	2390	2344	2435	Серпуховский ярус, нижний подъярус	C _{1s1}	1-3	-	1,02
2390	2622	2435	2675	Визейский ярус, верхний подъярус	C _{1v2}	1-3	-	1,02
2622	2692	2675	2747	Визейский ярус, нижний подъярус	C _{1v1}	1-3	-	1,02
2692	2802	2747	2861	Турнейский ярус	C _{1t}	1-3	-	1,02
2802	3080	2861	3149	Девонская система <i>Верхний отдел</i>	D _{3fm2+3}	1-3	-	1,02

Глубина залегания, м				Стратиграфическое подразделение	Элементы залегания пластов по подошве, град	Кoeffициент кавернозности в интервале		
по вертикали		по стволу						
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	название (система, отдел, ярус, горизонт)	индекс	угол	азимут	
				Среднефаменский + верхнефаменский подъярус				
3080	3330	3149	3406	Нижнефаменский подъярус	D ₃ fm ₁	1-3	-	1,05
3330	3605	3406	3682	Франский ярус Верхнефранский подъярус Евлановский + ливенский горизонты	D ₃ f ₃ (ev+lv)	1-3	-	1,02
3605	3652	3682	3729	Сирачойский + ветласянский горизонты	D ₃ f ₃ (src+vt)	1-3	-	1,05
3652	3725	3729	3802	Среднефранский подъярус Доманиковский горизонт	D ₃ f ₂ dm	1-3	-	1,05
3725	3900	3802	3977	Нижнефранский + среднефранский подъярус Тиманский + саргаевский горизонты	D ₃ f ₂₊₁ (tm+sr)	1-3	-	1,02
3900	4040	3977	4117	Нижнефранский подъярус Джьерский горизонт	D ₃ f ₁ dzr	1-3	-	1,02
4040	4250	4117	4327	Средний отдел Живетский ярус	D ₂ zv	1-3	-	1,02

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		краткое наименование	процент в интервале	Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)			
Q	0	218	суглинок	50	Суглинки, супеси, глины, пески плохо отсортированные
			песок	20	
			глина	30	
K	218	443	песок	30	Неравномерное переслаивание песков, алевролитов, песчаников и глин
			глина	20	
			песчаник	20	
			алевролит	30	
J ₃	443	542	глина	50	Глины с прослоями алевролитов и среднезернистых песчаников, реже песков
			алевролит	25	
			песок	10	
			песчаник	15	
J ₁₊₂	542	748	глина	5	В основании - песчаники полимиктовые, рыхлые, неравномерно глинистые, которые выше по разрезу сменяются кварцевыми песками с подчиненными прослоями глин и алевролитов.
			песчаник	85	
			алевролит	10	
T ₂₊₃	748	1200	песчаник	40	Переслаивание полимиктовых песчаников, алевролитов и глин. В нижней части красноцветно-пестроцветная толща глин, песчаников и алевролитов.
			алевролит	30	
			глина	30	
T _{2an}	1200	1361	песчаник	20	Переслаивание полимиктовых песчаников, алевролитов и глин.
			алевролит	40	
			глина	40	
T _{1hr}	1361	1448	песчаник	40	Песчаники и алевролиты с подчиненными прослоями серых глин, с растительным детритом.
			алевролит	40	
			глина	20	
T _{1cb}	1448	1687	песчаник	15	Красноцветная глинистая толща с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов.
			алевролит	15	
			глина	70	
P ₂	1687	1871	песчаник	30	Переслаивание песчаников слабоизвестковистых, аргиллитов плитчатых, участками известковистых, алевролитов глинистых, плотных и глин. Отмечаются редкие прослои угля
			аргиллит	30	

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		краткое наименование	процент в интервале	Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)			
			алевролит	20	
			глина	20	
P _{1k}	1871	1999	глина	20	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, глин. В основании толщи развиты терригенно-карбонатные породы, которые вверх по разрезу сменяются переслаиванием аргиллитов и алевролитов, с прослоями песчаников.
			песчаник	30	
			аргиллит	20	
			алевролит	30	
P _{1ar}	1999	2130	глина	10	Известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов.
			алевролит	20	
			известняк	70	
P _{1(a+s)}	2130	2172	известняк	65	Органогенные и органогенно-детритовые известняки с прослоями плотных, крепких известняков с включениями глинисто-алевролитистого материала.
			глина	15	
			алевролит	20	
C ₂₊₃	2172	2262	известняк	100	Известняки органогенные. Ниже по разрезу известняки серые, массивные, неравномерно трещиноватые, слоистые, крепкие, участками глинистые.
C _{1S2}	2262	2302	известняк	100	Известняки светло-коричневые, доломитизированные, участками слабо окремненные, крепкие, массивные.
C _{1S1}	2302	2390	ангидрит	55	Чередование ангидритов серых, разнокристаллических, участками волокнистых, плотных, массивных и доломитов скрытокристаллических, участками глинистых.
			доломит	45	
C _{1V2}	2390	2622	ангидрит	5	Известняки мелкокристаллические, плитчатые, трещиноватые, плотные, массивные, участками пористые с подчиненными прослоями доломитов мелкокристаллических, массивных, плотных с включениями ангидритов.
			доломит	15	
			известняк	80	
C _{1V1}	2622	2692	песчаник	55	Переслаивание песчаников мелкозернистых, известковистых, массивных, участками глинистых и аргиллитов темно-серых, микрослоистых, оскольчатых и плитчатых, с включениями растительных остатков и пирита.
			аргиллит	45	
C _{1t}	2692	2802	известняк	80	Известняки с прослоями аргиллитов и глин.
			аргиллит	10	
			глина	10	
D _{3fm2+3}	2802	3080	известняк	70	В нижней части переслаивание известняков аргиллитов и мергелей. Аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, слоистые, неравномерно известковистые. Мергели слабо
			аргиллит	20	

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		краткое наименование	процент в интервале	Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)			
			мергель	10	<p>сланцистые плитчатые.</p> <p>Верхняя часть разреза представлена сероцветными известняками скрытокристаллическими, массивными, участками доломитизированными, стилолитизированными с трещинами, заполненными кальцитом.</p>
D ₃ f _{m1}	3080	3330	известняк	80	Известняки серые и буровато-серые скрыто-кристаллические, участками глинистые горизонтальнослоистые доломитизированные, трещиноватые с прослоями аргиллитов известковистых и мергелей.
			аргиллит	10	
			мергель	10	
D ₃ f ₃ (ev+lv)	3330	3605	аргиллит	30	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, мергелей и известняков.
			алевролит	25	
			мергель	20	
			известняк	25	
D ₃ f ₃ (src+vt)	3605	3652	известняк	90	Известняки светло-серые, биогермные, водорослевые, иногда слабо алевроитистые, часто пористо-кавернозные, с прослоями пеллециподово-гастроподовых и брахиоподовых ракушнякав, полидетритовых органогенно-обломочных разностей с подчиненными прослоями аргиллитов.
			аргиллит	10	
D ₃ f ₂ dm	3652	3725	известняк	100	Известняки темно-серые, участками глинистые, содержащие включения кальцита. Верхняя часть разреза сложена более светлыми разностями известняков, которые часто содержат органогенный детрит.
D ₃ f ₂₊₁ (tm+sr)	3725	3900	аргиллит	60	Зеленовато-серые аргиллиты с прослоями алевролитов, известняков и песчаников.
			алевролит	15	
			песчаник	10	
			известняк	15	
D ₃ f ₁ d _{zr}	3900	4040	алевролит	35	Ритмичное переслаивание алевролитов, аргиллитов и в меньшей степени песчаников.
			аргиллит	35	
			песчаник	30	
D ₂ zv	4040	4250	аргиллит	20	Песчаники, алевропесчаники, алевролиты. Аргиллиты и глинисто-терригенные породы занимают незначительный объём. Песчаники кварцевые белые, серые, мелкозернистой и разнозернистой структуры.
			алевролит	30	
			песчаник	50	

Таблица 4.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость по Шрейнеру кгс/мм ²	Абразивность	Коэф. Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Категория породы по промышл. классификации (твердая, мягкая и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
Q	0	218	суглинок	2,33	38,6	0,01-2,5	30		10	2	0,35	205	мягкая
			песок	2,30	30,0				150		0,30	250	сыпучие
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
K	218	443	песок	2,30	30,0	0,01-2,5	20		150		0,3	250	сыпучие
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
			песчаник	2,73	9,2				210	7,0	0,32	480	средняя
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
J ₃	443	542	глина	2,71	30,1	0,01-2,5	50		80	2	0,35	190	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			песок	2,30	30,0				150		0,30	250	сыпучие
			песчаник	2,73	9,2				210	7,0	0,32	480	средняя
J ₁₊₂	542	748	глина	2,71	30,1	0,01-2,5	5		80	2	0,35	190	мягкая
			песчаник	2,30	30,0				150		0,3	250	сыпучие
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
T _{3+2nm}	748	1200	песчаник	2,73	9,2	0,01-2,5	30		210	7,0	0,32	480	средняя
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
T _{2an}	1200	1361	песчаник	2,73	9,2	0,01-2,5	40		210	7,0	0,32	480	средняя
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
T _{1hr}	1361	1448	песчаник	2,73	9,2	19,7	20		210	7,0	0,32	480	средняя
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
T _{1cb}	1448	1687	песчаник	2,73	9,2	0,01-2,5	70		210	7,0	0,32	480	средняя
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость по Шрейнеру кгс/мм ²	Абразивность	Коэф. Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Категория породы по промышл. классификации (твердая, мягкая и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
P ₂	1687	1871	песчаник	2,73	9,2	0,01-0,5	20		210	7,0	0,32	480	средняя
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			глина	2,71	30,1				80	2	0,35	190	мягкая
P _{1k}	1871	1999	глина	2,71	30,1	0,01-2,5	30		80	2	0,35	190	мягкая
			песчаник	2,73	9,2				210	7,0	0,32	480	средняя
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
P _{1ar}	1999	2130	глина	2,71	30,1	2,1	10	50	80	1,5	0,35	190	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			известняк	2,74	9,6				200	3,5	0,31	610	средняя
P _{1(a+s)}	2130	2172	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01	15	50	200	3,5	0,31	610	средняя
			глина	2,71	30,1				80	1,5	0,35	190	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
C ₂₊₃	2172	2262	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01		80	200	3,5	0,31	610	средняя
C _{1s2}	2262	2302	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01		80	200	3,5	0,31	610	средняя
C _{1s1}	2302	2390	ангидрит	2,89	–	0,001-0,01		20	150	3,5	0,33	780	средняя
			доломит	2,83	7,5				300	4,5	0,27	550	твердая
C _{1v2}	2390	2622	ангидрит	2,89	–	0,001-0,01		70	150	3,5	0,33	780	средняя
			доломит	2,83	7,5				300	4,5	0,27	550	твердая
			известняк	2,74	9,6				200	3,5	0,31	610	средняя
C _{1v2}	2622	2692	песчаник	2,73	9,2	0,001-0,01	10		210	7,0	0,32	480	средняя
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
C _{1t}	2692	2802	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01	10	60	200	3,5	0,31	610	средняя
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость по Шрейнеру кгс/мм ²	Абразивность	Коэф. Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Категория породы по промышл. классификации (твердая, мягкая и т.п.)
	от (верх)	до (низ)											
			глина	2,71	30,1				80	1,5	0,35	190	мягкая
D ₃ fm ₂₊₃	2802	3080	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01	15	50	200	3,5	0,31	610	средняя
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
			мергель	2,61	9,1				100	3,0	0,3	110	мягкая
			известняк	2,74	9,6				200	3,5	0,31	610	средняя
D ₃ fm ₁	3080	3330	аргиллит	2,74	9,1	0,001-0,01	10	60	100	3,0	0,33	200	мягкая
			мергель	2,61	9,1				100	3,0	0,3	110	мягкая
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
D ₃ f ₃ (ev+lv)	3330	3605	аргиллит	2,74	9,1	0,001-0,01	30	15	100	3,0	0,33	200	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			мергель	2,61	9,1				100	3,0	0,3	110	мягкая
			известняк	2,74	9,6				200	3,5	0,31	610	средняя
D ₃ f ₃ (src+vt)	3605	3652	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01	5	70	200	3,5	0,31	610	средняя
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
D ₃ f ₂ dm	3652	3725	известняк	2,74	9,6	0,001-0,01		80	200	3,5	0,31	610	средняя
D ₃ f ₂₊₁ (tm+sr)	3725	3900	известняк	2,74	9,1	0,001-0,01	55	7	100	3,0	0,33	200	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			песчаник	2,73	9,2				210	7,0	0,32	480	средняя
			известняк	2,74	9,6				200	3,5	0,31	610	средняя
D ₃ f ₁ d _{zr}	3900	4040	алевролит	2,65	13,2	1,8-5,5	25		100	6,5	0,26	260	мягкая
			аргиллит	2,74	9,1				100	3,0	0,33	200	мягкая
			песчаник	2,73	9,2				210	7,0	0,32	480	средняя
D ₂ zv	4040	4250	аргиллит	2,74	9,1	49,2	25		100	3,0	0,33	200	мягкая
			алевролит	2,65	13,2				100	6,5	0,26	260	мягкая
			песчаник	2,73	9,2				210	7,0	0,32	480	средняя

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы залегания ММП, м		Тип ММП (островная, реликтовая)	Льдистость, %	Наличие (да, нет)			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемлённых) вод	пропластков газогидратов
Q-K ₁	0	350	реликтовая	20	н. д	н. д	н. д	н. д

4.2 НЕФТЕГАЗОВОДОНОСНОСТЬ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.5 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали/по стволу, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мкм ²
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	после дегазации	
Свободная газоносность отсутствует.												

Таблица 4.6 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, мкм ² / (мПа·с)	Содержание, % вес		Свободный дебит, т/сут	Параметры растворённого газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина		газовый фактор, м ³ /м ³	содержание, %		относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа* 10 ⁻⁵	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
T ₁ (I)	1665/1684	1685/1705	Поровый	786	840	0,0197	0,35	2,73	8,0	78,7	отс.	отс.			
P _{1ar}	2040/2072	2052/2085	Поровый	796	850	0,03	0,59	3,08	4,75 ¹⁾	62,6	0,85	2,6	0,769	н. д.	13,1
D _{3dzr}	3903/3980	4005/4082	Порово-трещинн.	687	811	0,005	0,2	27,26	287 ²⁾	221,4	отс.	2,67	1,126	н. д.	23,6
D _{2zv}	4072/4149	4205/4282	Порово-трещинн.	687	814	0,06	0,17	17,73	112 ³⁾	209,98	отс.	1,997	0,987	н. д.	21,1

Примечания:

1. Данные по скважине № 16. Дебит при испытании в интервале 2029-2039 м.
2. Данные по скважине № 301 им. Россихина. Дебит через штуцер 12 мм в интервале 4318,8 – 4325,8; 4353,8 – 4368,8 м.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Порядок подвижность, мкм ² / (мПа·с)	Содержание, % вес		Свободный дебит, т/сут	Параметры растворённого газа							
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина		газовый фактор, м ³ /м ³	содержание, %		относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа* 10 ⁻⁵	давление насыщения в пластовых условиях, МПа		
3. Данные по скважине № 301 им. Россихина. Дебит через штуцер 5 мм в интервале 4518 – 4525 м при депрессии 8,16 МПа.																	

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³ (в стандарт. условиях)	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мкм ²	Химический состав воды в мг-экв/л						Общая минерализация, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)					Анионы			Катионы					
							Cl-	SO ₄ --	HCO ₃ -	Na ⁺ , K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
Q-K	0	443	поров.	н. д.	н. д.	н. д.	405,9-603,8	24,2	1,5-14,8	269,9-413,8	64-144,3	60,1-66	23,5-36,5	ХЛК	нет
J ₁₊₂	542	748	поров.	н. д.	631,8	н. д.	207,30	0,09	2,58	175,79	10,04	20,05	12,90	ХЛК	нет
T ₂₊₃	748	1361/1369	поров.	1011	25,5	н. д.	257,95	0,30	1,30	202,36	9,00	39,92	14,84	ХЛК	нет
T _{1hr}	1361/1369	1448/1459	поров.	1023	н. д.	н. д.	556,48	0,17	0,56	406,29	22,17	120,98	31,90	ХЛК	нет
P ₃₊₂	1687/1707	1871/1897	поров.	1037	н. д.	н. д.	916,10	0,29	2,94	633,38	77,55	203,70	52,57	ХЛК	нет
P _{1(a+s)}	2130/2165	2172/2209	поров.	н. д.	н. д.	н. д.	1511,5	15,24	14,20	1186	48,24	307,00	89,23	ХЛК	нет
C _{1S-C1V}	2262/2302	2692/2747	поров.	1070	н. д.	н. д.	1437	83,20	12,20	1172	88,80	244,20	89,90	ХЛК	нет
D ₃	3245/3319	3852/3929	поров.	1110	н. д.	н. д.	2700	18,3-35,1	0,24-4,6	1816-1824	90,39	691,3-871,6	148,6-156,9	ХЛК	нет
D ₃	4005/4082	4032/4109	поров.	1110	н. д.	н. д.	2700	18,3-35,1	0,24-4,6	1816-1824	90,39	691,3-871,6	148,6-156,9	ХЛК	нет
D _{2zv}	4205/4282	4250/4327	поров.	н. д.	н. д.	н. д.	2722-2749	4,6-14,9	3,1-6,4	1861-2138	131,5-157	475-742	156,2-159,19	ХЛК	нет

Примечание:
1. Тип воды по Сулину: СФН – сульфатонатриевый, ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, ХЛК – хлоркальциевый, ХЛМ – хлормагний.

Таблица 4.8 – Градиенты давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м				Градиенты давления в интервале, кгс/см ² на 10 м						Температура в конце интервала	
	по вертикали		по стволу		пластового	источник получения	гидроразрыва пород	источник получения	горного	источник получения	°С	источник получения
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)								
Q	0	218	0	218	1,00	РСЧ	1,74	РСЧ	2,44	РСЧ	-2,0	РСЧ
K	218	443	218	443	1,00	РСЧ	1,65	РСЧ	2,51	РСЧ	4,5	РСЧ
J ₃	443	542	443	542	1,00	РСЧ	1,72	РСЧ	2,53	РСЧ	11,0	РСЧ
J ₁₊₂	542	748	542	748	1,00	РСЧ	1,73	РСЧ	2,59	РСЧ	17,9	РСЧ
T ₂₊₃	748	1200	748	1203	1,00	РСЧ	1,74	РСЧ	2,63	РСЧ	33,0	РСЧ
T _{2an}	1200	1361	1203	1369	1,00	РСЧ	1,73	РСЧ	2,64	РСЧ	36,0	РСЧ
T _{1hr}	1361	1448	1369	1459	1,00	РСЧ	1,71	РСЧ	2,64	РСЧ	38,0	РСЧ
T _{1cb}	1448	1687	1459	1707	0,97 ¹⁾	РФЗ	1,80	РФЗ	2,65	РФЗ	41,4	РФЗ
P ₂	1687	1871	1707	1897	1,00	РСЧ	1,77	РСЧ	2,66	РСЧ	45,8	РСЧ
P _{1k}	1871	1999	1897	2030	1,00	РСЧ	1,75	РСЧ	2,66	РСЧ	50,0	РСЧ
P _{1ar}	1999	2130	2030	2165	1,10 ²⁾	РФЗ	1,78	РФЗ	2,66	РФЗ	51,7	РФЗ
P _{1a+s}	2130	2172	2165	2209	1,00	РСЧ	1,73	РСЧ	2,66	РСЧ	57,0	РСЧ
C ₂₊₃	2172	2262	2209	2302	1,00	РСЧ	1,75	РСЧ	2,67	РСЧ	61,2	РСЧ
C _{1S2}	2262	2302	2302	2344	1,00	РСЧ	1,75	РСЧ	2,67	РСЧ	61,9	РСЧ
C _{1S1}	2302	2390	2344	2435	1,00	РСЧ	1,73	РСЧ	2,67	РСЧ	64,6	РСЧ
C _{1V2}	2390	2622	2435	2675	1,00	РСЧ	1,74	РСЧ	2,68	РСЧ	67,6	РСЧ
C _{1V1}	2622	2692	2675	2747	1,00	РСЧ	1,81	РСЧ	2,68	РСЧ	70,0	РСЧ
C _{1t}	2692	2802	2747	2861	1,00	РСЧ	1,78	РСЧ	2,69	РСЧ	72,1	РСЧ
D _{3fm2+3}	2802	3080	2861	3149	1,00	РСЧ	1,78	РСЧ	2,69	РСЧ	75,3	РСЧ
D _{3fm1}	3080	3330	3149	3406	1,00	РСЧ	1,77	РСЧ	2,69	РСЧ	81,9	РСЧ
D _{3f3(ev+lv)}	3330	3605	3406	3682	1,00	РСЧ	1,75	РСЧ	2,69	РСЧ	87,9	РСЧ
D _{3f3(src+vt)}	3605	3652	3682	3729	1,00	РСЧ	1,77	РСЧ	2,69	РСЧ	91,6	РСЧ
D _{3f2dm}	3652	3725	3729	3802	1,00	РСЧ	1,76	РСЧ	2,69	РСЧ	95,4	РСЧ
D _{3f2+1(tm+sr)}	3725	3900	3802	3977	1,00	РСЧ	1,78	РСЧ	2,70	РСЧ	98,3	РСЧ
D _{3f1dzr}	3900	4040	3977	4117	1,24 ³⁾	РФЗ	1,90	РФЗ	2,70	РФЗ	104,2	РФЗ
D _{2zv}	4040	4250	4117	4327	1,25 ⁴⁾	РФЗ	1,88	РФЗ	2,70	РФЗ	110,5	РФЗ

Примечания:

1. Начальное пластовое давление согласно таблице ГФХ 16,0 МПа на глубине 1690 м.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м				Градиенты давления в интервале, кгс/см ² на 10 м						Температура в конце интервала	
	по вертикали		по стволу		пластового	источник получения	гидроразрыва пород	источник получения	горного	источник получения	°С	источник получения
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)								
	<p>2. Начальное пластовое давление согласно таблице ГФХ 21,7 МПа на глубине 2020 м.</p> <p>3. Данные по скважине № 301 месторождения им. Россихина. Пластовое давление на глубине 4330 м 538,27 кгс/см².</p> <p>4. Данные по скважине № 441Н месторождения им. Россихина. Пластовое давление на глубине 4746 м составило 58,22 МПа.</p> <p>2. Условные обозначения источника получения градиентов: ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ – расчёт по фактическим замерам в скважинах, РСЧ – расчётное значение.</p>											

4.3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПО РАЗРЕЗУ СКВАЖИНЫ

Таблица 4.9 – Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья до статического уровня, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на 10 м		Степень поглощения	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ		
Q ¹⁾	0	218	6	н. д.	нет	н. д.	н. д.	н. д.	Естественная трещиноватость и кавернозность горных пород. При повышении противодавления на пласт возможно частичное поглощение бурового раствора (превышение скорости СПО, образование сальников, превышение рекомендуемой плотности бурового раствора), отсутствие в ПЖ кольматирующих добавок.
K ²⁾	218	443	3-4	н. д.	нет	н. д.	н. д.	н. д.	
T _{2an} ³⁾	1200/1203	1361/1369	18	н. д.	нет	н. д.	н. д.	н. д.	
P ₂ ⁴⁾	1687/1707	1871/1897	0,3-2,4	н. д.	нет	н. д.	н. д.	н. д.	
P _{1k} - P _{1ar} ⁵⁾	1871/1897	2130/2165	45	н. д.	частичная	н. д.	н. д.	н. д.	
P _{1a+s} - C _{1v2}	2130/2165	2622/2675	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	
C _{1t} - D _{3fm1}	2692/2747	3330/3406	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	
D _{3f3(src+vt)} - D _{3f2dm}	3605/3682	3725/3802	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	
D _{2zv} ⁶⁾	4040/4117	4250/4327	5-10	н. д.	нет	н. д.	н. д.	частичное	

Примечания:

1. Данные по скважине № 354 куста № 5 Хыльчуйского месторождения. Поглощение в интервале 70-120 м интенсивностью 6 м³/ч.
2. Данные по скважине № 60 куста № 5 Хыльчуйского месторождения. Поглощение в интервале 160-272 м интенсивностью 3-4 м³/ч.
3. Данные по скважине № 60 куста № 5 Хыльчуйского месторождения. При спуске ОК поглощение интенсивностью 18 м³/ч на глубине 1300 м.
4. Данные по скважине № 354 куста № 5 Хыльчуйского месторождения. При промывке в интервале 2504-2538 м отмечено поглощение бу-

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья до статического уровня, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на 10 м		Степень поглощения	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ		
<p>рового раствора интенсивностью 0,3-2,4 м³/ч.</p> <p>5. Данные по скважине № 30 куста № 5 Хыльчуйского месторождения. С глубины 2548 м происходило поглощение интенсивностью 45 м³/ч. Поглощение ликвидировано путем закачки кольтационной пачки 22 м³/ч.</p> <p>6. Данные по скважине № 325 месторождения им. Ю. Россихина. Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью 5-10 м³/ч.</p>									

Таблица 4.10 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время начала осложнения, сут	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий (проработка, промывка и т.д.)
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород			
Q-K-J	0	748	н. д.	н. д.	Повышенная водоотдача, пониженная вязкость и СНС бурового раствора. Недолив скважины, падение уровня в скважине в результате недолива	н. д.	Снижение плотности и противодавления бурового раствора на стенки скважины. Ухудшение реологических и фильтрационных характеристик по отношению к проектным. Недостаточная концентрация ингибиторов.	Проработка ствола скважины, промывка, обработка бурового раствора ингибиторами и химреагентами, повышающими его вязкость. Утяжеление бурового раствора.
T	748	1687/ 1707	н. д.	н. д.				
P ₂	1687/ 1707	1871/ 1897	н. д.	н. д.				
P _{1k}	1871/ 1897	1999/ 2030	н. д.	н. д.				
C _{1S1}	2302/ 2344	2390/ 2435	н. д.	н. д.				
C _{1V}	2390/ 2435	2692/ 2747	хлоркалий- вый	1130- 1160				
D _{3f3(ev+lv)}	3330/ 3406	3605/ 3682	н. д.	н. д.				
D _{1dm}	3652/ 3729	3725/ 3802	хлоркалий- вый	н. д.				
D _{3(tm+sr)}	3725/ 3802	3900/ 3977	хлоркалий- вый	1230- 1300				
D _{2zv}	4040/ 4117	4250/ 4327	хлоркалий- вый	1550- 1570				

Таблица 4.11 – Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации НГВП, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)	Мероприятия по предупреждению и ликвидации НГВП
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного			
T _{1(I)}	1665/ 1684	1685/ 1705	нефть с газом	1556	786	786	Уменьшение плотности бурового раствора, недолив скважины при СПО. Снижение противодавления на продуктивный горизонт в связи с катастрофическим поглощением промывочной жидкости.	Пленка нефти, пузырьки газа, переливы бурового раствора на устье скважины, увеличение объема раствора в приемных емкостях.	1. Поддерживать плотность и другие параметры бурового раствора в соответствии с требованиями п.п. 384-387 ПБ НГП. 2. Запрещается отступление от проектной конструкции. 3. Оборудовать устье скважины противобросовым оборудованием. 4. При вскрытии нефтепроявляющих пластов соблюдать требования раздела XXIV ПБ НГП и РД 08-254-98.
P _{1ar}	2040/ 2072	2052/ 2085	нефть с газом	899	796	796			
D _{3dзr}	3903/ 3980	4005/ 4082	нефть с газом	360	687	687			
D _{2zv}	4072/ 4149	4205/ 4282	нефть с газом	0	687	687			

Таблица 4.12 – Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий прихвата
	от (верх)	до (низ)		тип	плотность, кг/м ³	водоотдача, см ³ /30 мин	смазывающие добавки			
К	218	443	Подваливание неустойчивых пород	н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	да	Несоблюдение регламентированных показателей промывки скважины и параметров бурового раствора. Наличие в разрезе скважины склонных к неустойчивости горных пород.	Расхаживание, подъем с промывкой и выкручиванием бурильного инструмента, обработка бурового раствора смазывающими добавками и ингибиторами, ограничение производительности буровых насосов, поддержание проектных параметров бурового раствора. Установка нефтяных, кислотных ванн.
J ₁₊₂	542	748		н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	да		
T-P	748	2172/ 2209		н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	да		
C ₂₊₃	2172/ 2209	2262/ 2302		KCl	1120- 1140	6,0- 9,0	н. д.	да		
C _{1S1}	2302/ 2344	2390/ 2435		Megadrill	1210	н. д.	н. д.	да		
C _{1V}	2390/ 2435	2692/ 2747		KCl	1130- 1160	6,0- 8,0	н. д.	да		
D _{3f3} (ev+lv)	3330/ 3406	3605/ 3682		н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	да		
D _{3f2dm}	3652/ 3729	3725/ 3802		KCl	1170- 1230	6,0- 8,0	н. д.	да		
D _{3fidzr}	3900/ 3977	4040/ 4117		н. д.	н. д.	н. д.	н. д.	да		
D _{2zv}	4040/ 4117	4250/ 4327		KCl	1300- 1570	4,0- 6,0	н. д.	да		

Таблица 4.13 – Текучие породы

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, кг/м ³	Условия возникновения
	от	до			

Текучие породы в разрезе скважины отсутствуют.

Таблица 4.14 – Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (по вертикали/ по стволу), м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перегиб ствола, искривление, грифообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q-K	0	350	Растепление ММП	Условия возникновения: нарушение температурного равновесия в системе "скважина-ММП", несоответствие параметров и состава бурового раствора регламентируемым значениям. Для предотвращения осложнений в качестве промывочных агентов следует применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные растворы с регулируемым содержанием твердой фазы. При креплении необходимо применять цемент для низких и нормальных температур с добавлением ускорителя схватывания, а также специальные незамерзающие буферные жидкости.
P _{1ar}	2040/ 2072	2052/ 2085	Сероводородная агрессия	Условия возникновения: снижение противодавления на продуктивный горизонт и отсутствие (или недостаточное количество) нейтрализатора сероводорода в буровом растворе. Для предотвращения осложнений: контроль над параметрами бурового раствора на выходе – изменение плотности, вязкости, наличие газопоказаний, контроль за общим объемом промывочной жидкости в приемных емкостях. Обработка бурового раствора нейтрализаторами сероводорода.

4.4 ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ

Таблица 4.15 – Отбор керн (боковой и забойный), шлама

Отбор керн			Отбор шлама			
интервал (по вертикали/ по стволу), м			технические средства	интервал (по вертикали/ по стволу), м		частота отбора, м
от (верх)	до (низ)	метраж отбора керн		от (верх)	до (низ)	
3903/ 3980	4011/ 4088	108	Security DBS	441	1997/ 2028	2-5
4067/ 4144	4210/ 4287	143	Security DBS	1997/ 2028	4250/ 4327	1-2
4241/ 4318	4250/ 4327	9	Security DBS			
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможно использование других керноотборочных снарядов, обладающих аналогичными характеристиками и обеспечивающих 100 % вынос керн. 2. При отборе керн обязательно применение безопасного переводника и многоразовой антизаклиночной системы. 3. Подрядчик по отбору керн должен иметь гамму различных дизайнов бурголовок для обеспечения оптимальной скорости отбора керн. 4. Интервалы отбора керн уточняются геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». При наличии УВ по керну, отбор керн не прекращается, по согласованию с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». 						

Таблица 4.16 – Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб записи	Замеры и отборы производятся		
		на глубине, м	в интервале, м	
			от (верх)	до (низ)
Открытый ствол				
Инклинометрия	Согласно таблице 6.4			
ПС, КС, БК ²⁾ , ГК, КВ+ПР, резистивиметрия, термометрия	1:500	443	30	443
ПС, КС, БК ²⁾ , ГК, НК ^{2,3)} , КВ+ПР, ГГКп ²⁾ , АК ²⁾ , резистивиметрия, термометрия	1:500	961	443	961
ИК ⁴⁾ , ГК, НК ^{2,3)} , КВ+ПР, ГГКп ²⁾ , АК ²⁾ , термометрия	1:500	1871	961	1871
ПС, КС, БК ²⁾ , ГК, НК ^{2,3)} , КВ+ПР, ГГКп ²⁾ , АКШ ²⁾ , резистивиметрия, термометрия	1:500	3725	1871	3725
ПС, КС, БК ²⁾ , ГК, НК ^{2,3)} , КВ+ПР, ГГКп ²⁾ , резистивиметрия, термометрия	1:500	3903	3725	3903
БКЗ, МК, БМК, многозондовый БК, КВ+ПР, СГК, НК ^{2,3)} , ГГКлп ²⁾ , МВДК ⁵⁾ , резистивиметрия, термометрия, электрический микросканер, ЯМК	1:200	4250	3853	4250
Кросс-дипольный АКШ	1:200	4250	3725	4250
Обсаженный ствол				
АКЦ с ФКД, ЦМ, ОЦК, ГК, ЛМ	1:500	443	0	443
		961	0	961
		1871	0	1871
		3725	0	3725
АКЦ с ФКД, ГГДТ, ОЦК, ЛМ, ГК	1:500	4250	3625	4250
ГК, ЛМ, барометрия, термометрия (для привязки интервалов перфорации, контроль перфорации до и после)	1:200	+/- 50м от интервала перфорации		
ПГИ при освоении (высококочувствительная термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия, СТИ, механическая расходометрия, ГК, ЛМ)	1:200	+/- 50м от интервала перфорации		
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> Интервалы и объём исследований корректируются геологической службой заказчика с учётом фактического разреза скважины, данных ГТИ и др. Возможна корректировка интервалов проведения ГИС после уточнения глубин спускаемых колонн. Предусмотреть использование приборов, обеспечивающих качественную регистрацию методов БК, ИК, НК, АКШ, ГГКп. При регистрации НК необходимо обеспечить применение двухзондовой компенсированной аппаратуры ННК-Т с надлежащей метрологией, отвечающей современным требованиям изучения карбонатных и терригенных коллекторов. Предусмотреть использование приборов, обеспечивающих качественную регистрацию данных в скважинах на РУО. МВДК проводится по решению Заказчика Исследования по определению качества цементирования хвостовика проводить при освоении скважины. 				

Таблица 4.17 – Испытание (опробование) пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Испытание (опробование) пластоиспытателем на трубах			Опробование ГДК-ОПК (МДТ)		
	вид операции	интервал (по вертикали/ по стволу), м	количество циклов промывки после проработки	интервал (по вертикали/ по стволу), м		количество проб, м
				от (верх)	до (низ)	
D3dzt	Испытание КИИ не предусмотрено заданием на проектирование.			3903/ 3980	4005/ 4082	5 пробы ОПК 25 точек ГДК
D2zv				4072/ 4149	4205/ 4282	

Примечания:

1. Необходимость проведения исследований ГДК-ОПК (МДТ) определяются геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

2. Интервалы испытания в открытом стволе уточняются геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в зависимости от фактического вскрытого разреза.

Таблица 4.18 – Прочие виды исследований

Наименование работ	Масштаб	Интервал (по вертикали/ по стволу), м
Технологические исследования	–	30-4250/ 4327
Геолого-технологические исследования	–	443-4250/ 4327
Газовый каротаж	–	443-4250/ 4327
Удаленный мониторинг бурения с видеоконтролем	–	0-4250/ 4327
Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)	1:500	0-4250/ 4327
MWD (телесистема с гидравлическим каналом связи)	–	443-4250/ 4327
LWD (ГК)	–	3725/ 3802-4250/ 4327
Исследования керна	–	согласно таблице 4.18.1
Исследования пластовых флюидов	–	согласно таблице 4.18.2
Примечания: 1. Проведение ВСП по решению ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». 2. Состав модулей LWD может быть уточнён геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».		

Таблица 4.18.1 – Исследования керна

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Ед. изм.	Объем работ
Литолого-стратиграфические исследования			
1	Профильные замеры СГК и плотности на колонке керна	м	261
	Измерение профильной газопроницаемости колонки керна		
	Фотографирование колонки керна или срезов в дневном и ультрафиолетовом свете		
	Детальное описание керна		
2	Петрографический анализ стандартных шлифов (изготовление и описание)	шлиф	245
	Петрографическое описание больших шлифов с характеристикой пустотного пространства		25
	Фотографирование окрашенных шлифов		25
3	Споро-пыльцевой анализ	образец	90
4	Минералогический анализ	образец	41
	Рентгеноструктурный анализ пород и глинистых минералов по керну		
5	Определение карбонатности (кальцит, доломит) и нерастворимого остатка	образец	-
Петрофизические исследования			
Лабораторные анализы образцов стандартного размера			
1	Определение открытой пористости.	образец	760
2	Определение объёмной и минералогической плотности (расчётным методом)		
3	Определение газопроницаемости параллельно напластованию		
4	Определение газопроницаемости перпендикулярно напластованию	образец	-
5	Водо-, нефтенасыщенность парафинированного керна	образец	50
6	Определение общей пористости с учетом внешних каверн	образец	216
7	Определение смачиваемости по ОСТ до и после капилляриметрии	образец	50
8	Определение остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии	образец	216
9	Определение пористости в пластовых условиях	образец	216
10	Определение УЭС полностью водонасыщенных образцов в атмосферных и пластовых условиях		
11	Скорость продольных и поперечных волн в атмосферных и пластовых условиях. Упругие свойства пород.		
12	Определение УЭС при переменной насыщенности образца (не менее 5 ступеней) моделируемой капилляриметрическим методом.	образец	216
13	Определение эффективной газопроницаемости на образцах с остаточной водонасыщенностью		
Лабораторные анализы образцов полноразмерного керна			
1	Определение объёмной и минералогической плотности (расчётным методом)	образец	131
2	Определение открытой пористости		
3	Определение проницаемости (горизонтальной, под углом 90 градусов, вертикальной)		
4	Определение общей пористости с учётом внешних каверн	образец	39

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Ед. изм.	Объем работ
5	Определение пористости в пластовых условиях	образец	50
6	Определение УЭС полностью водонасыщенных образцов в атмосферных и пластовых условиях.	образец	39
7	Скорость продольных и поперечных волн в атмосферных и пластовых условиях. Упругие свойства пород.		
Физико-гидродинамические исследования			
1	Определение коэффициентов вытеснения в системе нефть-вода	образец/ модель	Для отложений D _{3dzr} : по 5 полноразмерных и 8 стандартных образцов; 3-4 составные модели. Для отложений D _{2zv} : 5 полноразмерных и 8 стандартных образцов; 2-3 составные модели.
2	Определение фазовых проницаемостей		

Таблица 4.18.2 – Лабораторные исследования пластовых флюидов

Наименование исследования, анализа	Ед. изм.	Количество проб на 1 объект
Анализ нефти:	проба	3
а) фракционно-компонентный		
б) углеводородный		
в) разгонка		
г) полный	3	
Анализ глубинных проб нефти (каждая проба – 3 пробоотборника)	проба	3
Анализ растворенного газа	проба	1
Химический анализ воды	проба	3
Анализ проб ОПК (при проведении ХРТ/ МДТ) по комплексу Б, согласно ОСТ 153-39.2-048-2003.	проба	13

4.5 РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ (ОСВОЕНИЮ) СКВАЖИНЫ, СВЕДЕНИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Таблица 4.19 – Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс стратиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта (по вертикали/ по стволу), м		Интервал установки цементного моста (по вертикали/ по стволу), м		Тип конструкции продуктивного забоя	Тип установки для испытания (освоения)	Пласт фонтанирующий	Количество режимов (штуцеров) испытания, шт.	Диаметр штуцеров, мм	Последовательный перечень операций вызова потока или освоения скважины: смена раствора на воду, смена раствора на нефть, смена воды на нефть, аэрация	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							максимальное снижение уровня по вертикали, м	плотность жидкости, кг/м ³
D _{2zv}	1	4125/ 4202	4175/ 4252	4115/ 4192	4185/ 4262	цемент колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12,14	бур. раствор – раствор хлористого кальция, УЭГИС, СКО, КГРП	1000	1310
D _{2zv}	2	4072/ 4149	4105/ 4182	4062/ 4139	4115/ 4192	цемент колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12,14	бур. раствор – раствор хлористого кальция, УЭГИС, СКО, КГРП	1000	1310
D _{3dзr}	3	3953/ 4030	3985/ 4062	3943/ 4020	3995/ 4072	цемент колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12,14	бур. раствор – раствор хлористого кальция, УЭГИС, СКО, КГРП	1000	1300
D _{3dзr}	4	3903/ 3980	3933/ 4010	3893/ 3970	3943/ 4020	цемент колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12,14	бур. раствор – раствор хлористого кальция, УЭГИС, СКО, КГРП	1000	1300

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Номер объек- та (снизу вверх)	Интервал за- легания объ- екта (по вер- тикали/ по стволу), м		Интервал уста- новки цемент- ного моста (по вертикали/ по стволу), м		Тип кон- струкции продук- тивного забоя	Тип уста- новки для испытания (освоения)	Пласт фонта- ниру- ющий	Коли- чество режи- мов (шту- церов) испы- тания, шт.	Диа- метр штуце- ров, мм	Последовательный пере- чень операций вызова при- тока или освоения скважи- ны: смена раствора на во- ду, смена раствора на нефть, смена воды на нефть, аэрация	Опорожнение колонны при испытании (освоении)	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- мальное сниже- ние уровня по вер- тикали, м	плот- ность жид- кости, кг/м ³
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Режим испытания и интервалы перфорации уточняются Геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» по результатам ПГИ. 2. Плотность жидкости освоения уточняется по результатам замеров фактических пластовых давлений (ГДК/ОПК и т.п.). 3. Возможна изоляция интервалов перфорации пакером ВП, ВПШ с заливкой цементом желонками. 4. Возможна утилизация жидкости путём сжигания на горелках. 5. Замер дебита производится замерной установкой. 													

Таблица 4.20 – Работы по перфорации эксплуатационной колонны при испытании (освоении)

Номер объекта а (см. табл. 4.19)	Перфорационная среда		Мощность объекта освоения, м	Вид перфорации: кумулятивная, пулевая, снарядная, гидropескоструйная, гидроструйная	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.	Количество одновременно запускаемых зарядов, шт.	Количество спусков перфоратора	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ (да, нет)	Насадки для гидроструйной перфорации	
	вид: буровой раствор, нефть, вода	плотность, кг/м ³								диаметр, мм	кол-во, шт.
1	раствор хлористого кальция	1310	50	кумулятивная	ПКТ73	20	1000	1	да	–	–
2	раствор хлористого кальция	1310	33	кумулятивная	ПКТ73	20	660	1	да	–	–
3	раствор хлористого кальция	1300	32	кумулятивная	ПКТ73	20	640	1	да	–	–
4	раствор хлористого кальция	1300	30	кумулятивная	ПКТ73	20	600	1	да	–	–

Примечания:

1. Мощность перфорации приведена по стволу.
2. Режим перфорации, тип перфоратора уточняется геологической службой Заказчика.
3. Плотность перфорационной среды уточняется по результатам замеров фактических пластовых давлений (ГДК/ОПК и т.п.).

Таблица 4.21 – Интенсификация притока пластового флюида или повышение приемистости пласта в нагнетательной скважине

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: солянокислотная обработка, установка кислотной ванны и другие операции, выполняемые по местным нормам	Кол-во операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера (по вертикали/ по стволу), м
1	Солянокислотная обработка	1	1310	15,0	15	4120/ 4197
	Гидроразрыв пласта	1	1310	95,0 (забойное давление до 91,2)	15	3625/ 3702

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название процесса: солянокислотная обработка, установка кислотной ванны и другие операции, выполняемые по местным нормам	Кол-во операций, установок, импульсов, спусков перфоратора	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³	Давление на устье, МПа	Температура закачиваемой жидкости, °С	Глубина установки пакера (по вертикали/по стволу), м
2	Солянокислотная обработка	1	1310	15,0	15	4067/ 4144
	Гидроразрыв пласта	1	1310	95,0 (забойное давление до 91,2)	15	3625/ 3702
3	Солянокислотная обработка	1	1300	15,0	15	3948/ 4025
	Гидроразрыв пласта	1	1300	95,0 (забойное давление до 106,4)	15	3625/ 3702
4	Солянокислотная обработка	1	1300	15,0	15	3998/ 3975
	Гидроразрыв пласта	1	1300	95,0 (забойное давление до 106,4)	15	3625/ 3702

Примечания:

1. Виды и режимы интенсификации притока уточняются геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
2. Для проведения кислотных обработок предусмотреть применение пакера ПРО-ЯМОЗ-ЯГ2-100-40-1000-Т100-К3 или аналогов. Глубина установки пакера уточняется геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».
3. При выполнении ГРП предусмотрено использование стингера (УГРХ) с установкой в голове хвостовика диаметром 127 мм.
4. Указано максимальное допустимое устьевое давление при ГРП, рассчитанное по гидростатическому перепаду, без гидродинамических потерь на трение, с учётом нормативного коэффициента запаса прочности на внутреннее давление для обсадной колонны. При составлении дизайна ГРП следует определить допустимое устьевое давление ГРП с учётом величины гидродинамических потерь на трение. В процессе проведения ГРП допустимое устьевое давление принять как сумму гидростатического давления и рассчитанных гидродинамических потерь на трение. Расчёт давлений при ГРП представлен в п. 9 Крепление скважины.

Таблица 4.22 – Дополнительные работы при испытании (освоении)

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Название работ: промывка песчаной пробки; повышение плотности бурового раствора до; повторение понижения уровня азаций; темпер. прогрев колонны (при освоении газового объекта); виброобработка объекта; частичное разбуривание цементного моста; другие дополнительные работы, выполняемые по местным нормам	Единица измерения	Кол-во	Местные нормы времени, сут.
Дополнительные работы при испытании скважин не предусматриваются.				

Таблица 4.23 – Данные по эксплуатационным объектам

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Плотность жидкости в колонне, кг/м ³		Пластовое давление на период поздней эксплуатации, МПа	Максимальный динамический уровень при эксплуатации, м	Установившаяся при эксплуатации температура, °С		Данные по объекту, содержащему свободный газ		Заданный коэффициент запаса прочности на смятие в фильтровой зоне
	на период ввода в эксплуатацию	на период поздней эксплуатации			в колонне на устье скважины	в эксплуатационном объекте	длина столба газа по вертикали, м	коэффициент сжимаемости газа в стволе скважины	
1	697	814	н. д.	н. д.	н. д.	110,5	–	–	1,15
2	697	814	н. д.	н. д.	н. д.	110,5	–	–	1,15
3	697	811	н. д.	н. д.	н. д.	104,2	–	–	1,15
4	697	811	н. д.	н. д.	н. д.	104,2	–	–	1,15

Таблица 4.24 – Дополнительные данные для определения продолжительности испытания (освоения) скважины

Номер объекта (см. табл. 4.19)	Относится ли к объектам, которые (да, нет)		Для эксплуатационных скважин предусмотрено ли (да, нет)		Работа по испытанию проводится в одну, две или три смены	Требуется ли исключить из состава основных работ (да, нет)			
	при мощности до 5 м представлены пропластками	при мощности до 6 м имеют подошвенную воду	задавка скважины через НКТ	использование норм по ССНВ для разведочных скважин		вызов притока в нагнетательной скважине	гидрогазодинамические исследования в эксплуатационной скважине	освоение, очистку и гидрогазодинамические исследования	шаблонирование обсадной колонны
1	нет	нет	да	нет	в две смены по 12 ч	да	нет	нет	нет
2, 3, 4	нет	нет	да	нет	в две смены по 12 ч	да	нет	нет	да

Таблица 4.25 – Сведения об условиях эксплуатации скважины

Данные о способах эксплуатации			Срок перевода скважины в нагнетательную от начала эксплуатации, год	Максимальные габаритные размеры спускаемых инструментов и приборов при освоении и эксплуатации скважины		Коррозия		Глубина установки пакера (по вертикали/ по стволу), м	Жидкость за НКТ	
Название (фонтанный, ШГН, ЭЦН, газлифтный)	Период от начала эксплуатации, год			глубина (по вертикали/ по стволу), м	диаметр, мм	вид (сероводородная, сульфидная и пр.)	активность пластового флюида, мм/год		тип	плотность кг/м ³
	от	до								
Фонтанный (уточняется по результатам испытаний)	2024	–	–	4240/ 4317	101,6	общая	н. д.	над кровлей эксплуатируемого объекта	раствор хлористого кальция	в соответствии с п. 387 ПБ НПП

Таблица 4.26 – Данные по нагнетательной скважине

Индекс stratиграфического подразделения	Номер объекта (снизу вверх)	Интервал залегания объекта нагнетания, м		Название (тип) нагнетаемого агента (вода, нефть, газ, пар и т.д.)	Режим нагнетания					Пакер		Жидкость за НКТ	
		от (верх)	до (низ)		плотность жидкости, кг/м ³	относительная по воздуху плотность нагнетаемого газообразного агента	интенсивность нагнетания, м ³ /сут	давление на устье, МПа	температура нагнетаемого агента, °С	шифр	глубина установки, м	тип	плотность, кг/м ³
Перевод скважины в нагнетательную не предусмотрен.													

Таблица 4.27 – Сведения об осложнениях по пробуренным скважинам-аналогам

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
30	Хыльчужское	1846	2018	$P_{1k} - P_{1ar}$	Поглощение бурового раствора	При промывке на глубине 2330 м отмечено поглощение бурового раствора объемом 8 м ³ . В интервале 2548-2554 м отмечено поглощение интенсивностью до 45 м ³ /ч. Плотность бурового раствора при поглощении составляла 1,3-1,4 г/см ³ .
		1380	1820	P_2	Неустойчивость ствола скважины	Во время спуска на забой (2300 м) получены посадки с последующей принудительной проработкой в интервале 1655-2300 м. Во время проработки наблюдался обильный выход обвального шлама, представленного песчаником 50 %, глиной 35 %, алевролитом 10 %, аргиллитом 5 %. Параметры бурового раствора Megadrill: $\rho = 1,36$ г/см ³ , $\Phi = 3,2$ см ³ /30 мин, пластическая вязкость = 50 сПз.
56	Хыльчужское	1969	2062	P_{1ar}	Поглощение бурового раствора	После спуска ОК на забое провели промывку, при этом открылось поглощение раствора. С начала поглощения до момента обнаружения потери 16 м ³ . Снижение производительности. Промывка 2-3 л/с, уровень стабильный. При увеличении расхода до 5 л/с поглощение до 3-4 м ³ /ч, при расходе 8 л/с - 6 м ³ /час. Закачка в скважину кольматирующей пачки, потери 2 м ³ .
60	Хыльчужское	170	440	Q-K	Поглощение бурового раствора	Отмечено частичное поглощение бурового раствора в интервале 170-440 метров интенсивностью до 6-10 м ³ /ч. Плотность бурового раствора при поглощении 1,11-1,14 г/см ³ .
		935	1919	T_2-P	Поглощение бурового раствора	С глубины 1460 м увеличение фильтрации бурового раствора до 300 л/ч, при снижении производительности насосов до 32 л/с, фильтрация 100-200 л/ч. С глубины 1585 м увеличение фильтрации до 0,4 м ³ /ч, при

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
351	Хыльчуйское	35	130	Q	Поглощение бурового раствора	снижении производительности до 30 л/с, фильтрация 0,1-0,2 м ³ /ч. Приготовление кольматирующей пачки 8 м ³ с МК-400 концентрацией 150 кг/м ³ . Во время спуска ОК фиксировались частичные поглощения раствора максимальной интенсивностью 10 м ³ /ч, прокачивались кольматирующие пачки с использованием МК 400 - 100 кг/м ³ , МК 700 - 100 кг/м ³ , MICA FINE 35 кг/м ³ , MICA MEDIUM - 20 кг/м ³ .
		504	805	J ₃ -T ₃	Посадки, затяжки	При бурении секции под промежуточную колонну на глубинах 504, 546, 629, 734, 791, 822 м отмечены посадки инструмента до 4-5 тонн. Параметры полимерглинистого бурового раствора с инкапсулятором: ρ = 1,1-1,15 г/см ³ , Φ = 5,6-6,0 см ³ /30 мин, рН = 8,5-9,5.
		1140	1752	T ₃ -P ₂	Посадки, затяжки, неустойчивость ствола скважины	При бурении секции под эксплуатационную колонну на глубинах 1664, 1740, 1675, 1382, 1356, 1320, 1348, 1711, 1989, 2000, 2014, 2043, 2171, 2309 м отмечены посадки и затяжки бурильного инструмента до 5-10 тонн. При промывках наблюдался выход обвального шлама, представленного аргиллитом и алевролитом. Отмечено, что при больших зенитных углах плотности 1,3 г/см ³ недостаточно для поддержания устойчивости ствола скважины в интервалах залегания аргиллитов. Параметры инвертно-эмульсионного бурового раствора: ρ = 1,26-1,30 г/см ³ , Φ = 2,0-3,4 см ³ /30 мин, ЭС = 390-470 В, пластическая вязкость = 33-38 сПз.
353	Хыльчуйское	1306	1343	T ₃ -T ₁	Посадки, затяжки, неустойчивость ствола	На глубине 1460 м получили посадку инструмента до 6 т. При проработке интервалов затяжек и посадок на

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
					скважины	глубинах 1460-1506 м отмечен выход обвального шлама, представленного аргиллитами. Параметры инвертно-эмульсионного бурового раствора: $\rho = 1,12 \text{ г/см}^3$, $\Phi = 2,0-3,8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, ЭС = 410-450 В, пластическая вязкость = 19-34 сПз.
354	Хыльчуйское	246	381	K ₁	Затяжки, посадки бурильного инструмента	При бурении секции под кондуктор на глубинах 381, 359, 348, 334, 327, 298, 246 м отмечались затяжки бурильного инструмента. Параметры полимерглинистого бурового раствора: $\rho = 1,14 \text{ г/см}^3$, $\Phi = 6,4-6,8 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, пластическая вязкость = 16-17 сПз, рН = 8,5-12, МВТ=63 кг/м ³ .
		1760	1765	P ₂	Поглощение бурового раствора	При промывке в интервале 2504-2538 м отмечено поглощение бурового раствора интенсивностью 0,3-2,4 м ³ /ч. Плотность бурового раствора при поглощении 1,35 г/см ³ .
		1758	1770	P ₂	Затяжки, посадки бурильного инструмента	При бурении секции под хвостовик на глубинах 2550, 2541, 2555, 2991 м отмечены посадки и затяжки до 7-13 тонн. Параметры инвертно-эмульсионного бурового раствора: $\rho = 1,11 \text{ г/см}^3$, $\Phi = 3,0-4,0 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, ЭС = 410-430 В, пластическая вязкость = 18-24 сПз.
318	Им. Ю. Россихина	2576	2629	C _{1s}	Прихват бурильного инструмента	Во время спуска КНБК с проработкой до глубины 3049 м. После наращивания получена посадка 9 т. Вращения ВСП при крутящем моменте 32 кН*м нет, инструмент потерял подвижность.
313	Им. Ю. Россихина	2273	2460	P _{1ar} - C ₃	Поглощение бурового раствора, затяжки, посадки	Во время шаблонировки до планового забоя 2565 м на глубине 2370 м отмечено поглощение бурового раствора интенсивностью до 20 м ³ /ч, ликвидация поглощения кольматационными пачками и дальнейшая проработка со сниженной подачей насосов (15 л/с) положительного результата не дала, свободное хождение

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
						компоновки отсутствует.
		941	2247	T _{3+2nm} - P _{1k}	Затяжки, посадки бурильного инструмента	Бурение в интервале 2245-2247 м, подъем в интервале 2247-1700 м (чисто), далее подъем с затяжками до 8 т. После смены ВЗД при спуске с глубины 950 м получены посадки
325	Им. Ю. Россихина	-	4566	D _{2zv}	Поглощение бурового раствора	Частичное поглощение бурового раствора с интенсивностью 5-10 м ³ /ч.
327	Им. Ю. Россихина	861	951	J ₁₊₂ - T _{2+3nm}	Затяжки бурильного инструмента	После промывки, подъем инструмента на смену КНБК (в интервале 951-861 м затяжки до 20 т. Раствор «Оптима» плотностью 1,18 г/см ³
440	Им. Ю. Россихина	4016	4036	D _{3f3} (ev+lv)	Прихват бурильного инструмента	Прихват КНБК при спуске. Освобождение КНБК в интервале 4184-4204 м.
		4415	4572	D _{3fidzr} - D _{2zv}	Затяжки бурильного инструмента	При подъеме инструмента затяжки до 4 т в интервале 4740-4583 м, затяжка 8 т на глубине 4612 м.
441Н	Им. Ю. Россихина	-	3984	D _{3f3} (ev+lv)	Прихват геофизического прибора	При спуске ГК, КНК посадка приборов на глубине 4200 м, при подъеме затяжка до 2,6 т. При неоднократных попытках расхаживания освободить прибор не удалось.
321	Им. Ю. Россихина	2738	2748	C _{1s1}	Прихват бурильного инструмента	При подъеме инструмента на глубине 2823 м затяжки 10-15 т, расхаживание, проработка в интервале 2823-2812 м. Режим: P=70-80 атм, Q=5-7 л/с, затяжки, посадки 15-20 т, рост давления, потеря подвижности инструмента. ρ = 1,21 г/см ³
301а	Им. Ю. Россихина	1349	1358	T _{2an}	Поглощение бурового раствора	При бурении в интервале 1354-1363 м произошло поглощение бурового раствора объемом 16 м ³ . Q=52 л/с, ρ = 1,16 г/см ³
321 (БС)	Им. Ю. Россихина	4558	4561	D _{2zv}	Поглощение бурового раствора	При бурении на глубине 4790-4793 м была повышенная инфильтрация, интенсивностью 0,5 м ³ /ч. Общий объем инфильтрации составил 1,5 м ³ . ρ = 1,28 г/см ³

Номер скважины	Площадь (месторождение)	Интервал осложнения, м		Индекс стратиграфического подразделения	Вид осложнения	Условия возникновения (тип и параметры бурового раствора глубина спуска предыдущей колонны, диаметр ствола и т.д.)
		от (верх)	до (низ)			
22 (БС)	Восточно-Сарутаюское	4031	4052	D3f3(src+vt)	Поглощение бурового раствора	При бурении на глубине 4037,6 м открылось поглощение интенсивностью 6 м ³ /ч, на глубине 4037,7 м поглощение интенсивностью 36 м ³ . На протяжении бурения интервала 4037,7-4059 м наблюдались высокоинтенсивные поглощения, вплоть до полной потери циркуляции. Раствор $\rho = 1,24-1,25$ г/см ³
		4052	4104	D3f2dm		При бурении интервала 4059-4117 м интенсивность поглощения 1-3 м ³ /ч. Раствор $\rho = 1,1-1,13$ г/см ³

5 КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

Выбор конструкции скважины основан на опыте бурения скважин на Хыльчуйском месторождении и месторождениях-аналогах (им. Ю. Россихина, Восточно-Сарутаюское).

Таблица 5.1 – Характеристика и устройство шахтового направления

Наружный диаметр, мм	Длина, м	Марка (группа прочности) материала	Толщина стенки, мм	Масса, т	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Подготовка шахты или ствола, спуск и крепление направления
Устройство шахтового направления не предусмотрено.						

5.1 ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Таблица 5.2 – Обоснование конструкции скважины

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны или открытый ствол	Диаметр долота, мм	Диаметр колонн, мм	Интервал спуска по вертикали/ по стволу, м	Интервал подъема тампонажного раствора за колонной, м	Назначение обсадных колонн, обоснование выбора секционности, глубины спуска колонны и способа цементирования
1	Направление	900,0	630,0	0-30	0-30	Сохранность насыпной площадки и поверхностного грунта, обвязка циркуляционной системы.
2	Кондуктор	508,0	425,5	0-443	0-443	Перекрытие интервала залегания ММП и песков Меловой системы. Установка противовыбросового оборудования.
3	I Промежуточная	393,7	323,9	0-961	0-961	Изоляция интервалов залегания неустойчивых глинистых пород. Предотвращение гидроразрыва пород при НГВП.
4	II Промежуточная	295,3	244,5	0-1871/ 1897	0-1871/ 1897	Изоляция интервалов залегания неустойчивых глинистых и углистых пород.
5	Эксплуатационная	219,1	177,8	0-3725/ 3802	0-3725/ 3802	Изоляция интервалов возможных поглощений Пермской и Девонской систем. Разобщение интервалов с несовместимыми условиями (с нижележащими интервалами неустойчивых пород). Предотвращение гидроразрыва пород при НГВП
6	Хвостовик	152,4	127,0	3625/ 3702- 4250/ 4327	3625/ 3702- 4250/4327	Перекрытие необсаженной части ствола скважины для последующей перфорации продуктивных интервалов и проведения испытания.

Примечание - Глубина спуска обсадных колонн уточняется по фактическому вскрытому стратиграфическому разрезу скважины.

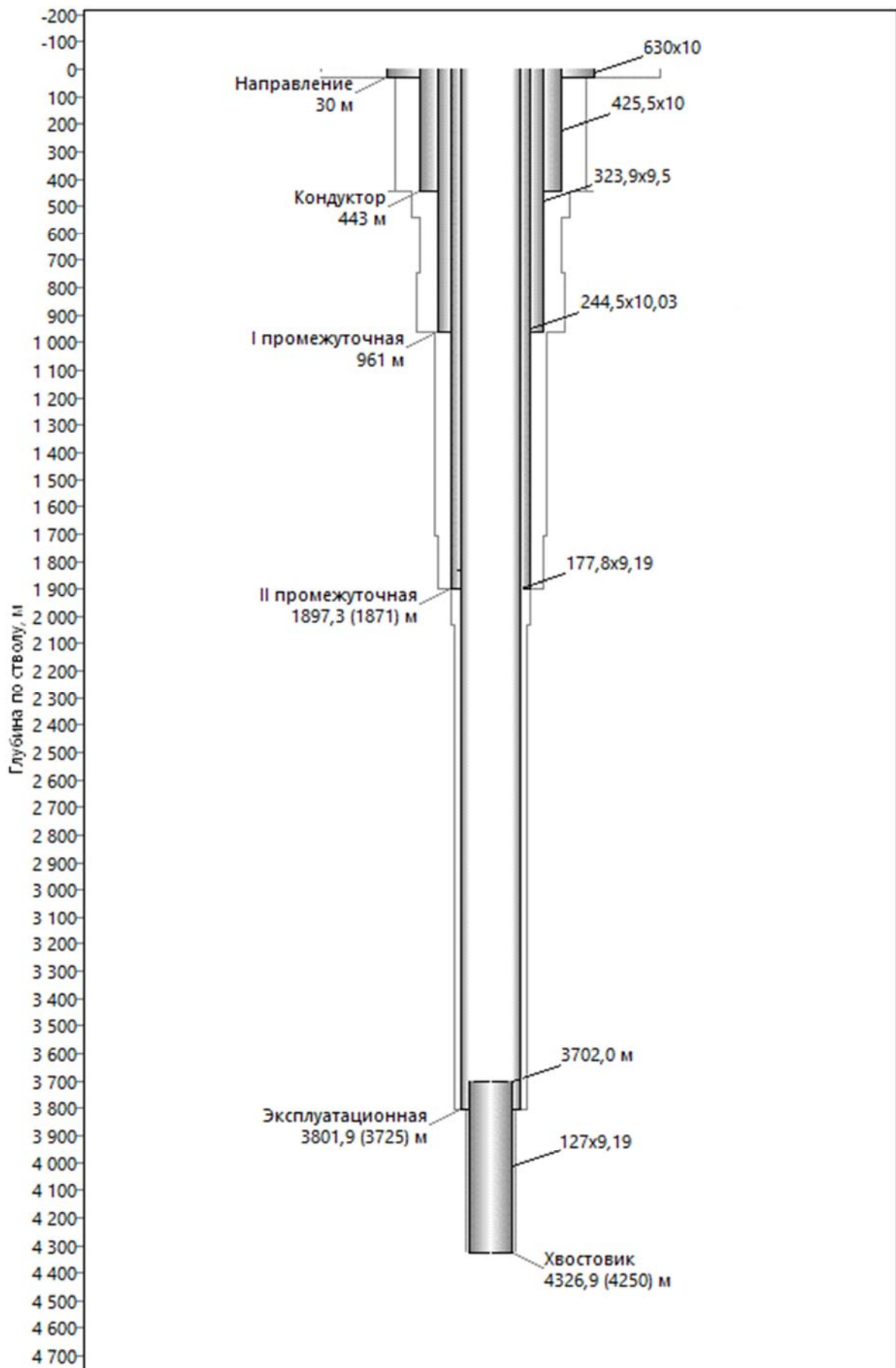


Рисунок 5.1 – Схема конструкции скважины

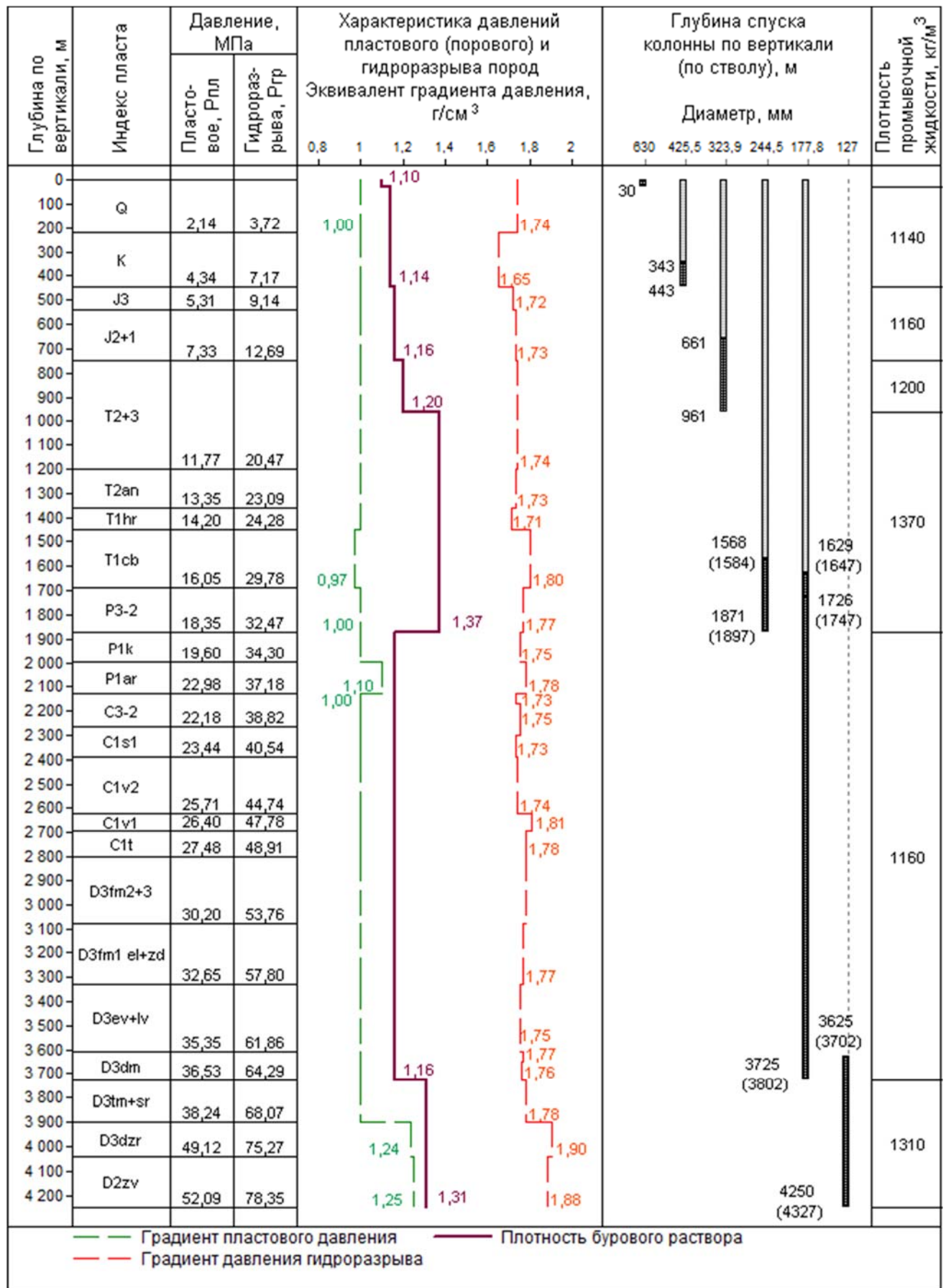


Рисунок 5.2 – График совмещенных давлений

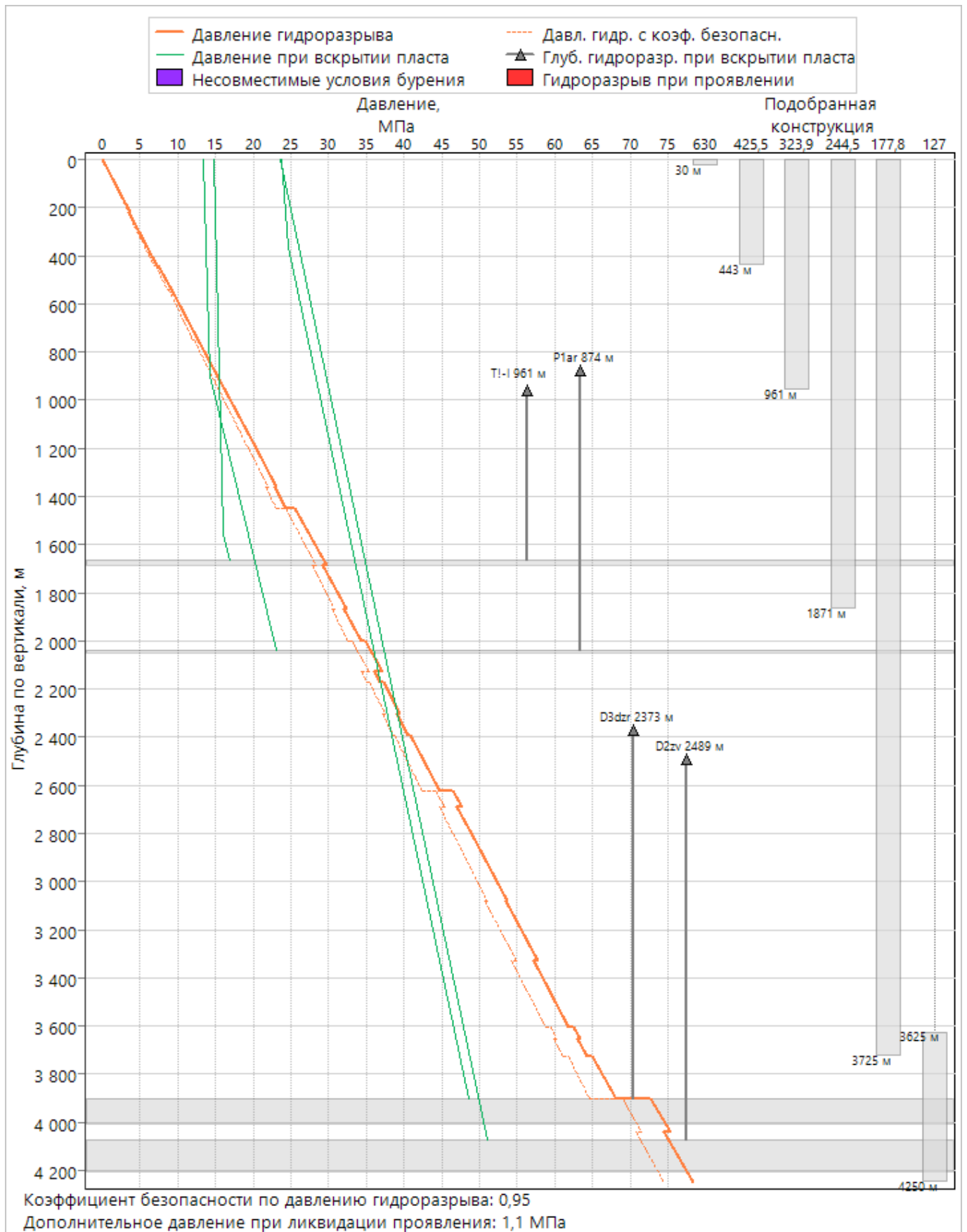


Рисунок 5.3 – Минимальная глубина спуска обсадных колонн

Таблица 5.3 – Обоснование плотности бурового раствора

Глубина по вертикали, м		Коэффициент аномальности пластового давления	Установленный градиент превыш. гидрост. давления над пластовым	Эквивалент градиента давления гидро-разрыва	Расчетное значение плотности бурового раствора, г/см ³	Максимальное значение плотности бурового раствора (гидростатика), г/см ³	Принятое значение плотности по интервалу, г/см ³	Значение репрессии, соответствующее принятой плотности, МПа
от	до							
0	30	1,00	1,10	1,74	1,10	1,57	1,10	
30	218	1,00	1,10	1,74	1,10	1,57	1,14	0,04
218	443	1,00	1,10	1,65	1,10	1,49	1,14	0,30
443	542	1,00	1,10	1,72	1,10	1,55	1,16	0,70
542	748	1,00	1,10	1,73	1,10	1,56	1,16	0,85
748	961	1,00	1,10	1,74	1,10	1,57	1,20	1,47
961	1200	1,00	1,10	1,74	1,10	1,57	1,37	3,49
1200	1361	1,00	1,05	1,73	1,05	1,56	1,37	4,35
1361	1448	1,00	1,05	1,71	1,05	1,54	1,37	4,94
1448	1687	0,97	1,05	1,80	1,02	1,62	1,37	5,68
1687	1871	1,00	1,05	1,77	1,05	1,59	1,37	6,12
1871	1999	1,00	1,05	1,75	1,05	1,58	1,16	2,94
1999	2130	1,10	1,05	1,78	1,16	1,60	1,16	1,18
2130	2172	1,00	1,05	1,73	1,05	1,56	1,16	3,34
2172	2262	1,00	1,05	1,75	1,05	1,58	1,16	3,41
2262	2302	1,00	1,05	1,75	1,05	1,58	1,16	3,55
2302	2390	1,00	1,05	1,73	1,05	1,56	1,16	3,61
2390	2622	1,00	1,05	1,74	1,05	1,57	1,16	3,75
2622	2692	1,00	1,05	1,81	1,05	1,63	1,16	4,11
2692	2802	1,00	1,05	1,78	1,05	1,60	1,16	4,22
2802	3080	1,00	1,05	1,78	1,05	1,60	1,16	4,40
3080	3330	1,00	1,05	1,77	1,05	1,59	1,16	4,83
3330	3605	1,00	1,05	1,75	1,05	1,58	1,16	5,22
3605	3652	1,00	1,05	1,77	1,05	1,59	1,16	5,66
3652	3725	1,00	1,05	1,76	1,05	1,58	1,16	5,73
3725	3900	1,00	1,05	1,78	1,05	1,60	1,31	11,32
3900	4040	1,24	1,05	1,90	1,30	1,71	1,31	2,68
4040	4250	1,25	1,05	1,88	1,31	1,69	1,31	2,38

Таблица 5.3.1 – Основные сведения по вскрытию продуктивного горизонта

Показатель	Значение			
	1665/1684- 1685/1705	2040/2072- 2052/2085	3903/3980- 4005/4082	4072/4149- 4205/4282
Интервал залегания, м				
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1 м	0,097	0,110	0,124	0,125
Пластовое давление, МПа	15,84	22,01	47,48	49,93
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1370	1160	1310	1310
Репрессия на пласт (в процессе циркуляции), МПа	7,24	2,87	10,07	10,19
Эквивалентная плотность циркуляции, кг/м ³	1413	1243	1503	1505
Примечание – перед вскрытием продуктивного горизонта уточнить текущее пластовое давление в службе разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».				

5.2 ГЛУБИНА СПУСКА И ХАРАКТЕРИСТИКА ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Таблица 5.4 – Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Диаметр долота, мм	900,0	508,0	393,7	295,3	219,1	152,4	
Глубина спуска по вертикали/ стволу, м	30	443	961	1871/ 1897	3725/ 3802	4250/ 4327	
ОБСАДНАЯ КОЛОННА	диаметр, мм	630,0	425,5	323,9	244,5	177,8	127,0
	толщина стенки, мм	10,0	10,00	9,50	10,03	9,19	9,19
	диаметр муфт, мм	–	451,0	350,5	269,9	200,0	141,3
	масса, т	4,7	48,1	72,8	112,6	148,8	16,8
	марки стали (группа прочности)	K52	K55	L80	L80	L80	Q125
	резьбовое соединение	Электросварные	BC	BC	BC	BC	BC
	от, м	0	0	0	0	0	3625/ 3702
	до, м	30	443	961	1871/ 1897	3725/ 3802	4250/ 4327
ЦЕМЕНТ	марка	Arcticset	ПЦТ-II-50	ОТМ-5 ПЦТ-I-G-CC1	ОТМ-5 ПЦТ-I-G-CC1	ОТМ-5 ПЦТ-I-G-CC1	ПЦТ-I-G-CC1
	интервал применения, м	0-30	ЦПС 0-343 Цемент 343-443	ОТМ-5 0-661 Цемент 661-961	ОТМ-5 0-1584 Цемент 1584-1897	ОТМ-5 0-1647 Цемент 1647-3802	3702-4327
	глубина установки УСЦ, м	–	–	–	–	1747	–
	плотность раствора, кг/м ³	1880	ЦПС 1520 Цемент 1850	ОТМ-5 1500 Цемент 1920	ОТМ-5 1500 Цемент 1920	ОТМ-5 1500 Цемент 1920	Цемент 1920
БУР. РАС-	тип	–	Полимерглинистый	Полимерглинистый недиспергирующий	ИЭР	Хлоркалийевый	Хлоркалийевый
	плотность, кг/м ³	–	1140	1160 до гл. 748 м, далее 1200	1370	1160	1310

5.3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ПРЕДУСМОТРЕННЫЕ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИНЫ ПО ПРОЕКТНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Таблица 5.5 – Техничко-технологические мероприятия, предусмотренные при строительстве скважины по проектной конструкции

Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
<p>Подготовка ствола скважины перед спуском обсадных колонн: После завершения последнего долбления ввести предусмотренные смазывающие добавки. При подъёме отметить интервалы затяжек; Провести запланированные скважинные исследования (ГИС). Проверить по кавернограмме интервалы сужений, расширений и уступов в стволе скважины; Собрать роторную КНБК, соответствующую по жёсткости КНБК, использовавшейся при последнем долблении; Провести контрольный спуск инструмента, проработать места затяжек и уступов. Режим проработки: нагрузка 2-3 т, расход бурового раствора и частота вращения инструмента не менее чем при бурении данного интервала, механическая скорость 30-40 м/ч, но не менее, чем механическая скорость бурения интервала; Промыть ствол скважины до чистых выбросит. Провести дополнительную обработку бурового раствора до значений, указанных в геолого-техническом наряде параметров СНС, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига, водоотдачи и улучшения свойств корки на стенках скважины.</p>	<p>Предупреждение затяжек, прихватов и обеспечение качества крепления</p>
<p>В процессе разбуривания ЦКОД и башмака колонны не превышать нагрузку на долото более 2-3 т, контролировать вынос остатков цементировочной пробки на выброситах.</p>	<p>Исключение аварий при разбуривании технологической оснастки</p>
<p>При бурении в совмещенном режиме ВСП (ротор) + ГЗД рекомендуется вращать бурильный инструмент с частотой 30-40 об/мин, при этом контролировать момент на ВСП (роторе). По окончании бурения, перед каждым наращиванием и (или) замером кривизны телесистемой, нагрузку на долото плавно снижать до 1-2 т. Запрещается производить отрыв инструмента от забоя при нагрузке на долото более 2 т. В случае остановки насоса или перегрузки ГЗД подрыв инструмента производить после снятия «пружины».</p>	<p>Доведение проектной нагрузки на долото. Улучшение очистки ствола скважины. Снижение вероятности развинчивания бурильного инструмента</p>
<p>При снижении механической скорости на 50% при прохождении однородных пород производить подъем бурового инструмента для замены долота. Ниже приведены условия по эксплуатации долот PDC: Подготовительные работы и наворот долота: - обследовать предыдущее долото на предмет износа по диаметру, повреждения вооружения, следов наличия постороннего металла на забое; - при необходимости произвести проверку чистоты забоя и его очистку с помощью ШМУ и магнита; - проверить состояние доски отворота долота, проверить закрытие отверстия стола ротора во избежание попадания в скважину посторонних предметов; - извлечь долото из упаковки и положить его вооружением вниз на деревянную или резиновую прокладку; - установить доску отворота на ротор, вставить долото в доску отворота;</p>	<p>Исключение аварий с долотами</p>

Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
<p>- соединить муфтовое соединение КНБК с хорошо смазанной резьбой долота. Навернуть долото и затянуть его от руки;</p> <p>- открыть роторный стол и поместить долото с доской отворота в стол ротора;</p> <p>- затянуть соединение до рекомендуемого значения момента.</p> <p>Спуск долота в скважину:</p> <p>- производить спуск долота медленно через блок ПВО, башмак колонны, голову хвостовиков, потайных колонн, другие участки изменения внутреннего диаметра обсадной колонны;</p> <p>- замедлять скорость спуска в местах сужения ствола скважины, уступах, на участках искривления;</p> <p>- спуск последней свечи производить с полной промывкой и вращением инструмента 20-40 об/мин;</p> <p>- осторожно приблизиться к забою, наблюдая за показаниями индикатора веса и моментомера;</p> <p>- коснувшись забоя поднять инструмент на 30-50 см, произвести промывку с рабочей производительностью насосов в течение 5-10 мин при вращении инструмента 20-40 об/мин;</p> <p>- проработка длинных интервалов суженного ствола не рекомендуется; данные интервалы рекомендуется проходить «на сухую» (без промывки) и вращения бурильного инструмента, с ограниченной скоростью СПО;</p> <p>- если при спуске долота произошла «посадка» инструмента, то необходимо производить проработку ствола с полной промывкой, частота вращения инструмента 20-40 об/мин, нагрузка на долото 1-2 т. При проработке избегать появления высокого крутящего момента.</p>	
<p>Приработка долота и бурение:</p> <p>- медленно разгрузить долото на забой;</p> <p>- приложить нагрузку на долото в 1-2 т, чтобы сформировать профиль забоя;</p> <p>- записать показания манометра на стояке и величину расхода промывочной жидкости;</p> <p>- пробурить как минимум 1 м горных пород при таких параметрах. Долото считать приработанным при проходке не менее 1 м в данном режиме и/или по времени не менее 30 мин;</p> <p>- добавляя по 1 т, подобрать нагрузку на долото, не превышая максимально допустимой. Выбрать оптимальные параметры режима бурения.</p>	Исключение аварий с долотами
<p>После каждого наращивания производить следующие действия:</p> <p>- проверить показания манометра на стояке;</p> <p>- приподнять долото на 30-50 см над забоем и промыть его с проектной производительностью насосов в течение 30 с;</p> <p>- медленно разгрузить долото на забой с частотой вращения инструмента 20-40 об/мин;</p> <p>- добавить нагрузку на долото до предыдущего значения, а затем изменить частоту вращения инструмента до значения перед наращиванием в соответствии с долотной программой;</p> <p>- при бурении разница в перепаде давления (под нагрузкой – при вращении над забоем) должна соответствовать 2,5-3,5 МПа;</p> <p>- при уменьшении скорости до 50 % от начальной в однородных породах произвести полный подъем для ревизии КНБК и долота;</p>	Исключение аварий с долотами

Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
<p>- подъем долота производить с постоянным доливом скважины и ограничением скорости подъема в зонах сужения, обвалов, каверн и подходе к башмаку колонны;</p> <p>- при потере диаметра или износе вооружения более 30% производить замену долота на новое.</p> <p>Возможны дополнения по рекомендациям фирмы производителя долот.</p>	
<p>При СПО компоновок не допускается посадка более 5 т, затяжка более 8 т. Места посадок прорабатываются со скоростью в 2-3 раза выше скорости бурения этого интервала. После окончания долбления ствол скважины промыть не менее 1,5 цикла с одновременным расхаживанием инструмента на длину ведущей трубы (свечи) и максимальной производительностью. При спуске на очередное долбление и наличии посадок проработать скважину в местах посадок и затяжек при последнем подъеме инструмента.</p>	Предупреждение прихватов
<p>При наличии признаков образования шламакопления в стволе скважины производить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - прокачку комплекса низковязких и высоковязких пачек бурового раствора; - при наличии затяжек в стволе скважины при подъеме инструмента провести промежуточный спуск роторной КНБК, промыть скважину с вращением инструмента. <p>Признаками шламакопления являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный момент на роторе; - уменьшенный объем шлама на устье; - затяжки при наращивании; - зависание инструмента при бурении. <p>Необходимо постоянно контролировать вынос шлама, при уменьшении выноса бурение остановить, скважину промыть с одновременным расхаживанием инструмента в течение одного цикла.</p>	Предупреждение осложнений
<p>Для предупреждения дифференциальных прихватов:</p> <ul style="list-style-type: none"> - не оставлять без движения бурильный инструмент более 3 мин; - при производстве работ по ликвидации поглощений не устанавливать инструмент в интервалах проницаемых зон; - обеспечить полную очистку бурового раствора механическими средствами. 	Предупреждение прихвата бурильного инструмента
<p>Перед и после вскрытия продуктивных интервалов контроль плотности, вязкости и газосодержания бурового раствора осуществлять сразу после восстановления циркуляции.</p>	Предупреждение ГНВП
<p>Контролировать изменения механической скорости.</p>	Предупреждение поглощений и ГНВП
<p>При вскрытом продуктивном пласте необходимо осуществлять подъем при отсутствии отклонений параметров бурового раствора. К бурению приступать при наличии в скважине бурового раствора, не имеющего отклонений от проектных значений.</p>	Предупреждение ГНВП
<p>Режим долива скважины при подъеме должен быть непрерывным с поддержанием уровня на устье скважины, и контролируемым через каждые пять свечей бурильных труб, а УБТ – после подъема каждой свечи. Производить учет и сопоставлять объем долива и вытеснения с объемом</p>	Предупреждение ГНВП

Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
поднятого или спущенного металла труб. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м ³ подъем должен быть прекращён и приняты меры, предусмотренные инструкцией по действию вахты при ГНВП.	
<p>Подъем бурильной колонны при наличии сифона или свабирования запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением, расхаживанием колонны бурильных труб и устранением причин этих явлений.</p> <p>При невозможности устранить сифон (зашламованность ГЗД, долота, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объемов раствора.</p> <p>При невозможности устранить свабирование (наличие сальника на компоновке низа бурильной колонны или сужение ствола скважины) необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором (ВСП)</p>	Предупреждение ГНВП
Перед вскрытием продуктивного горизонта должны быть выполнены организационные требования по предупреждению газонефтеводопроявлений.	Предупреждение ГНВП
К работам по бурению скважины допускать бурильщиков и специалистов, прошедших подготовку по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях".	Предупреждение ГНВП
<p>При вскрытом продуктивном горизонте необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - спуск бурильной колонны в скважину ограничить скоростью 2 м/с за 300 м до кровли продуктивного пласта, а в пласте скорость спуска устанавливается до 1 м/с; - после наращивания скорость спуска ограничить 0,1 м/с; - начало промывки скважины осуществлять одним насосом, на минимальных оборотах до появления циркуляции, после чего расход постепенно увеличивается до необходимого. 	Уменьшение репрессии на продуктивный пласт
При спуске колонны, имеющей в оснастке за колонный пакер соблюдать особую осторожность. Промежуточные промывки начинать при расходе не более 6-8 л/с. В интервалах сужений ствола промывку не планировать.	Предупреждение осложнений при спуске колонны.
<p>При бурении интервалов, осложненных наличием поглощающих пластов, необходимо следить за изменением механической скорости бурения, уровнем промывочной жидкости. Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт.</p> <p>На буровой необходимо иметь запас разноразмерных наполнителей и цемента для установки цементных мостов. В процессе бурения (через 50-70 м проходки) производить прокачку кольматирующих пачек с содержанием CaCO₃ до 120 кг/м³.</p> <p>При вскрытии поглощающего пласта необходимо:</p> <ul style="list-style-type: none"> - замерить интенсивность поглощения; - определить статический уровень; - отметить глубину начала поглощения. <p>Дальнейшие работы по бурению зависят от интенсивности поглощения. Работы по ликвидации поглощений ведутся по отдельному плану,</p>	Предупреждение и ликвидация поглощений

Наименование мероприятия или краткое описание	Причина проведения мероприятия
<p>согласованному с заказчиком и проектной организацией.</p> <p><u>При интенсивности от 2 до 5 м³/ч</u> – снизить механическую скорость бурения и производительность насосов для обеспечения возможности образования кольматационного экрана в призабойной зоне скважины, прокачка кольматирующих пачек с техотстоем 1-2 часа.</p> <p><u>При интенсивности от 5 до 10 м³/ч</u> – закачкой 10-15 м³ тампонов из бентонита с добавкой 75-100 кг/м³ наполнителя или глинистого раствора с полиакриламидом (0,2-0,5 мас.%).</p> <p><u>При интенсивных поглощениях более 10 м³/ч</u> – закачка тампонов с последующим закреплением цементным мостом с наполнителями.</p>	

6 ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Таблица 6.1 – Входные данные по профилю скважины

Интервал установки ГНО по стволу, м		Максимально допустимые параметры профиля в интервале установки ГНО		Зенитный угол, град		
				максимально допустимый в интервале его увеличения	при входе в продуктивный пласт	
от (верх)	до (низ)	зенитный угол, град	интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м		минимально допустимый	максимально допустимый
2000	3000	60	0,05	–	–	–
Примечание – максимальная интенсивность набора кривизны в интервале спуска ГНО не более 2,0 град/10 м.						

Таблица 6.2 – Исходные данные для проектирования траектории скважины

Наименование параметра	Значение параметра
Номера куста	–
Номер скважины	34
Проектная глубина скважины по вертикали, м	4250
Целевой горизонт	D _{2zv}
Альтитуда ротора, м	30,0
Координаты устья скважины	С.Ш. 68°19'2,300" В.Д. 55°16'15,760"
Координаты точки входа в пласт Т1	С.Ш. 68°18'49,970" В.Д. 55°15'34,150"
Проектная глубина по вертикали точки входа в пласт Т1, м	4072
Радиус круга допуска, м	25
Расстояние между устьями скважин, м	–
Метод расчёта	Минимальной кривизны

Таблица 6.3 – Расчёт траектории скважины

Система геодезич. параметров (датум)	СК-42	Номер 6 градусной зоны:	10
Цилиндрическая проекция	Gauss-Kruger	Геомагнитная модель	WMM
Геодезические координаты: широта °	68°19'2,300"	Магнитное склонение, °	25°10'56"
Геодезические координаты: долгота °	55°16'15,760"	Сближение меридианов, °	-1°34'52"
Альтитуда, м	30	Направление азимута	истинный
Извилистость (Tortuosity), °	30°0'0"	Индекс сложности бурения (DDI)	4,8
Смещение вдоль ствола скважины (AHD), м	611,02	Индекс удаленности забоя от вертикали (ERD ratio)	0,1

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут магнитный, град	Азимут истинный, град	Глубина по вертикали, м	Абсолютная отметка, м	Отклонение от устья, м	Азимут смещения (истинный), град	Широта (север), ° ' "	Долгота (восток), ° ' "	Пространств. интенсивность, град/10 м	Угол установки отклон., град	Комментарий
0	0	0	0	0	-30	0	0	68°19'2,300"	55°16'15,760"	0	0	
30	0	0	0	30	0	0	0	68°19'2,300"	55°16'15,760"	0	0	Направление-630 мм.
443	0	0	0	443	413	0	0	68°19'2,300"	55°16'15,760"	0	0	Кондуктор-425,5 мм.
961	0	0	0	961	931	0	0	68°19'2,300"	55°16'15,760"	0	0	I промежуточная-323,9 мм.
1000	0	0	0	1000	970	0	0	68°19'2,300"	55°16'15,760"	0	0	
1187,5	15	206,146	231,328	1185,37	1155,37	24,4	231,328	68°19'1,808"	55°16'14,098"	0,8	231,328	
1684,05	15	206,146	231,328	1665	1635	152,92	231,328	68°18'59,214"	55°16'5,345"	0	0	Нефть-TI-I
1897,32	15	206,146	231,328	1871	1841	208,12	231,328	68°18'58,101"	55°16'1,586"	0	0	II промежуточная-244,5 мм.
2072,28	15	206,146	231,328	2040	2010	253,4	231,328	68°18'57,187"	55°15'58,502"	0	0	Нефть-P1ar
3238,48	15	206,146	231,328	3166,46	3136,46	555,24	231,328	68°18'51,096"	55°15'37,948"	0	0	
3667,05	0	0	0	3590,15	3560,15	611,02	231,328	68°18'49,970"	55°15'34,150"	0,35	180	
3801,9	0	0	0	3725	3695	611,02	231,328	68°18'49,970"	55°15'34,150"	0	0	Эксплуатационная-177,8 мм.
3979,9	0	0	0	3903	3873	611,02	231,328	68°18'49,970"	55°15'34,150"	0	0	Нефть-D3dzr
4148,9	0	0	0	4072	4042	611,02	231,328	68°18'49,970"	55°15'34,150"	0	0	T1/Нефть-D2zv
4326,9	0	0	0	4250	4220	611,02	231,328	68°18'49,970"	55°15'34,150"	0	0	Хвостовик-127 мм.

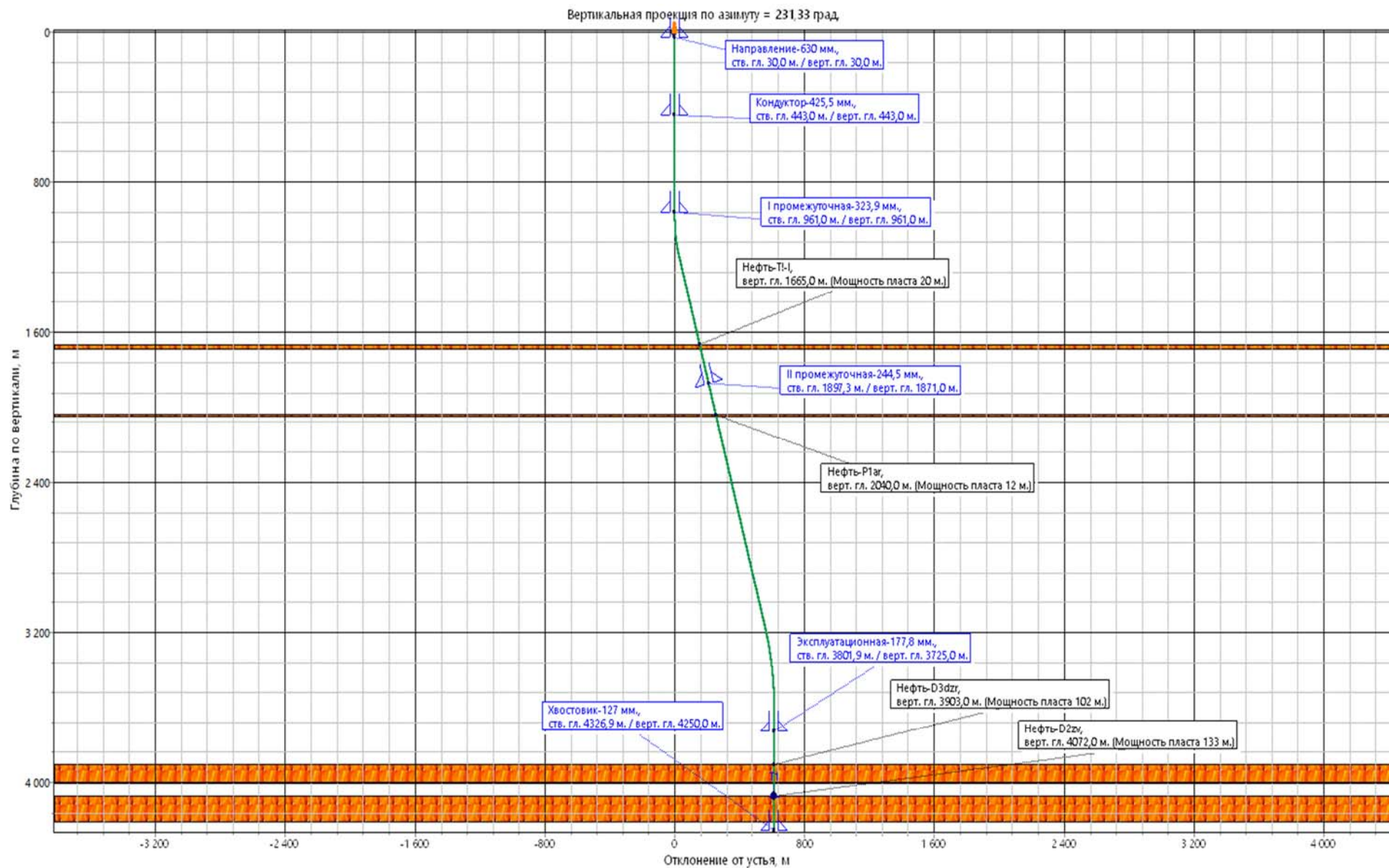


Рисунок 6.1 – Вертикальная проекция скважины

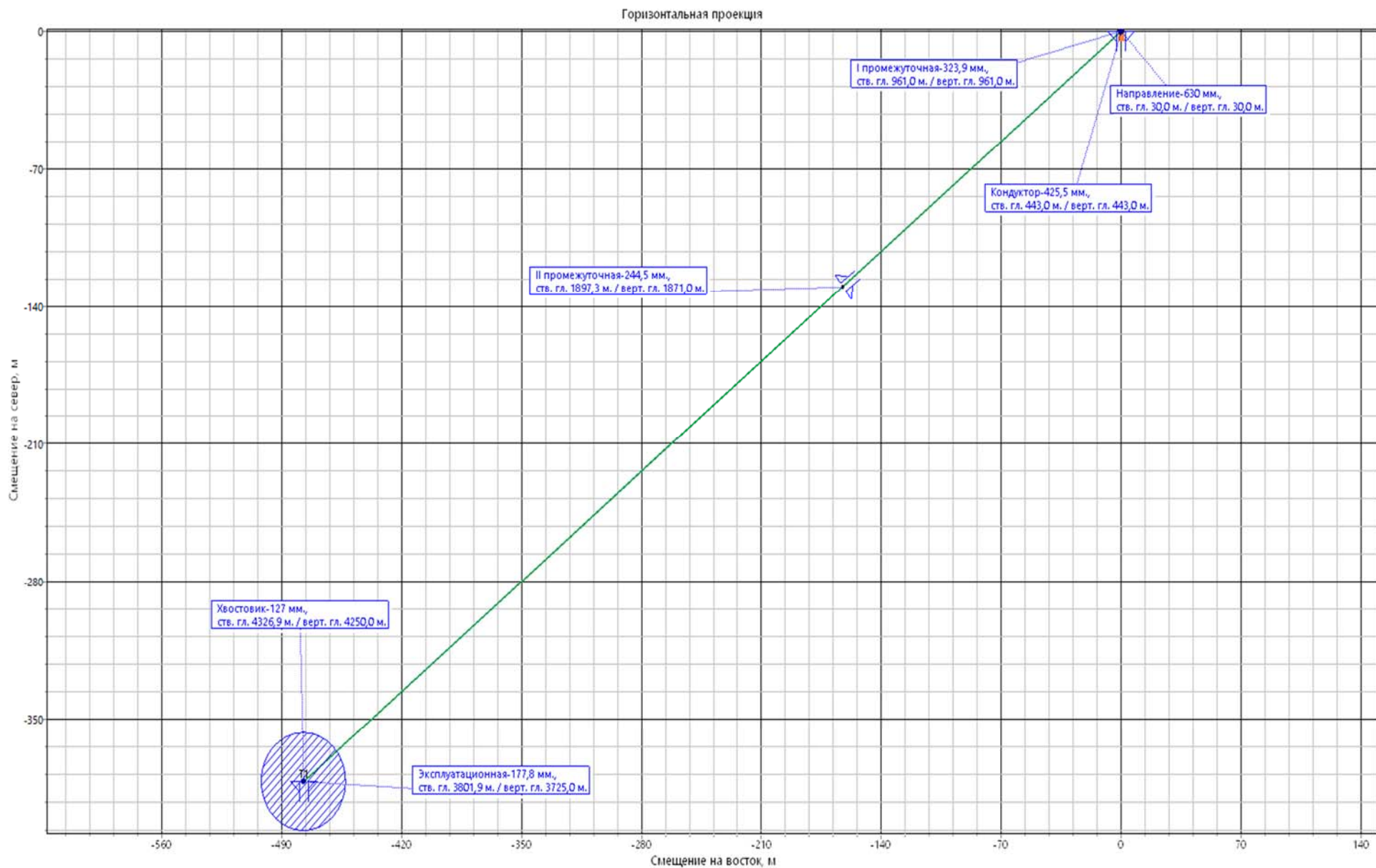


Рисунок 6.2 – Горизонтальная проекция скважины

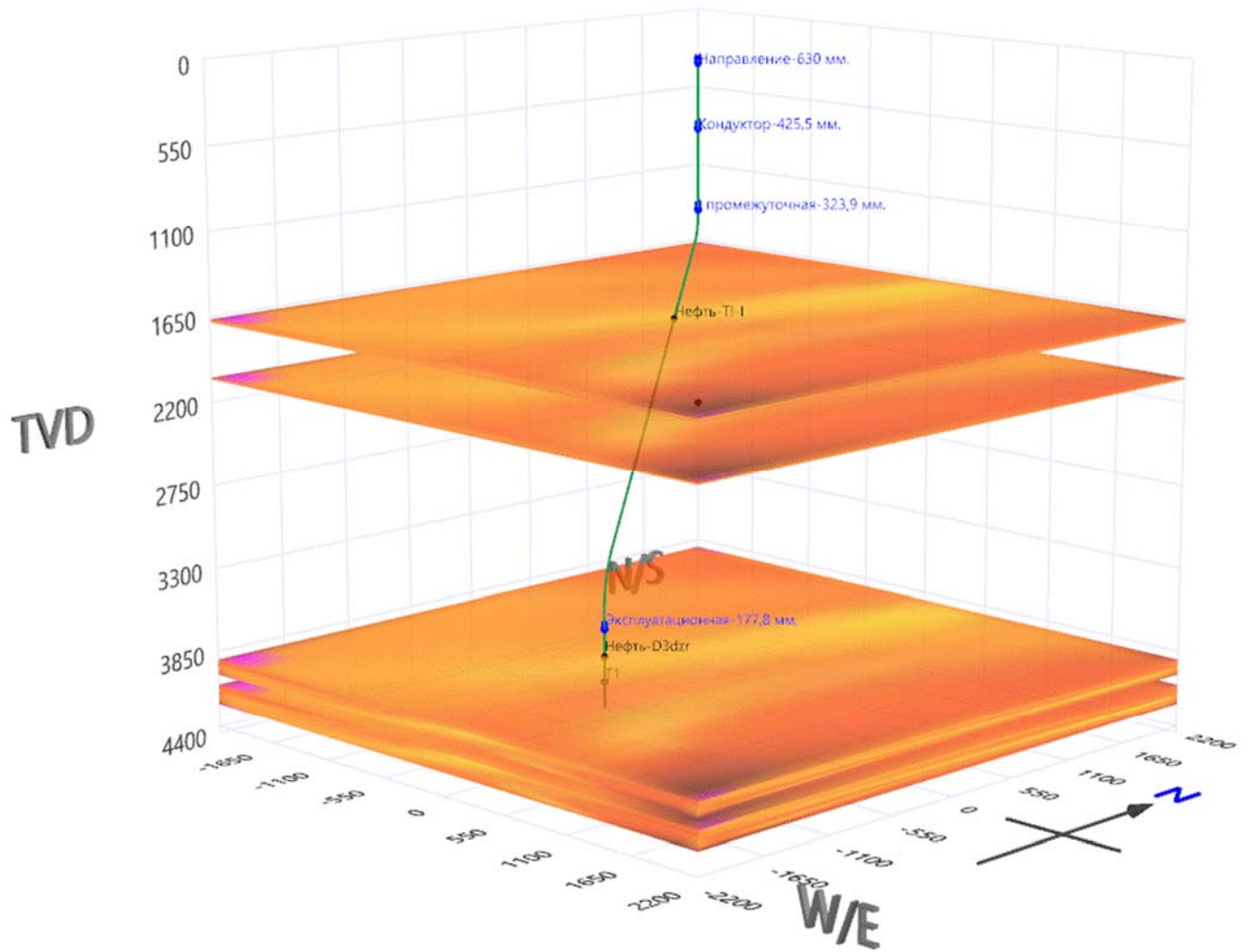


Рисунок 6.3 – 3D вид скважины

Таблица 6.4 – Замеры параметров траектории скважины

Наименование работ	Масштаб	Интервал (по вертикали/ по стволу), м
При бурении вертикального участка траектории, в целях предупреждения опасного сближения стволов скважин, проводить инклинометрию через каждые 200-250 м в инструменте, при возможности потери подвижности бурильной колонны – в открытом стволе, а также перед началом работ по ориентированному бурению.	т.з. через 10 м	0-1000
Для «привязки» забойной телеметрии произвести инклинометрический замер (в инструменте) через 50-70 м бурения участка набора параметров траектории, при отсутствии опасности потери подвижности бурильного инструмента.	т.з. через 10 м	1000-1070
При бурении участков набора зенитного угла, стабилизации и снижения зенитного угла – данные забойной телеметрии в процессе бурения (при отсутствии вероятности пересечения со стволом соседней скважины), контрольные замеры инклинометрии, при необходимости через каждые 300-350 м.	т.з. не менее чем через 10 м	1000-4250/ 4327
Перед спуском кондуктора 425,5 мм Перед спуском I промежуточной 323,9 мм Перед спуском II промежуточной 244,5 мм Перед спуском эксплуатационной колонны 177,8 мм Перед спуском хвостовика 127,0 мм	т.з. через 10 м	0-443 443-961 961-1871/ 1891 1871/ 1891-3725/ 3802 3725/ 3802-4250/ 4327
<p>Примечания:</p> <p>1. При технологическом контроле ЗТС, при применении сбрасываемых автономных гироскопических и магнетометрических систем SDI, исключить контрольные замеры инклинометрии.</p> <p>2. При принятии решения Заказчиком, в целях исключения временных затрат на проведение инклинометрических замеров, за инклинометрические замеры могут приниматься данные забойной телеметрии.</p>		

Мероприятия по предупреждению искривления вертикальной части ствола скважины

При монтаже вышки и бурового оборудования, при забурировании ствола скважины необходимо обеспечить:

- Соосность фонаря вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины (направления);
- Соосность резьбовых соединений элементов компоновки нижней части бурильной колонны;
- Прямолинейность УБТ, бурильных труб;
- Бурение рекомендуется вести с нагрузкой 70-80 % от оптимальной.

7 БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ

Основным критерием выбора типа буровых растворов является их способность обеспечивать строительство высококачественных и рентабельных скважин с минимальным негативным воздействием на окружающую природную среду и фильтрационные свойства продуктивных пластов.

При выборе типа буровых растворов, их свойств и параметров необходимо руководствоваться требованиями:

- для приготовления буровых растворов использовать экологически безопасные, разрешенные к применению реагенты;
- снижением отрицательного воздействия бурового раствора на коллекторские свойства продуктивных пластов;
- обеспечением качественной промывки ствола скважин, устойчивой работы забойных двигателей, очистки забоя от выбуренной породы;
- сокращением объемов отработанного бурового раствора, возможности повторного их использования;
- возможности приготовления и обработки буровых растворов на оборудовании, поставляемом в комплекте буровой установки и циркуляционной системы;
- возможности поддержания и регулирования их агрегативной и кинетической устойчивости, определяющей технические показатели растворов (плотность, реологические, фильтрационные, смазочные, антикоррозионные свойства).

7.1 ОБОСНОВАНИЕ ПЛОТНОСТИ ПРИМЕНЯЕМЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Плотность буровых растворов для интервалов совместимых условий бурения рассчитывается исходя из условий сохранения устойчивости горных пород, слагающих стенки скважин, а в интервалах, содержащих напорные пласты – создания столбом раствора гидростатического давления на забой, предотвращающего поступление пластового флюида в ствол скважин.

Плотность бурового раствора рассчитывается в соответствие с требованиями п. 387 ПБ НГП. Максимальная плотность промывочной жидкости рассчитана из учета недопущения гидроразрыва пород (коэффициент запаса 1,1), без учета возможных осложнений в процессе проводки ствола скважины. В соответствии с ПБ НГП, не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ от установленной проектной документацией величины (кроме случаев ликвидации газонефтеводопроявлений и осложнений).

Результаты расчета плотности бурового раствора, необходимой для безаварийного вскрытия продуктивных пластов скважин по интервалам бурения приведены в таблице 5.3.

Значения плотности бурового раствора при бурении под обсадные колонны, принятые в проектной документации, указаны в таблице 7.1.

Плотность бурового раствора в процессе строительства скважин может быть уточнена в соответствии с величинами текущих пластовых давлений продуктивных и водонапорных пластов.

7.2 ТИПЫ И ПАРАМЕТРЫ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Типы и параметры буровых растворов для строительства проектируемых скважин выбраны с учетом состава и свойств горных пород, слагающих разрез, а также анализа практического опыта бурения на рассматриваемом месторождении и месторождениях-аналогах (месторождения им. Ю. Россихина, Восточно-Сарутаюское месторождение).

1. Интервал 0-30 м

Бурение интервала осуществляется шнеком. Промывка не производится.

2. Интервал 30-443 м

Интервал приурочен к отложениям Четвертичной и Меловой систем.

Литологически разрез представлен переслаиванием супесей, суглинков, песков, песчаников, алевролитов и глин.

Для бурения данного интервала рекомендуется применять полимерглинистый буровой раствор на водной основе.

Рекомендуемое оборудование очистки – 3 линейных вибросита, оборудованных сетками 50-120 меш., ситогидроциклонная установка. Оборудование очистки раствора должно работать постоянно во время бурения. Не допускается циркуляция раствора в обход вибросит, ни при каких условиях. Работа центрифуги по мере необходимости в случае значительного повышения плотности бурового раствора.

Основными проблемами при бурении скважины под кондуктор являются осыпи и обвалы стенок скважины в интервалах залегания рыхлых песков. Для предотвращения кавернообразования в зоне ММП рекомендуется применение полимерглинистого бурового раствора с регулируемым содержанием твердой фазы (п. 518 ПБ НГП). Для снижения разупрочняющего действия бурового раствора необходим строгий контроль за вязкостью, СНС, водоотдачей и плотностью раствора.

Заранее заготовить раствор, рекомендуемый объем раствора перед забуркой – 60 м³. Разбурить цемент после направления на технической воде. Загрязненную воду принять в ёмкости для последующей переработки. После перехода буровой раствор обработать бикарбонатом натрия для предотвращения загрязнения цементом. После разбуривания цемента параметры раствора доводятся до значений, предусмотренных план-программой. В процессе бурения производится постоянное приготовление свежего раствора. Для улучшения качества очистки ствола от шлама, стабилизации стенок скважины и снижения интенсивности кавернообразования рекомендуется поддерживать условную вязкость раствора по воронке Марша не менее 60 с. Решение о требуемой вязкости и других параметрах раствора принимается инженером по буровым растворам на месторождении по фактическим параметрам бурения.

Для приготовления системы в первый раз необходимо очистить и промыть ёмкости, наполнить их пресной водой – 40 м³. При повышенной жёсткости воды затвердения рекомендуется обработать ее небольшим количеством кальцинированной соды. Добавить бентонит и дать ему возможность гидратироваться в течение 4-6 часов при постоянном перемешивании.

Для предотвращения сальникообразования постоянно поддерживать в буровом растворе содержание смазочной добавки и детергента. Перед наращиванием или замером осуществлять проработку с промывкой не менее 3-х раз на всю длину свечи, выравнивая давление, добиться хождения инструмента без затяжек и посадок. Особо обратить внимание на большой участок открытого ствола. Без необходимости не оставлять на длительное время инструмент без движения, при увеличении скорости проходки производить разовые шаблонировки ствола. Контроль за фильтрационными характеристиками бурового раствора.

В связи с тем, что бурение интервала под кондуктор осложнено возможными осыпями и обвалами стенок скважины, сложенных неустойчивыми глинистыми породами, необходимо придерживаться ряда мероприятий по их предупреждению:

- контроль фильтрации бурового раствора на минимальном уровне;
- подъем бурильного инструмента производить с постоянным доливом;
- при наличии признаков осыпей и обвалов перед проведением СПО необходимо производить промывку скважины в объеме 2-х циклов, с увеличением подачи буровых насосов и частоты вращения бурильной колонны;
- в процессе бурения постоянно отслеживать фактические коэффициенты трения при спуске/подъеме инструмента. При увеличении коэффициентов трения более 0,3-0,35 производить дополнительные мероприятия по очистке ствола скважины: промежуточные промывки, увеличение реологических параметров бурового раствора, прокачка очищающих пачек, технологические СПО. Технологические СПО производить на длину свежепробуренного интервала, в случае осложненного подъема (с вращением и выкручиванием) до чистого хождения инструмента.

Для предупреждения возникновения прихватов необходимо:

- проводить своевременную дообработку бурового раствора смазочной добавкой и детергентом;
- контролировать параметры бурового раствора;
- обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора. Для повышения очистки ствола производить прокачку очищающих пачек с содержанием карбоната кальция 100 кг/м³;
- следить за очисткой раствора от шлама. Перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствие с требованиями Программы;
- регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстой фильтрационной корки или набухания пород;
- сводить к минимуму любые затраты времени в открытом стволе. Все ремонтные операции на буровой должны производиться при нахождении КНБК в обсадной колонне. Не оставлять инструмент без движения в открытом стволе на долгое время, расхаживание инструмента производить с интервалами не более 3 минут;
- ограничение скорости проходки. Перед подъемом инструмента промывка должна производиться до полного выноса выбуренной породы.

Во всем интервале бурения под кондуктор возможны поглощения бурового раствора. При бурении интервалов, осложненных наличием поглощающих пластов, необходимо следить за изменением механической скорости бурения, уровнем промывочной жидкости. Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт.

На буровой необходимо иметь запас разноразмерных наполнителей и цемента для установки цементных мостов. Иметь на поверхности заранее заготовленную кольматирующую пачку, объемом 10 м³, на основе бурового раствора с добавлением кольматантов: бентонит – 120 кг/м³; МК-160 - 50 кг/м³; МК-400 - 100 кг/м³. В процессе бурения (через 50-70 м проходки) производить прокачку кольматирующих пачек на основе активного бурового раствора с концентрацией CaCO₃ 100-120 кг/м³.

При вскрытии поглощающего пласта необходимо:

- замерить интенсивность поглощения;
- определить статический уровень;
- отметить глубину начала поглощения.

Дальнейшие работы по бурению зависят от интенсивности поглощения. Работы по ликвидации поглощений ведутся по отдельному плану, согласованному с заказчиком и проектной организацией.

При интенсивности поглощений до 3 м³/ч – установка кольматирующей пачки, указанного выше состава с техотстоем 1-2 часа. Восстанавливать циркуляцию не минимальной производительности буровых насосов 2-3 л/с с шагом 2 л/с.

При интенсивности поглощений от 3 до 8 м³/ч – установка кольматирующей пачки, объемом 10 м³ на основе активного бурового раствора с техотстоем 1-2 часа. Рекомендуемый состав кольматантов: МК-160 – 100 кг/м³, МК-400 – 150 кг/м³, Mica (Medium) – 15 кг/м³, Flo-nut (Coarse) – 15 кг/м³, Lock Veb (Medium) – 15 кг/м³. Восстанавливать циркуляцию не минимальной производительности буровых насосов 2-3 л/с с шагом 2 л/с.

При интенсивных поглощениях более 8 м³/ч – закачка кольматирующей пачки с последующей установкой цементного моста.

3. Интервал 443-961 м

Интервал приурочен к отложениям Юрской системы и верхнего и среднего отделов Триасовой системы.

Литологически интервал представлен чередованием песчаников, алевролитов, глин. В верхней части интервала встречаются прослой песков. Среди возможных осложнений, на которые следует обратить особое внимание при выборе состава и свойств бурового раствора, надо отметить осыпи и обвалы стенок скважины, прихват бурильного инструмент и поглощения.

Рекомендуемое оборудование очистки – 3 линейных вибросита, оборудованных сетками 84-165 меш., ситогидроциклонная установка, центрифуга. Оборудование очистки раствора должно работать постоянно во время бурения. Не допускается циркуляция раствора в обход вибросит, ни при каких условиях. Если позволяет схема обвязки циркуляционной системы, рекомендуется производить постоянную циркуляцию раствора через гидроциклоны для более эффективной очистки раствора от песка и крупного выбуренного шлама. Работа центрифуги по мере необходимости в случае значительной наработки бурового раствора и повышения плотности.

При бурении данного интервала рекомендуется применение полимерглинистого недиспергирующего бурового раствора. Разбуривание цементного стакана в кондукторе производится на полимерглинистом растворе, оставшемся после бурения интервала. Перед разбуриванием цемента раствор превентивно обрабатывается бикарбонатом натрия. Загрязненную цементом пачку раствора принять для последующей переработки. Далее производится дообработка бурового раствора в соответствии с требованиями программы промывки.

Для предотвращения сальникообразования постоянно поддерживать в буровом растворе содержание смазочной добавки и детергента. Перед наращиванием или замером осуществлять проработку с промывкой не менее 3-х раз на всю длину свечи, выравнивая давление, добиться хождения инструмента без затяжек и посадок.

При углублении ствола скважины в интервале возможно подваливание стенок скважины, сложенных неустойчивыми горными породами. Для обеспечения устойчивости стенок скважины необходимо придерживаться ряда мероприятий по их предупреждению:

- контроль фильтрации бурового раствора на минимальном уровне;
- постоянная дообработка бурового раствора ингибиторами и детергентом;
- подъем бурильного инструмента производить с постоянным доливом;
- при наличии признаков осыпей и обвалов перед проведением СПО необходимо производить промывку скважины в объеме 2-х циклов, с увеличением подачи буровых насосов и частоты вращения бурильной колонны;
- в процессе бурения постоянно отслеживать фактические коэффициенты трения при спуске/подъеме инструмента. При увеличении коэффициентов трения более 0,3-0,35 производить дополнительные мероприятия по очистке ствола скважины: промежуточные промывки, увеличение реологических параметров бурового раствора, прокачка очищающих пачек, технологические СПО. Технологические СПО производить на длину свежепробуренного интервала, в случае осложненного подъема (с вращением и выкручиванием) до чистого хождения инструмента.

При наличии признаков потери устойчивости ствола возможна установка укрепляю-

щих пачек и поэтапное увеличение плотности бурового раствора (по согласованию с Заказчиком и проектной организацией). Максимальное значение плотности определяется из условия недопущения гидроразрыва слабого пласта в интервале бурения.

Для предупреждения возникновения прихватов необходимо:

- контролировать параметры бурового раствора;
- обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора. Для повышения очистки ствола производить прокачку очищающих пачек. Прокачка очищающих пачек через каждые 150- 250 м проходки объемом не менее 10 м^3 каждая, приготовленных на исходном растворе с добавлением карбоната кальция в концентрации не менее 100 кг/м^3 . С целью повышения качества очистки скважины от выбуренной породы включать в состав очищающих пачек реагенты, повышающие структурно-механические свойства бурового раствора при механической скорости бурения более 40 м/ч , а также при значении зенитного угла более 30 град. В состав очищающей пачки добавляется реагент структурообразователь не менее 5 кг/м^3 .
- контролировать содержание смазочной добавки в буровом растворе;
- обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора. Для повышения очистки ствола производить прокачку очищающих пачек;
- следить за очисткой раствора от шлама. Перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствие с требованиями Программы;
- при появлении затяжек и посадок инструмента в процессе бурения интервала производить технологические СПО на длину свежепробуренного интервала, при возникновении во время подъема инструмента затяжек более 10 т шаблонировку ствола скважины производить до башмака предыдущей колонны, при подъеме бурильной колонны срывающиеся затяжки до $10-12 \text{ т}$ проходить без циркуляции;
- сводить к минимуму любые затраты времени в открытом стволе. Все ремонтные операции на буровой должны производиться при нахождении КНБК в обсадной колонне. Не оставлять инструмент без движения в открытом стволе на долгое время, расхаживание инструмента производить с интервалами не более 3 минут;
- ограничение скорости проходки. Перед подъемом инструмента промывка должна производиться до полного выноса выбуренной породы.

Для профилактики поглощений бурового раствора в процессе бурения (через $70-100 \text{ м}$ проходки) производить прокачку кольматирующих пачек, на основе активного бурового раствора с концентрацией карбоната кальция CaCO_3 до $100-120 \text{ кг/м}^3$, в объеме 3 м^3 . Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт. При вскрытии поглощающего пласта необходимо:

- замерить интенсивность поглощения;
- определить статический уровень;
- отметить глубину начала поглощения.

Дальнейшие работы по бурению зависят от интенсивности поглощения. Работы по ликвидации поглощений ведутся по отдельному плану, согласованному с заказчиком и проектной организацией.

При интенсивности поглощений до $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ – снизить механическую скорость бурения и производительность насосов для обеспечения возможности образования кольматационного экрана в призабойной зоне скважины, установить кольматирующую пачку на основе бурового раствора с добавлением кольматантов: МК-400 – 100 кг/м^3 , МК-700 – 100 кг/м^3 , Миса (Medium) – 20 кг/м^3 , Миса (Fine) – 35 кг/м^3 . с техотстоем 1-2 часа. Восстанавливать циркуляцию не минимальной производительности буровых насосов $2-3 \text{ л/с}$ с шагом 2 л/с .

При интенсивности от 5 до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ – закачкой $10-15 \text{ м}^3$ тампонов из бентонита с добавкой $75-100 \text{ кг/м}^3$ наполнителя или глинистого раствора с полиакриламидом ($0,2-0,5 \text{ мас.}\%$).

При интенсивных поглощениях более $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ – закачка тампонов с последующим за-

креплением цементным мостом с наполнителями.

4. Интервал 961-1871/1897 м

Интервал приурочен к отложениям Триасовой системы и верхнего отдела Пермской системы. Интервал представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глин. В нижней части разреза отмечаются плитчатые аргиллиты и прослой угля.

Среди возможных осложнений, на которые следует обратить особое внимание при выборе состава и свойств бурового раствора, надо отметить осыпи и обвалы неустойчивых пород, возможные поглощения раствора, прихват бурильного инструмента, возможные нефтегазоводопроявления при вскрытии кровли продуктивного пласта (Т₁).

Рекомендуемое оборудование очистки – 2 линейных вибросита, оборудованных сетками 110-230 меш, ситоциклональная установка, центрифуга. Оборудование очистки раствора должно работать постоянно во время бурения. Не допускается циркуляция раствора в обход вибросит, ни при каких условиях. Если позволяет схема обвязки наземной циркуляционной системы, рекомендуется производить постоянную циркуляцию раствора через гидроциклоны для более эффективной очистки раствора и снижения объёмов его разбавления, работа центрифуги по мере необходимости в случае значительного повышения плотности бурового раствора.

Для бурения данного интервала рекомендуется применение бурового раствора на углеводородной основе – ИЭР. Раствор готовится на поверхности в объёме необходимом для замещения. Разбуривание оснастки обсадной колонны производится на растворе, оставшемся после бурения под предыдущую колонну. После разбуривания скважина переводится на новую систему раствора. При переводе скважины на ИЭР, во избежание смешивания эмульсии с раствором на водной основе, необходимо использовать разделительный буфер. Разделительный буфер готовится на основе минерального масла в объёме 4-5 м³, с целью эффективного замещения перед буфером можно закачать воду в объёме 2-3 м³.

Перед наращиванием или замером осуществлять проработку с промывкой не менее 3-х раз на всю длину свечи, выравнявая давление, добиться хождения инструмента без затяжек и посадок. Особо обратить внимание на большой участок открытого ствола. Без необходимости не оставлять на длительное время инструмент без движения, при увеличении скорости проходки производить разовые шаблонировки ствола.

При углублении ствола скважины в интервале возможно подваливание стенок скважины, сложенных неустойчивыми горными породами. Для обеспечения устойчивости стенок скважины необходимо придерживаться ряда мероприятий по их предупреждению:

- контроль фильтрации бурового раствора на минимальном уровне;
- подъем бурильного инструмента производить с постоянным доливом;
- при наличии признаков осypей и обвалов перед проведением СПО необходимо производить промывку скважины в объёме 2-х циклов, с увеличением подачи буровых насосов и частоты вращения бурильной колонны;
- в процессе бурения постоянно отслеживать фактические коэффициенты трения при спуске/подъёме инструмента. При увеличении коэффициентов трения более 0,3-0,35 производить дополнительные мероприятия по очистке ствола скважины: промежуточные промывки, увеличение реологических параметров бурового раствора, прокачка очищающих пачек, технологические СПО. Технологические СПО производить на длину свежепробуренного интервала, в случае осложненного подъема (с вращением и выкручиванием) до чистого хождения инструмента.

При наличии признаков потери устойчивости ствола возможна установка укрепляющих пачек и поэтапное увеличение плотности бурового раствора (по согласованию с Заказчиком и проектной организацией). Максимальное значение плотности определяется из условия недопущения гидроразрыва слабого пласта в интервале бурения.

При бурении в интервале 1200/1203-1361/1369 м возможны поглощения бурового раствора. При бурении интервалов, осложненных наличием поглощающих пластов, необходимо следить за изменением механической скорости бурения, уровнем промывочной жидкости. Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт.

На буровой необходимо иметь запас разноразмерных наполнителей и цемента для установки цементных мостов. Иметь на поверхности заранее заготовленную кольматирующую пачку, объемом 20 м^3 , на основе бурового раствора с добавлением кольматантов: МК-400 – 100 кг/м^3 , МК-700 – 100 кг/м^3 , Mica (Medium) – 20 кг/м^3 , Mica (Fine) – 35 кг/м^3 . В процессе бурения (через 70-100 м проходки) производить прокачку кольматирующих пачек, на основе активного бурового раствора с концентрацией карбоната кальция CaCO_3 до $100\text{-}120 \text{ кг/м}^3$, в объеме 3 м^3 .

При вскрытии поглощающего пласта необходимо:

- замерить интенсивность поглощения;
- определить статический уровень;
- отметить глубину начала поглощения.

Дальнейшие работы по бурению зависят от интенсивности поглощения. Работы по ликвидации поглощений ведутся по отдельному плану, согласованному с заказчиком и проектной организацией.

При интенсивности поглощений до $5 \text{ м}^3/\text{ч}$ – снизить механическую скорость бурения и производительность насосов для обеспечения возможности образования кольматационного экрана в призабойной зоне скважины, установить кольматирующую пачку, указанного выше состава с техотстоем 1-2 часа. Восстанавливать циркуляцию не минимальной производительности буровых насосов 2-3 л/с с шагом 2 л/с.

При интенсивности от 5 до $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ – закачкой $10\text{-}15 \text{ м}^3$ тампонов из бентонита с добавкой $75\text{-}100 \text{ кг/м}^3$ наполнителя или глинистого раствора с полиакриламидом (0,2-0,5 мас.%).

При интенсивных поглощениях более $10 \text{ м}^3/\text{ч}$ – закачка тампонов с последующим закреплением цементным мостом с наполнителями.

Для предупреждения возникновения прихватов необходимо:

- контролировать параметры бурового раствора;
- обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора. Производить периодическую прокачку очищающих пачек через 100-150 м бурения, приготовленных на исходном растворе с добавлением карбоната кальция в концентрации не менее 100 кг/м^3 . При признаках сильной зашламованности ствола для повышения очистки ствола производить прокачку очищающих пачек с волокнами FORTA SuperSweep в концентрации 1 упаковка на 8 м^3 , с вращением ротора 80-100 об/мин, и расхаживанием инструмента на длину свечи;
- следить за очисткой раствора от шлама. Перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствие с требованиями Программы;
- регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстой фильтрационной корки или набухания пород;
- сводить к минимуму любые затраты времени в открытом стволе. Все ремонтные операции на буровой должны производиться при нахождении КНБК в обсадной колонне. Не оставлять инструмент без движения в открытом стволе более 3-х минут;
- ограничение скорости проходки. Перед подъемом инструмента промывка должна производиться до полного выноса выбуренной породы.

Перед началом бурения интервала провести тщательную ревизию ПВО. Иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объёмов скважины: один в емкостях буровой установки, второй в виде химических реагентов для его оперативного приготовления. Параметры промывочной жидкости должны быть в соответствии с программой промывки. Огра-

ничить скорость СПО после вскрытия продуктивных отложений. Постоянный контроль со станции ГТИ (изменение плотности ПЖ, изменение общего объема в мерных емкостях, наличие газопоказаний). Механическая скорость бурения при вскрытии продуктивных пластов не должна превышать плановой.

В целях раннего обнаружения газонефтепроявлений должен вестись контроль за изменением: уровня промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции; механической скорости проходки и давления в нагнетательной линии; уровня раствора в приемных емкостях и скорости потока бурового раствора в желобах; газосодержания в растворе, содержания сульфидов и плотности бурового раствора. В случае появления прямых или косвенных признаков нефтепроявления действовать согласно инструкции по предотвращению и ликвидации ГНВП.

5. Интервал 1871/1897-3725/3802 м

Интервал приурочен к отложениям нижнего отдела Пермской системы, Каменноугольной системы и верхнего отдела Девонской системы. Разрез преимущественно карбонатный. В нижней части прослой алевролитов, аргиллитов и мергеля.

Среди возможных осложнений, на которые следует обратить особое внимание при выборе состава и свойств бурового раствора, надо отметить возможные поглощения раствора, осыпи и обвалы неустойчивых глинистых пород, прихват бурильного инструмента, возможные нефтегазоводопроявления при бурении в продуктивных пластах.

Рекомендуемое оборудование очистки – 2 линейных вибросита, оборудованных сетками 110-230 меш, ситоциклоидальная установка, центрифуга. Оборудование очистки раствора должно работать постоянно во время бурения. Не допускается циркуляция раствора в обход вибросит, ни при каких условиях. Если позволяет схема обвязки наземной циркуляционной системы, рекомендуется производить постоянную циркуляцию раствора через гидроциклоны для более эффективной очистки раствора и снижения объемов его разбавления, работа центрифуги по мере необходимости в случае значительного повышения плотности бурового раствора.

Разбуривание цементного стакана и элементов оснастки колонны производится на технической воде. При замещении ИЭР на техническую воду используется разделительный буфер на основе минерального масла (4-5 м³). ИЭР принимается в резервные емкости. Бурение интервала вести на свежеприготовленном хлоркалийевом буровом растворе.

Перед наращиванием или замером осуществлять проработку с промывкой не менее 3-х раз на всю длину свечи, выравнивая давление, добиться хождения инструмента без затяжек и посадок. Особо обратить внимание на большой участок открытого ствола. Без необходимости не оставлять на длительное время инструмент без движения, при увеличении скорости проходки производить разовые шаблонировки ствола.

Для предотвращения растворения ангидритов (C_{1t}) необходимо увеличение показателя рН до значения 11,5 за 50 м до вскрытия интервала их залегания. При снижении рН ниже указанного значения возможно резкое увеличение концентрации ионов Ca²⁺, ухудшение фильтрационных и реологических параметров раствора, резкое снижение рН. При прохождении ангидритов, раствор превентивно обрабатывается кальцинированной содой, поддерживать рН раствора не менее 10,5.

При бурении в интервале эксплуатационной колонны возможны поглощения бурового раствора. При бурении интервалов, осложненных наличием поглощающих пластов, необходимо следить за изменением механической скорости бурения, уровнем промывочной жидкости. Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт.

На буровой необходимо иметь запас разноразмерных наполнителей и цемента для установки цементных мостов. Иметь на поверхности заранее заготовленную кольматирующую пачку, объемом 10 м³, на основе бурового раствора с добавлением карбоната кальция

100 кг/м³. В процессе бурения (через 50-70 м проходки) производить прокачку кольматирующих пачек, указанного выше состава, в объеме 3-5 м³.

При вскрытии поглощающего пласта необходимо:

- замерить интенсивность поглощения;
- определить статический уровень;
- отметить глубину начала поглощения.

Дальнейшие работы по бурению зависят от интенсивности поглощения. Работы по ликвидации поглощений ведутся по отдельному плану, согласованному с заказчиком и проектной организацией.

При интенсивности от 2 до 5 м³/ч – снизить механическую скорость бурения и производительность насосов для обеспечения возможности образования кольматационного экрана в призабойной зоне скважины, прокачка кольматирующих пачек (по рецептуре, указанной выше) с техотстоем 1-2 часа.

При интенсивности от 5 до 10 м³/ч – закачкой 10-15 м³ тампонов из бентонита с добавкой 75-100 кг/м³ наполнителя или глинистого раствора с полиакриламидом (0,2-0,5 мас.%).

При интенсивных поглощениях более 10 м³/ч – закачка тампонов с последующим закреплением цементным мостом с наполнителями.

В связи с тем, что бурение интервала под эксплуатационную колонну осложнено возможными осыпями и обвалами стенок скважины, сложенных неустойчивыми глинистыми породами, необходимо придерживаться ряда мероприятий по их предупреждению:

- контроль параметров бурового раствора;
- контроль и поддержание требуемой концентрации ингибиторов;
- подъем бурильного инструмента производить с постоянным доливом;
- при наличии признаков осыпей и обвалов перед проведением СПО необходимо производить промывку скважины в объеме 2-х циклов, с увеличением подачи буровых насосов и частоты вращения бурильной колонны, произвести утяжеление бурового раствора, до такого значения, при котором отсутствуют осыпи и обвалы;
- в процессе бурения постоянно отслеживать фактические коэффициенты трения при спуске/подъеме инструмента. При увеличении коэффициентов трения более 0,3-0,35 производить дополнительные мероприятия по очистке ствола скважины: промежуточные промывки, увеличение реологических параметров бурового раствора, прокачка очищающих пачек, технологические СПО. Технологические СПО производить на длину свежепробуренного интервала, в случае осложненного подъема (с вращением и выкручиванием) до чистого хождения инструмента.

При появлении признаков потери устойчивости стенок скважины возможно установка укрепляющих пачек с сульфинированным битумом/асфальтом (Petro ASF, BDF-490, Asfasol и т.п.). Увеличение плотности бурового раствора по согласованию с заказчиком и проектной организацией. Максимальное значение плотности определяется из условия недопущения гидроразрыва слабого пласта в интервале бурения.

Для предупреждения возникновения прихватов необходимо:

- контролировать параметры бурового раствора;
- обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора. Производить периодическую прокачку очищающих пачек через 100-150 м бурения, приготовленных на исходном растворе с добавлением карбоната кальция в концентрации не менее 100 кг/м³. При признаках сильной зашламованности ствола для повышения очистки ствола производить прокачку очищающих пачек с волокнами FORTA SuperSweep в концентрации 1 упаковка на 8 м³, с вращением ротора 80-100 об/мин, и расхаживанием инструмента на длину свечи;
- следить за очисткой раствора от шлама. Перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствие с требованиями Программы;

- регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстой фильтрационной корки или набухания пород;
- сводить к минимуму любые затраты времени в открытом стволе. Все ремонтные операции на буровой должны производиться при нахождении КНБК в обсадной колонне. Не оставлять инструмент без движения в открытом стволе более 3-х минут;
- ограничение скорости проходки. Перед подъемом инструмента промывка должна производиться до полного выноса выбуренной породы.

Перед началом бурения интервала провести тщательную ревизию ПВО. Иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй в виде химических реагентов для его оперативного приготовления. Параметры промывочной жидкости должны быть в соответствии с программой промывки. Ограничить скорость СПО после вскрытия продуктивных отложений. Постоянный контроль со станции ГТИ (изменение плотности ПЖ, изменение общего объема в мерных емкостях, наличие газопоказаний). Механическая скорость бурения при вскрытии продуктивных пластов не должна превышать плановой.

В целях раннего обнаружения газонефтепроявлений должен вестись контроль за изменением: уровня промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции; механической скорости проходки и давления в нагнетательной линии; уровня раствора в приемных емкостях и скорости потока бурового раствора в желобах; газосодержания в растворе, содержания сульфидов и плотности бурового раствора. В случае появления прямых или косвенных признаков газонефтепроявлений действовать согласно инструкции по предотвращению и ликвидации ГНВП.

6. Интервал 3725/3802-4250/4327 м

Интервал приурочен к отложениям верхнего и нижнего отделов Девонской системы. В верхней части разреза – толща аргиллитов с прослоями алевролитов, известняков и песчаников. В остальной части – переслаивание алевролитов, аргиллитов и песчаников.

Среди возможных осложнений, на которые следует обратить особое внимание при выборе состава и свойств бурового раствора, надо отметить осыпи и обвалы, прихват бурильного инструмента, поглощения бурового раствора и возможные нефтегазоводопроявления.

Рекомендуемое оборудование очистки – 2 линейных вибросита, оборудованных сетками 110-230 меш, ситогидроциклонная установка, центрифуга. Оборудование очистки раствора должно работать постоянно во время бурения. Не допускается циркуляция раствора в обход вибросит, ни при каких условиях. Если позволяет схема обвязки наземной циркуляционной системы, рекомендуется производить постоянную циркуляцию раствора через гидроциклоны для более эффективной очистки раствора и снижения объемов его разбавления, работа центрифуги по мере необходимости в случае значительного повышения плотности бурового раствора.

Разбуривание цементного стакана и оснастки производится на растворе, оставшемся после бурения предыдущего интервала, предварительно обработанном бикарбонатом кальция. Загрязненная цементом пачка утилизируется. Объем хлоркалиевого раствора, необходимый для полного замещения скважины, дообрабатывается до требуемых программных параметров. Остальной объем раствора переводится в резерв на случай поглощений. Для предотвращения биологической деструкции резервного объема раствора на водной основе, раствор обрабатывается известью/ каустической содой и бактерицидом.

Перед наращиванием или замером осуществлять проработку с промывкой не менее 3-х раз на всю длину свечи, выравнивая давление, добиться хождения инструмента без затяжек и посадок. Особо обратить внимание на большой участок открытого ствола. Без необходимости не оставлять на длительное время инструмент без движения, при увеличении скорости проходки производить разовые шаблонировки ствола.

В интервале 4040/4117-4250/4327 м возможны поглощения бурового раствора. При бурении интервалов, осложненных наличием поглощающих пластов, необходимо следить за изменением механической скорости бурения, уровнем промывочной жидкости. Увеличение скорости проходки, а также провалы инструмента говорят о том, что, возможно, встречен поглощающий пласт.

Перед вскрытием потенциально поглощающих интервалов предусмотреть использование долот с размерами насадок, которые позволяют применять наполнители (кольматирующие добавки). На буровой необходимо иметь запас разноразмерных наполнителей и цемента для установки цементных мостов. В процессе бурения (через 50-70 м проходки) производить прокачку кольматирующих пачек приготовленных на основе исходного бурового раствора обогащенных карбонатом кальция из расчета 100-120 кг/м³. Перед вскрытием потенциально поглощающих горизонтов снизить механическую скорость бурения для обеспечения возможности образования кольматационного экрана в призабойной зоне скважины.

При вскрытии поглощающего пласта необходимо:

- замерить интенсивность поглощения;
- определить статический уровень;
- отметить глубину начала поглощения.

Дальнейшие работы по бурению зависят от интенсивности поглощения. Работы по ликвидации поглощений ведутся по отдельному плану, согласованному с заказчиком и проектной организацией.

При интенсивности от 2 до 5 м³/ч – снизить механическую скорость бурения и производительность насосов для обеспечения возможности образования кольматационного экрана в призабойной зоне скважины, прокачка кольматирующих пачек с содержанием наполнителей 300 кг/м³ с техотстоем 1-2 часа.

При интенсивности от 5 до 10 м³/ч – закачкой 10-15 м³ тампонов из бентонита с добавкой 75-100 кг/м³ наполнителя или глинистого раствора с полиакриламидом (0,2-0,5 мас.%).

При интенсивных поглощениях более 10 м³/ч – закачка тампонов с последующим закреплением цементным мостом с наполнителями.

В связи с тем, что бурение интервала под хвостовик осложнено возможными осыпями и обвалами стенок скважины, сложенных неустойчивыми глинистыми породами, необходимо придерживаться ряда мероприятий по их предупреждению:

- контроль параметров бурового раствора;
- контроль и своевременная обработка ингибиторми;
- подъем бурильного инструмента производить с постоянным доливом;
- при наличии признаков осыпей и обвалов перед проведением СПО необходимо производить промывку скважины в объеме 2-х циклов, с увеличением подачи буровых насосов и частоты вращения бурильной колонны, произвести утяжеление бурового раствора, до такого значения, при котором отсутствуют осыпи и обвалы;
- в процессе бурения постоянно отслеживать фактические коэффициенты трения при спуске/подъеме инструмента. При увеличении коэффициентов трения более 0,3-0,35 производить дополнительные мероприятия по очистке ствола скважины: промежуточные промывки, увеличение реологических параметров бурового раствора, прокачка очищающих пачек, технологические СПО. Технологические СПО производить на длину свежепробуренного интервала, в случае осложненного подъема (с вращением и выкручиванием) до чистого хождения инструмента.

При появлении признаков потери устойчивости стенок скважины возможно установка укрепляющих пачек с сульфинированным битумом/асфальтом (Petro ASF, BDF-490, Asfasol и т.п.). Увеличение плотности бурового раствора по согласованию с заказчиком и проектной организацией. Максимальное значение плотности определяется из условия недопущения гидроразрыва слабого пласта в интервале бурения.

Для предупреждения возникновения прихватов необходимо:

- контролировать параметры бурового раствора;
- контролировать содержание смазочной добавки в буровом растворе;
- обеспечивать максимально возможную скорость восходящего потока раствора. Производить периодическую прокачку очищающих пачек через 100-150 м бурения, приготовленных на исходном растворе с добавлением карбоната кальция в концентрации не менее 100 кг/м³. При признаках сильной зашламованности ствола для повышения очистки ствола производить прокачку очищающих пачек с волокнами FORTA SuperSweep в концентрации 1 упаковка на 8 м³, с вращением ротора 80-100 об/мин, и расхаживанием инструмента на длину свечи;
- следить за очисткой раствора от шлама. Перед подъемом бурильной колонны промывка скважин должна производиться до полного удаления выбуренной породы и приведения параметров раствора в соответствие с требованиями Программы;
- регулярно прорабатывать в процессе бурения зоны возможного интенсивного образования толстой фильтрационной корки или набухания пород;
- сводить к минимуму любые затраты времени в открытом стволе. Все ремонтные операции на буровой должны производиться при нахождении КНБК в обсадной колонне. Не оставлять инструмент без движения в открытом стволе на долгое время;
- ограничение скорости проходки. Перед подъемом инструмента промывка должна производиться до полного выноса выбуренной породы.

Перед началом бурения интервала провести тщательную ревизию ПВО. Иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй в виде химических реагентов для его оперативного приготовления. Параметры промывочной жидкости должны быть в соответствии с программой промывки. Ограничить скорость СПО после вскрытия продуктивных отложений. Постоянный контроль со станции ГТИ (изменение плотности ПЖ, изменение общего объема в мерных емкостях, наличие газопоказаний). Механическая скорость бурения при вскрытии продуктивных пластов не должна превышать плановой.

В целях раннего обнаружения газонефтепроявлений должен вестись контроль за изменением: уровня промывочной жидкости в скважине при отсутствии циркуляции; механической скорости проходки и давления в нагнетательной линии; уровня раствора в приемных емкостях и скорости потока бурового раствора в желобах; газосодержания в растворе, содержания сульфидов и плотности бурового раствора. В случае появления прямых или косвенных признаков газонефтепроявлений действовать согласно инструкции по предотвращению и ликвидации ГНВП.

Значения показателей свойств буровых растворов по интервалам бурения скважин приведены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Типы и параметры буровых растворов

Название (тип) раствора	Интервал бурения, м		Параметры бурового раствора												
			плотность, кг/м ³	УВ, с	водоотдача, см ³ /30 мин	СНС, дПа (фнт/100 фт ²) через		корка, мм	содержание твердой фазы, %		рН	пластическая вязкость, спз	ДНС, дПа (фнт/100 фт ²)	Содержание СГ, мг/л	Общая жесткость, мг/л
	10 с	10 мин				коллоидной части	песка всего								
Полимерглинистый	30	443	1140	70-90	8-10	48-96 (10-20)	96-144 (20-30)	1	6,5	<2	8,5-9,5	15-20	72-120 (15-25)	–	–
Полимерглинистый недиспергирующий	443	748	1160	55-70	5-7	48-96 (10-20)	96-144 (20-30)	1	4	<1	8,5-9,5	15-25	86-144 (18-30)	–	<400
	748	961	1200												
ИЭР	961	1897	1370	–	<3	38-72 (8-15)	72-144 (15-30)	<1	–	<1	–	20-45	72-144 (15-30)	Углерод / вода: 70-80/ 30-20	Электростабильность, В: >400
Хлоркалийевый	1897	3802	1160	55-75	4-6	38-72 (8-15)	58-120 (12-25)	<1	2,5	<1	9,5-11,0	15-25	72-120 (15-25)	97000-100000	<400
Хлоркалийевый	3802	4327	1310	55-75	<4	38-72 (8-15)	58-144 (12-30)	<1	2,5	<1	9,5-10,5	15-30	86-144 (18-30)	97000-100000	<400
<p>Примечания:</p> <p>1. В случае отклонения параметров (реологии) фактически используемых буровых растворов от проектных, необходимо выполнить гидравлические расчёты для оценки возможности углубления скважины.</p> <p>2. Замер параметров буровых растворов на водной основе производится в соответствии с ГОСТ 33213-2014 (ISO 10414-1:2008), растворов на углеводородной основе - ГОСТ 33697-2015 (ISO 10414-2:2011).</p>															

Таблица 7.2 – Компонентный состав буровых растворов

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³ (л/м ³)
	от (верх)	до (низ)					
1	30	443	Полимерглинистый	1140	нет	Бентонит	50,0
						Na ₂ CO ₃	1,0
						NaHCO ₃	1,0
						FLODRILL PAM 1040	0,1
						СМС LV	4,0
						Petro Det	1,5
						ЛУБ-БКЕ	5,0
						CaCO ₃	50,0
						Барит	83,0
						Lock Veb (Medium)	по необходимости
						Mica (Medium)	по необходимости
						Flonut (Coarse)	по необходимости
						Бентонит	по необходимости
						МК-160	по необходимости
						МК-400	по необходимости
CaCO ₃	по необходимости						
2	443	961	Полимерглинистый недиспергирующий	1160 до гл. 748 м, далее 1200	нет	Бентонит	10,0
						Xanthan Petro L	2,0
						NaHCO ₃	1,0
						Na ₂ CO ₃	0,5
						NaOH	2,0
						FLODRILL TS 705	3,0
						PAC-R	2,0
						PAC-LV	2,0
						FLODRILL PAM 1040	2,5
						Petro Det	2,0
						Petro ASF	5,0

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³ (л/м ³)
	от (верх)	до (низ)					
						ГКЖ	7,0
						RICHMOLE COMPONENT 100	12,0
						ЛУБ-БКЕ	30,0
						Пента 467	0,3
						Desco	0,5
						CaCO ₃	50,0
						Барит	153,0/212,0 ¹⁾
						Mica (Medium)	по необходимости
						Mica (Fine)	по необходимости
						МК-400	по необходимости
						МК-700	по необходимости
						CaCO ₃	по необходимости
						FORTA SUPER SWEEP	по необходимости
						3	961
EWO Gel	10						
EWO Mull	30						
EWO Wet	3						
EWO Block	10						
EWO Mod	5						
Хлорид кальция	70						
Lime	20						
Petro ASF	8						
CaCO ₃	50						
Барит	706						
FORTA SUPER SWEEP	по необходимости						
Mica (Medium)	по необходимости						
Mica (Fine)	по необходимости						

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³ (л/м ³)
	от (верх)	до (низ)					
4	1897	3802	Хлоркалийевый	1160	да	МК-400	по необходимости
						МК-700	по необходимости
						CaCO ₃	по необходимости
						Бентонит	10,0
						NaOH	2,5
						Na ₂ CO ₃	1,0
						NaHCO ₃	1,0
						Xanthan Petro L	3,0
						Petro Starch U	12,0
						PAC R	3,0
						PAC LV	3,0
						RICHMOLE COMPONENT 100	40,0
						Biocide	1,0
						ЛУБ-БКЕ	20,0
						Пента 467	0,5
						Хлорид калия	210,0
						Ironite Sponge	2,0
						Petro ASF	5,0
						CaCO ₃	105
FORTA SUPER SWEEP	по необходимости						
К-1 MIX	по необходимости						
К-3 MIX	по необходимости						
К-5 MIX	по необходимости						
CaCO ₃	по необходимости						
5	3802	4327	Хлоркалийевый	1310	да	NaOH	2,5
						Na ₂ CO ₃	1,0
						NaHCO ₃	1,0

Номер интервала с одинаковым долевым составом бурового раствора	Интервал, м		Название (тип) раствора	Плотность, кг/м ³	Смена раствора для бурения интервала (да, нет)	Название компонента	Содержание компонента в буровом растворе, кг/м ³ (л/м ³)
	от (верх)	до (низ)					
						Xanthan Petro L	3,5
						Petro Starch U	12,0
						PAC R	3,0
						PAC LV	3,0
						RICHMOLE COMPONENT 100	40,0
						Biocide	0,5
						ЛУБ-БКЕ	20,0
						Пента 467	0,5
						Хлорид калия	210,0
						Petro ASF	10,0
						CaCO ₃	388
						Барит ³⁾	по необходимости
						FORTA SUPER SWEEP	по необходимости
						K-1 MIX	по необходимости
						K-3 MIX	по необходимости
						K-5 MIX	по необходимости
						CaCO ₃	по необходимости
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Предусмотренные проектной документацией материалы и реагенты могут заменяться на аналогичные по составу и назначению, производимые (поставляемые) под другими товарными наименованиями. 2. Представлено количество утяжелителя для приготовления бурового раствора плотностью 1160 кг/м³ и 1200 кг/м³ соответственно. 3. Барит предусмотрен на случай необходимости утяжеления бурового раствора в связи с высокой неопределенностью геологических условий и автономностью объекта. 							

Таблица 7.3 – Потребность буровых растворов и компонентов (товарный продукт) для его приготовления, обработки и утяжеления

Интервал, м		Необходимость запаса раствора на поверхности (да, нет)	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
30	443	да	Полимерглинистый	1,16	235	69	177	480
			Бентонит	50	11753	3438	8833	24024
			Na ₂ CO ₃	1	235	69	177	480
			NaHCO ₃	1	235	69	177	480
			СМС LV	4	940	275	707	1922
			Petro Det	1,5	353	103	265	721
			ЛУБ-БКЕ	5	1175	344	883	2402
			CaCO ₃	50	11753	3438	8833	24024
			Барит	83	19510	5707	14664	39881
			Lock Veb (Medium)	по необходимости	300	–	–	300
			Mica (Medium)	по необходимости	300	–	–	300
			Flonut (Coarse)	по необходимости	300	–	–	300
			Бентонит	по необходимости	2400	–	–	2400
			МК-160	по необходимости	3000	–	–	3000
			МК-400	по необходимости	5000	–	–	5000
CaCO ₃	по необходимости	2000	–	–	2000			
443	961	да	Полимерглинистый недиспергирующий	1,21	283	117	228	628
			Бентонит	10	2831	1172	2281	6283
			Xanthan Petro L	2	566	234	456	1257
			NaHCO ₃	1	283	117	228	628
			Na ₂ CO ₃	0,5	142	59	114	314
			NaOH	1	283	117	228	628
			FLODRILL TS 705	3	849	352	684	1885
			РАС-R	2	566	234	456	1257
			РАС-LV	2	566	234	456	1257
			FLODRILL PAM 1040	2,5	708	293	570	1571

Интервал, м		Необходимость запаса раствора на поверхности (да, нет)	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
			Petro Det	2	566	234	456	1257
			Petro ASF	5	1415	586	1140	3142
			ГКЖ	7	1981	820	1597	4398
			RICHMOLE COMPONENT 100	12	3397	1406	2737	7540
			ЛУБ-БКЕ	30	8492	3515	6842	18849
			Пента 467	0,3	85	35	68	188
			Desco	0,5	142	59	114	314
			CaCO ₃	50	14153	5859	11404	31416
			Барит	212	60007	24842	48352	133202
			Mica (Medium)	по необходимости	400	–	–	400
			Mica (Fine)	по необходимости	700	–	–	700
			МК-400	по необходимости	2000	–	–	2000
			МК-700	по необходимости	2000	–	–	2000
			CaCO ₃	по необходимости	5000	–	–	5000
			FORTA SUPER SWEEP	по необходимости	14	–	–	14
961	1897	да	ИЭР	1,44	595	130	626	1351
			Mineral Oil	705	419409	91742	441500	952651
			EWO Gel	10	5949	1301	6262	13513
			EWO Mull	30	17847	3904	18787	40538
			EWO Wet	3	1785	390	1879	4054
			EWO Block	10	5949	1301	6262	13513
			EWO Mod	5	2975	651	3131	6756
			Хлорид кальция	70	41643	9109	43837	94589
			Lime	20	11898	2603	12525	27026
			Petro ASF	8	4759	1041	5010	10810
			CaCO ₃	50	29745	6507	31312	67564
			Барит	706	420004	91872	442127	954003
			FORTA SUPER SWEEP	по необходимости	14	–	–	14

Интервал, м		Необходимость запаса раствора на поверхности (да, нет)	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
			Mica (Medium)	по необходимости	400	–	–	400
			Mica (Fine)	по необходимости	700	–	–	700
			МК-400	по необходимости	2000	–	–	2000
			МК-700	по необходимости	2000	–	–	2000
			CaCO ₃	по необходимости	5000	–	–	5000
1897	3802	да	Хлоркалийевый	0,34	300	135	213	648
			Бентонит	10	2997	1350	2132	6480
			NaOH	2,5	749	338	533	1620
			Na ₂ CO ₃	1	300	135	213	648
			NaHCO ₃	1	300	135	213	648
			Xanthan Petro L	3	899	405	640	1944
			Petro Starch U	12	3597	1620	2559	7776
			PAC R	3	899	405	640	1944
			PAC LV	3	899	405	640	1944
			RICHMOLE COMPONENT 100	40	11990	5401	8530	25920
			Biocide	1	300	135	213	648
			ЛУБ-БКЕ	20	5995	2700	4265	12960
			Пента 467	0,5	150	68	107	324
			Хлорид калия	210	62946	28353	44780	136079
			Petro ASF	5	1499	675	1066	3240
			Ironite Sponge	2	599	270	426	1296
			CaCO ₃	105	31473	14176	22390	68040
			FORTA SUPER SWEEP	по необходимости	21	–	–	21
			К-1 MIX	по необходимости	1000	–	–	1000
			К-3 MIX	по необходимости	1000	–	–	1000
			К-5 MIX	по необходимости	1000	–	–	1000
			CaCO ₃	по необходимости	10000	–	–	10000

Интервал, м		Необходимость запаса раствора на поверхности (да, нет)	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
3802	4327	да	Хлоркалийевый	0,64	171	136	29	336
			NaOH	2,5	428	206	73	707
			Na ₂ CO ₃	1	171	82	29	283
			NaHCO ₃	1	171	82	29	283
			Xanthan Petro L	3,5	599	289	102	990
			Petro Starch U	12	2055	989	349	3393
			PAC R	3	514	247	87	848
			PAC LV	3	514	247	87	848
			RICHMOLE COMPONENT 100	40	6849	3298	1163	11310
			Biocide	0,5	86	68	15	168
			ЛУБ-БКЕ	20	3425	2717	581	6723
			Пента 467	0,5	86	68	15	168
			Хлорид калия	210	35958	28529	6103	70591
			Petro ASF	10	1712	1359	291	3361
			CaCO ₃	388	66438	52711	11277	130425
			Барит ²⁾	152	26027	20650	4418	51094
			FORTA SUPER SWEEP	по необходимости	21	–	–	21
			К-1 MIX	по необходимости	1000	–	–	1000
К-3 MIX	по необходимости	1000	–	–	1000			
К-5 MIX	по необходимости	500	–	–	500			
CaCO ₃	по необходимости	10000	–	–	10000			

Примечания:

1. В соответствии с п. 394 ПБНПП при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.
2. Барит предусмотрен на случай необходимости утяжеления бурового раствора в связи с высокой неопределенностью геологических условий и автономностью объекта (с учетом опыта строительства скв. №315 Восточно-Сарутаюского месторождения – при росте

Интервал, м		Необходимость запаса раствора на поверхности (да, нет)	Название (тип) бурового раствора и его компонентов	Нормы расхода бурового раствора, м ³ /м и его компонентов, кг/м ³ в интервале	Потребность бурового раствора, м ³ и его компонентов, кг			
от (верх)	до (низ)				на запас на поверхности	на исходный объем	на бурение интервала	суммарная в интервале
газопоказаний утяжеление бурового раствора до плотности 1410 кг/м ³).								

Таблица 7.4 – Потребность компонентов для переработки бурового раствора

Название (тип) компонентов	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Концентрация компонента, кг/м ³	Объем раствора, подлежащий переработке, м ³	Суммарное количество на скважину, т
Флокулянт (Праестол 2300 Д)	ТУ 6-01-1049-92	1,0	759	0,759
Сернокислый алюминий Al ₂ (SO ₄) ₃	ГОСТ 12966-85	5,0		3,797
Кислота соляная HCl (14%)	ТУ 2122-131-05807960-97	4,0		3,037
RC-930 (для рециклинга РУО)	Импортный	10,0	511	5,110

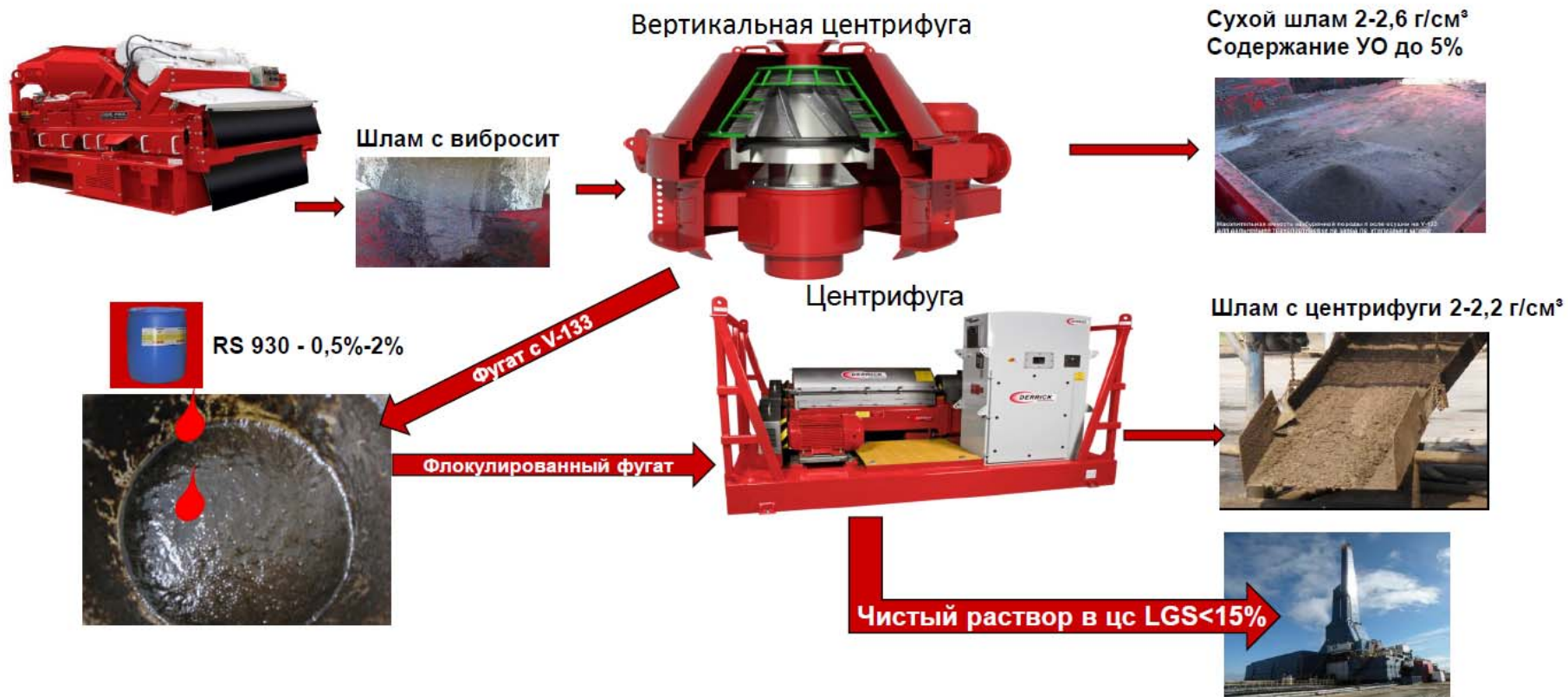


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема рециклинга бурового раствора на углеводородной основе

Таблица 7.5 – Суммарная потребность компонентов бурового раствора на скважину

Название (тип) компонентов бурового раствора	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Потребность компонентов для обработки бурового раствора, кг							
		по колоннам							суммарная на скважину
		Направление	Кондуктор	I Промежуточная	II Промежуточная	Эксплуатационная	Хвостовик	Запас	
Бентонит	ТУ 39-0147001-105-93	–	12272	3453	–	3483	–	19981	39188
Na ₂ CO ₃	ГОСТ 5100-85	–	245	173	–	348	112	848	1725
NaHCO ₃	ГОСТ 2156-96	–	245	345	–	348	112	989	2040
NaOH	ТУ 6-01-1306-85	–	–	345	–	871	279	1460	2955
СМС LV	импортный	–	982	–	–	–	–	940	1922
Petro Det	импортный	–	368	691	–	–	–	919	1977
ЛУБ-БКЕ	импортный	–	1227	10358	–	6965	3298	15682	37530
CaCO ₃	ГОСТ 14050-93	–	12272	17263	37819	36567	63987	185562	353468
Барит	ГОСТ 4682-84	–	20371	73195	533999	–	–	550615	1178180
Xanthan Petro L	импортный	–	–	691	–	1045	390	2065	4190
FLODRILL TS 705	импортный	–	–	1036	–	–	–	849	1885
PAC-R	импортный	–	–	691	–	1045	335	1080	3150
PAC-LV	импортный	–	–	691	–	1045	335	1979	4049
FLODRILL PAM 1040	импортный	–	–	863	–	–	–	708	1571
Petro ASF	импортный	–	–	1726	6051	1741	1649	9386	20553
ГКЖ	ТУ 2229-276-05763441-99	–	–	2417	–	–	–	1981	4398
RICHMOLE COMPONENT 100	импортный	–	–	4143	–	13930	4461	22236	44770
Пента 467	импортный	–	–	104	–	174	82	320	681
Desco	импортный	–	–	173	–	–	–	142	314
Biocide	импортный	–	–	–	–	348	82	385	816
Хлорид калия (KCl)	ТУ 2152-013-	–	–	–	–	73133	34632	98905	206670

Название (тип) компонентов бурового раствора	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Потребность компонентов для обработки бурового раствора, кг							суммарная на скважину
		по колоннам							
		Направление	Кондуктор	I Промежуточная	II Промежуточная	Эксплуатационная	Хвостовик	Запас	
	00203944-95								
Petro Starch U	импортный	–	–	–	–	4179	1338	5652	11169
Ironite Sponge	импортный	–	–	–	–	697		599	1296
Mineral Oil	импортный	–	–	–	533242	–	–	419409	952651
EWO Gel	импортный	–	–	–	7564	–	–	5949	13513
EWO Mull	импортный	–	–	–	22691	–	–	17847	40538
EWO Wet	импортный	–	–	–	2269	–	–	1785	4054
EWO Block	импортный	–	–	–	7564	–	–	5949	13513
EWO Mod	импортный	–	–	–	3782	–	–	2975	6756
Хлорид кальция (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	–	–	–	52946	–	–	41643	94589
Lime	импортный	–	–	–	15127	–	–	11898	27026
MK-160	ТУ 5716-004-38892610-2012	–	–	–	–	–	–	3000	3000
MK-400		–	–	–	–	–	–	9000	9000
MK-700		–	–	–	–	–	–	4000	4000
Lock Veb (Medium)	ТУ 2458-002-75395140-2014	–	–	–	–	–	–	300	300
Mica (Medium)	ТУ 5725-008-56864391-2007	–	–	–	–	–	–	1100	1100
Mica (Fine)		–	–	–	–	–	–	1400	1400
Flonut (Coarse)	импортный	–	–	–	–	–	–	300	300
K-1 MIX	ТУ 2458-003-68148903-10	–	–	–	–	–	–	2000	2000
K-3 MIX		–	–	–	–	–	–	2000	2000
K-5 MIX		–	–	–	–	–	–	1500	1500
FORTA SUPER SWEEP	импортный	–	–	–	–	–	–	70	70

Примечание – иметь в запасе ПЦТ- I-G-CC1 в количестве не менее 20 т для установки цементных мостов на случай поглощений.

Таблица 7.6 – Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Наименование оборудования	Типоразмер или шифр	Количество, шт.	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Ступенчатость очистки	Интервал применения, м	
					от	до
Циркуляционная система	ЦС	1	ТУ 26-02-858-79		30	4327
Вибрационное сито	Derrick FLC-2000 Super G	3	Импортное	2	30	4327
Ситогидроциклонная установка	Derrick модель 58	1	Импортное	3	30	4327
Центрифуга	Alfa-Laval DMNX 418	1	Импортное	4	443	4327
Питающий насос	SBR-P-XGZF	1	Импортное		443	4327
Флокуляционная установка	JL30A	1	Импортное	5	443	4327
Гидравлический смеситель эжекторного типа	ГС-Т-40	1	ТУ 3661-016-53434081-2001		30	4327
Дегазатор	ДВС-3	1	ТУ 3661-033-53434081-2006		443	4327
Гидравлический перемешиватель	ПГ	6	ГОСТ 22577-77		30	4327
Насос шламовый	ГШН-150	1	ТУ 3631-021-55837096-2007		30	4327
Насос шламовый	6Ш-8-2	2	ТУ 3631-021-55837096-2007		30	4327
Шнековый транспортёр	КШ-40Р	1	ТУ-2602689-76		30	4327
Вакуумный осушитель шлама (пневматический сепаратор)	Screen Pulse	1	Импортное		961	1897
Диспергатор	ДГ-40	1	ТУ 3669-019-39743384-2001		961	1897
<p>Примечание:</p> <p>1. Предусмотреть наличие на буровой наличие дополнительных емкостей, объемом 200 м³ для хранения кольматационных пачек и РУО.</p> <p>2. Возможно применение оборудования других производителей с соответствующими техническими характеристиками, имеющими паспорт/ сертификат соответствия изготовления продукции. Типы и марки устройств будут уточнены по фактической комплектации буровой установки.</p>						

Таблица 7.7 – Назначение и область применения химреагентов

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
Бентонит	ТУ 39-0147001-105-93	1000 кг / контейнер	Структурообразование глинистых и полимерглинистых растворов.	Модифицированный глинопорошок.
Сода кальцинированная (Na ₂ CO ₃)	ГОСТ 5100-95	45 кг/ мешок	Контроль содержания ионов Ca ²⁺ .	Незначительно повышает pH.
Бикарбонат натрия (NaHCO ₃)	ГОСТ 2156-96	40 кг/ мешок	Снижение жесткости воды затворения, осаждение ионов кальция при загрязнении растворов цементом.	Не рекомендуется излишняя обработка реагентом, т.к. это приводит к образованию высокого, прогрессирующего СНС.
Сода каустическая (NaOH)	ТУ 6-01-1306-85	50 кг / мешок	Регулятор pH.	Диспергатор.
СМС LV	Импортный	25 кг / мешок	Регулирование фильтрационных свойств растворов.	Карбоксиметилцеллюлоза низкой вязкости.
Petro Det	Импортный	200 л / бочка	Детергирующее/смачивающее и диспергирующее действие. Эффективно предупреждает солеобразование.	Смесь ПАВ. Минимизирует тенденции к образованию сальников на КНБК. Основные преимущества: реагент уменьшает аварийность бурения в активных глинистых формациях; ингибирующий характер реагента уменьшает диспергирование глины, предотвращает загрязнение сеток вибросит и улучшает работу остального очистного оборудования; работает с широким спектром систем буровых растворов.
ЛУБ-БКЕ	Импортный	170 л / бочка	Повышение смазочных свойств пресных и высокоминерализованных буровых растворов.	Эффективная смазочная добавка, предназначенная для обработки буровых растворов на водной основе (в том числе соленасыщенных) с целью снижения сил трения бурильной колонны о стенки скважины, а также уменьшения и профилактики прихватаопасных ситуаций при проводке вертикальных и наклонно-направленных

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
				скважин. Не повышает реологические параметры бурового раствора, обладает низким пенообразованием.
Xanthan Petro L	Импортный	25 кг / мешок	Структурообразование (в малоглинистых и безглинистых системах).	Высокоочищенный биополимер, применяемый в качестве загустителя и структурообразователя в буровых растворах на основе пресной воды и в солевых системах. Растворы Xanthan Petro L даже в условиях отсутствия неорганических коллоидов обладают отличными псевдопластическими свойствами и хорошими суспензионными характеристиками. Именно благодаря этому и удается достигать высоких скоростей бурения, хорошей очистки ствола скважины. Благодаря высоким значениям ВНСС, Xanthan Petro L обеспечивает минимальную зону проникновения фильтрата в ПЗП.
FLODRILL TS 705	Импортный	25 кг / мешок	Снижение водоотдачи буровых растворов на водной основе.	Полиакрилат натрия, регулятор водоотдачи. Молекула FLODRILL TS 705 адсорбируется на сломленных гранях глиняных частиц, связывая их во всех направлениях и образуя в стволе скважины сеть полимерных и глиняных пластинок. Взаимодействие полимера и глины приводит к образованию прочной эластичной корки, обеспечивающей контроль водоотдачи. Снижает интенсивность наработки твердой фазы в процессе бурения, предельные динамическое и статистическое напряжения сдвига бурового раствора, не влияя на величину его пластической вязкости. Об-

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
				ладает повышенной термостойкостью. Улучшает смазочные и противоприхватные свойства бурового раствора.
PAC-R	Импортный	25 кг / мешок	Снижение водоотдачи безглинистых и малоглинистых растворов. Повышает вязкость.	Высококачественная полианионная целлюлоза. Высоковязкая модификация с высокой молекулярной массой.
PAC-LV	Импортный	25 кг / мешок	Снижение водоотдачи безглинистых и малоглинистых растворов, практически не влияет на вязкость.	Высококачественная полианионная целлюлоза. Низковязкая модификация с низкой молекулярной массой.
FLODRILL PAM 1040	Импортный	25 кг / канистра	Ингибирование гидратации глинистых пород, флокуляция выбуренной породы.	Частично гидролизованный полиакриламид, флокулянт, стабилизатор глинистых сланцев (обеспечивает инкапсулирующий эффект). Улучшает работу системы очистки. Осуществляет контроль водоотдачи (за счёт загустевания фильтрата) и ингибирование (обвалакивание) осыпающихся глинистых сланцев, чувствительных к воздействию воды.
ГКЖ	ТУ 2229-276-05763441-99	250 кг / бочка	Ингибитор, гидрофобизатор	Гидрофобизирующая кремнийорганическая жидкость. Представляет собой 30 %-ный водно-спиртовой раствор этилсиликоната натрия. Обеспечивает ингибирование глинистых пород за счет гидрофобизации поверхности глин. Повышает качество первичного скрытия продуктивных пластов.
RICHMOLE COMPONENT 100	Импортный	225 л / бочка	Подавление процессов гидратации и набухания глинистых пород.	Полигликоль эффективно подавляет процессы гидратации и набухания глин и глинистых сланцев, предотвращает дальнейшее диспергирование выбуренного глинистого шлама, снижает вероятность сальникообразования на

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
				элементах КНБК. Является дополнительной смазочной добавкой. Richmole component 100 уплотняет и гидрофобизирует фильтрационную корку на стенках скважины, уменьшает вероятность образования шламовых подушек и агрегатов, увеличивает твердость бурового шлама.
Пента 467	Импортный	25 л / канистра	Пеногаситель.	Используется как при приготовлении растворов на поверхности, так и в процессе бурения.
Desco	Импортный	11,34 кг / мешок	Разжижитель	Органический разжижитель и дефлокулянт (сульфометилованный таннин), предназначенный для снижения вязкости и стабилизации всех типов буровых растворов, включая пресные, минерализованные и соленащенные системы, утяжеленные и неутяжеленные растворы. Эффективно регулирует реологические свойства буровых растворов при температуре не выше 180 °С.
Biocide	Импортный	19 л / канистра	Предотвращение бактериального разложения органических компонентов буровых растворов.	–
Mineral Oil	Импортный	1000 кг / бочка	Базовая основа раствора.	Синтетическое минеральное масло.
EWO Gel	Импортный	22,7 кг / мешок	Создание структуры в растворах на углеводородной основе, увеличение вязкости.	Усовершенствованная модификация гидрофобизованного бентонита. Участвует в формировании фильтрационной корки, снижает фильтратоотдачу.
EWO Mull	Импортный	190 кг / бочка	Эмульгатор	Смесь 2-(2-Бутокси) этоксиэтанола, димеров жирных C ₁₈ кислот, 4,5-дигидро-1Н-

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
				имидазолина. Обеспечение гидрофобности эмульсии, регулирование реологических параметров.
EWO Wet	Импортный	22,7 кг / мешок	Гидрофобизатор твердой фазы	Смесь 2-(2-Бутокси) этоксиэтанола, соевой жирной кислоты и 4,5-дигидро-1H-имидазолина. Используется в качестве добавки к буровым растворам на нефтяной основе, улучшающей их реологические свойства и стабильность эмульсии. Обладая гидрофобными свойствами может использоваться для приготовления и поддержания свойств любых буровых растворов на нефтяной основе, а также растворов на нефтяной основе для заканчивания скважин.
EWO Block	Импортный	22,7 кг / мешок	Понижитель водоотдачи	Природные асфальтиты (гильсонит). Снижают проницаемость фильтрационной корки и обеспечивают микрокольматацию призабойной зоны.
EWO Mod	Импортный	22,7 кг / мешок	Стабилизатор, регулятор фильтрации и реологических свойств.	Смесь димеров ненасыщенных жирных кислот, очищенного минерального масла и предельных углеводородов (алканов). Обеспечивает улучшение эмульгирования воды при ее введении в буровые растворы на углеводородной основе. Модификатор реологии (аналогичен биополимерам в РВО), улучшает удерживающую и выносящую способности раствора.
Хлорид кальция (CaCl ₂)	ГОСТ 450-77	1000 кг / контейнер	Ингибитор, понизитель активности твердой фазы, регулятор плотности водной фазы.	Снижение активности дисперсной фазы. Образование кальциевых мыл.
PetroASF	Импортный	25 кг /	Ингибитор, микрокольматант	Сульфированный битум, стабилизирует

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
		мешок		пласты глинистых сланцев, значительно улучшает смазывающие свойства бурового раствора и понижает водоотдачу при высоких температурах и давлении. Обеспечивает микрокольматацию призабойной зоны.
Petro Starch U	Импортный	25 кг / мешок	Контроль за фильтрацией, инкапсуляция выбуренной породы.	Модифицированный полисахарид, обладающий повышенными псевдопластическими свойствами. Эффективно снижает фильтратоотдачу пресных и минерализованных растворов, препятствует проникновению фильтрата вглубь продуктивного пласта.
Хлорид калия (KCl)	ТУ 2152-013-00203944-95	1000 кг / контейнер	Минерализация раствора с целью ингибирования глинистых пород.	Источник ионов калия в ингибированных буровых растворах.
Ironite Sponge	Импортный	22,7 кг / мешок	Нейтрализатор сернистого водорода.	Представляет собой синтетический оксид железа Fe ₃ O ₄ . В зависимости от условий реакций (рН, температура и т.д.) Ironite Sponge может образовать с сероводородом пирит FeS ₂ или сульфид железа типа FeS и элементарную серу.
МК-160 МК-400 МК-700	ТУ 5716-004-38892610-2012	1000 кг/ биг-бэг	Кислоторастворимый кольматант, утяжелитель	Молотый мрамор различного фракционного состава. Содержит сводообразующие частицы, за счёт которых создает слабопроницаемую фильтрационную корку, изолирующую поровое пространство пород.
Карбонатная мука (CaCO ₃)	ГОСТ 14050-93	800 кг/ контейнер	Увеличение плотности буровых растворов, кольматация продуктивных пластов.	Молотый мрамор, различается по фракционному составу частиц. Создает непроницаемую эффективную фильтрационную корку, изолирующую открытые поровые пространства в стволе скважины.

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
Барит	ГОСТ 4682-84	1000 кг / контейнер	Увеличение плотности буровых растворов.	Сульфат бария. Используется как в растворах на водной основе, так и в эмульсиях.
Lock Veb (Medium)	ТУ 2458-002-75395140-2014	20 кг / мешок	Кольматация проницаемых пластов при ликвидации поглощений промывочной жидкости.	Смесь гранулярных, хлопьевидных волокнистых материалов для борьбы с поглощениями.
Mica (Medium, Fine)	ТУ 5725-008-56864391-2007	20 кг / мешок	Кольматация проницаемых пластов при ликвидации поглощений промывочной жидкости.	Слюдяной кольматант.
Flonut (Coarse)	Импортный	25 кг / мешок	Кольматация проницаемых пластов при ликвидации поглощений промывочной жидкости.	Кольматант (материал для борьбы с поглощениями) различного фракционного состава на основе ореховой скорлупы.
K-MIX-1 K-MIX-3 K-MIX-5	ТУ 2458-003-68148903-10	25 кг / мешок	Кольматант	Представляет собой многокомпонентные смеси на основе природных полисахаридных материалов и синтетических полимеров различного фракционного состава. Компоненты, из которых состоит кольматирующая добавка, имеют самые разнообразные формы и механические свойства. По форме частицы представляют собой линейные волокна, спутанные волокнистые агрегаты, плоские чешуйки, сфероиды, угловатозернистые и т.д. Такое же разнообразие наблюдается и в механических свойствах отдельных компонентов смеси: мягкие, твердые, эластичные.

Название компонента бурового раствора	ГОСТ, ТУ на изготовление	Упаковка	Функция	Дополнительные сведения
FORTA SUPER SWEEP	Импортный	6,8 кг / мешок	Очитка ствола скважины от шлама	Синтетический материал в виде мононитей. Химически инертны и не токсичны, совместимы с любыми типами буровых растворов. Применяется для приготовления очищающих пачек
Праестол 2300 Д	ТУ 6-01-1049-92	25 кг/ мешок	Флокуляция твердой фазы бурового раствора в процессе осветления.	Используются при переработке бурового раствора с помощью флокуляционной установки.
Сернокислый алюминий $Al_2(SO_4)_3$	ГОСТ 12966-85	910 кг / контейнер	Коагуляция твердой фазы бурового раствора в процессе осветления.	Используются при переработке бурового раствора с помощью флокуляционной установки.
Кислота соляная (HCl)	ТУ 2122-131-05807960-97	30л/ канистра	Снижение pH	Используются при переработке бурового раствора с помощью флокуляционной установки.
RC-930	Импортный	200 л/ бочка	Коагулянт коллоидной фазы для растворов на углеводородной основе.	Относится к группе полиакриламидных соединений. Применяется для эффективного удаления коллоидной фазы растворов на углеводородной основе и подготовки для дальнейшей очистки на высокоскоростной центрифуге.

8 УГЛУБЛЕНИЕ СКВАЖИНЫ

При выборе технологии бурения скважин по интервалам глубин, способов и режимов бурения, типов долот и забойных двигателей учтены требования действующих технологических регламентов, руководящих и нормативных документов, а также опыта строительства скважин в районе ведения планируемых работ.

При строительстве скважин использовать калибраторы с коэффициентом проходного сечения не менее 25 %.

Для предотвращения резкого скачка давления при начале циркуляции, запуск буровых насосов следует начинать с плавным увеличением подачи. Рекомендуется предварительно произвести вращение бурильной колонны для разрушения образовавшейся структуры бурового раствора.

В процессе бурения постоянно отслеживать фактические коэффициенты трения при спуске/ подъёме инструмента. При увеличении коэффициентов трения более 0,3-0,35 производить дополнительные мероприятия по очистке ствола скважины: промежуточные промывки, увеличение реологических параметров бурового раствора, прокачка очищающих пачек, технологические СПО.

При бурении под кондуктор, I промежуточную колонну возможно накопление шлама в буровом растворе. Необходимо обеспечить постоянную работу системы очистки, производить промежуточные промывки с закачкой вязкоупругих пачек, выполнять рекомендации, приведенные в п. 5.3.

Рекомендуется производить промежуточные шаблонировки ствола скважины через 300-350 м бурения.

Для определения допустимых скоростей СПО в интервале бурения под эксплуатационную колонну и хвостовик необходимо выполнить расчёт пульсаций при СПО, с учётом фактических данных по скважине: используемой КНБК, бурильного инструмента, состояния ствола скважины и т. д. Для предотвращения свабирования (без использования MPD) производить подъём колонны бурильных труб с подкачкой бурового раствора, ограничивать скорость подъёма.

При бурении под эксплуатационную колонну в интервале 1000-1180 м прогнозируется возможный повышенный усталостный износ бурильного инструмента. Для предотвращения аварий с бурильным инструментом, рекомендуется бурильную колонну в этом интервале комплектовать из новых бурильных труб, производить перестановку свечей бурильных труб, работающих в этом интервале со свечами из других интервалов, следить за давлением на стояке, для своевременного выявления промыва бурильного инструмента. Интервалы повышенного усталостного износа рекомендуется периодически уточнять в процессе бурения, с учётом фактической инклинометрии.

Определение накопленной усталости инструмента производить в соответствии с аналитической методикой, приведённой в «Стандарте DS-1» и, при накоплении критического количества баллов, выводить инструмент из эксплуатации и направлять его на инспекцию.

Модели нагрузок и моментов бурильных колонн, гидравлическая программа промывки по интервалам бурения приведены в приложениях Д, Е.

8.1 СПОСОБЫ, РЕЖИМЫ БУРЕНИЯ, РАСШИРКИ (ПРОРАБОТКИ) СТВОЛА СКВАЖИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ КНБК

Таблица 8.1 – Способы, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка на долото, тс	число оборотов ротора (ВСП), мин ⁻¹	расход бурового раствора, л/с	
0	30	Бурение шнеком под направление	ВСП	1	навес	50-60	–	2,0
25	30	Разбуривание	ГЗД	2	навес	–	60,0	12,0
30	443	Бурение под кондуктор	ВСП+ГЗД	2	10-12	50-60	60,0	10,0
30	443	Проработка	ВСП+ГЗД	2	2-3	50-60	60,0	40,0
433	443	Разбуривание	ГЗД	3	навес	–	55,3	5,0
443	961	Бурение под I промежуточную колонну	ВСП + ГЗД	3	12-14	50-60	55,3	22,0
443	961	Проработка	ВСП + ГЗД	3	2-3	50-60	55,3	40,0
951	961	Разбуривание	ГЗД	4	навес	–	52,6	5,0
961	1897	Бурение под II промежуточную колонну	ГЗД, ВСП + ГЗД	4	12-14 (12)	0-40	52,6	22,0
961	1897	Проработка	ВСП + ГЗД	4	2-3	30-40	52,6	40,0
1887	1897	Разбуривание	ГЗД	5	навес	–	32,6	5,0
1897	2861	Бурение под эксплуатационную колонну	ГЗД, ВСП + ГЗД	5	12-14	0-40	32,6	20,0
2861	3802							11,0
1897	3802	Проработка	ВСП + ГЗД	5	2-3	30-40	32,6	40,0
3192	3802	Разбуривание	ВСП	6	навес	–	13,7	5,0
3802	4318	Бурение под хвостовик (кроме интервалов отбора керна)	ВСП + ГЗД	6	6-8	30-40	13,7	3,0-4,0
3980	4088	Отбор керна	ВСП	7	5-6	70-80	10,5	0,5-1,0
4144	4287							
4318	4327							
3802	4327	Проработка	ВСП + ГЗД	6	2-3	30-40	13,7	40,0
0	4317	Работа в колонне	ВСП	8	навес	50-60	8,4	10,0

Интервал, м		Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК (см. табл. 8.2)	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч
от (верх)	до (низ)				осевая нагрузка на долото, тс	число оборотов ротора (ВСП), мин ⁻¹	расход бурового раствора, л/с	
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Максимальная частота вращения ВЗД с установленным углом перекоса уточняется в соответствии с паспортом фактически используемого ВЗД. 2. В случае высокоинтенсивных поглощений при бурении под кондуктор необходимо ограничить скорость проходки и расход промывочной жидкости. Минимальный расход промывочной жидкости исходя из характеристик ГЗД – 30 л/с. 3. В скобках указано допустимое значение нагрузки на долото при бурении в режиме слайдирования, без вращения бурильной колонны. 								

8.2 КОМПОНОВКА НИЗА БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН (КНБК)

Таблица 8.2 – Компонировка низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК, интервал бурения	Элементы КНБК (до бурильных труб)									Примечания
	№ п/п	Типоразмер, шифр оборудования	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град.			
1 (0-30)	1	Шнек 900,0	0,00	900,0	2,02	1135		2,02	1,1	
	2	УБТС2-229	2,02	228,6	18,00	4921		20,02	6,1	
2 (30-443 м)	1	508,0 А1S	0,00	508,0	0,70	320		0,70	0,3	
	2	ДРУ-240РС	0,70	240,0	7,65	2106	–	8,35	2,4	
	3	КОБ-240РС	8,35	220,0	0,80	167		9,15	2,6	
	4	КЛС 508,0	9,15	508,0	1,22	465		10,37	3,1	
	5	УБТС2-229	10,37	228,6	9,00	2461		19,37	5,5	
	6	КЛС 508,0	19,37	508,0	1,22	465		20,59	6,0	
	7	УБТС2-229	20,59	228,6	9,00	2461		29,59	8,4	
	8	УБТЕЛ-203	29,59	203,2	18,00	3586		47,59	12,0	
	9	Яс-203	47,59	203,0	8,00	1440		55,59	13,5	
	10	УБТЕЛ-203	55,59	203,2	18,00	3586		73,59	17,1	
	11	УБТЕЛ-178	73,59	177,8	9,00	1379		82,59	18,4	
3 (443-961 м)	1	393,7 GT65DRMs	0,00	393,7	0,46	350		0,46	0,3	
	2	ДРУ-240	0,46	240,0	7,74	1850	–	8,20	2,2	
	3	КОБ-240РС	8,20	220,0	0,80	167		9,00	2,4	
	4	КЛС 390,7	9,00	390,7	1,10	360		10,10	2,7	
	5	ЗТС-203	10,10	203,0	9,50	870		19,60	3,6	
	6	НУБТ-203	19,60	203,2	9,00	1983		28,60	5,6	
	7	КЛС 390,7	28,60	390,7	1,10	360		29,70	5,9	
	8	УБТЕЛ-203	29,70	203,2	27,00	5378		56,70	11,3	
	9	УБТЕЛ-178	56,70	177,8	27,00	4136		83,70	15,5	
	10	ТБТ-К1-168-127-76	83,70	127,0	54,00	4212		137,70	19,7	
	11	Яс-172	137,70	172,0	7,40	800		145,10	20,5	

Условный номер КНБК, интервал бурения	Элементы КНБК (до бурильных труб)									Примечания
	№ п/п	Типоразмер, шифр оборудования	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град.			
	12	ТБТ-К1-168-127-76	145,10	127,0	54,00	4212		199,10	24,7	
4 (961-1897 м)	1	295,3 GT55WRMs	0,00	295,3	0,42	88		0,42	0,1	
	2	ДРУ-240 (корпус. центратор 289 мм)	0,42	240,0	7,74	1850	1,18	8,16	1,9	с корпусным центратором 289 мм)
	3	КОБ-240РС	8,16	220,0	0,80	167		8,96	2,1	
	4	КЛС 292,3	8,96	292,3	1,10	310		10,06	2,4	
	5	ЗТС-203	10,06	203,0	9,50	870		19,56	3,3	
	6	НУБТ-203	19,56	203,2	9,00	1983		28,56	5,3	
	7	УБТЕЛ-203	28,56	203,2	18,00	3586		46,56	8,9	
	8	УБТЕЛ-178	46,56	177,8	27,00	4136		73,56	13,0	
	9	ТБТ-К1-168-127-76	73,56	127,0	81,00	6318		154,56	19,3	
	10	Яс-172	154,56	172,0	7,40	800		161,96	20,1	
	11	ТБТ-К1-168-127-76	161,96	127,0	54,00	4212		215,96	24,3	
5 (1897-3802 м)	1	219,1 GT65DHE (ММ64DM)	0,00	219,1	0,38	52		0,38	0,1	
	2	ДРУ-172	0,38	172,0	7,71	1124	1,00	8,09	1,2	
	3	КОБ-172РС	8,09	172,0	0,78	110		8,87	1,3	
	4	КЛС 217,2	8,87	217,2	1,10	190		9,97	1,5	
	5	ЗТС-172	9,97	172,0	9,60	850		19,57	2,3	
	6	НУБТ-178	19,57	177,8	9,00	1453		28,57	3,8	
	7	УБТЕЛ-178	28,57	177,8	54,00	8273		82,57	12,1	
	8	ТБТ-К1-168-127-76	82,57	127,0	108,00	8424		190,57	20,5	
	9	Яс-172	190,57	172,0	7,40	800		197,97	21,3	
		10	ТБТ-К1-168-127-76	197,97	127,0	54,00	4212		251,97	25,5
6 (3802-4327 м)	1	152,4 GT83MRH (GT73DH)	0,00	100,0	0,40	23		0,40	0,0	
	2	ДРУ-120РС	0,40	120,0	7,49	510	—	7,89	0,5	
	3	КОБ-120РС	7,89	121,0	0,81	55		8,71	0,6	

Условный номер КНБК, интервал бурения	Элементы КНБК (до бурильных труб)								Примечания	
	№ п/п	Типоразмер, шифр оборудования	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м		Суммарная масса КНБК, т
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перегиба осей отклонителя, град.			
	4	КЛС 152,4	8,71	152,4	0,70	41		9,41	0,6	
	5	ЗТС-121 + LWD ¹⁾	9,41	120,7	9,00	500		18,41	1,1	модуль ГК
	6	НУБТ-121	18,41	120,7	9,00	617		27,41	1,7	
	7	УБТЕЛ-121	27,41	120,7	54,00	3780		81,41	5,5	
	8	ТБТ-К1-133-102-57	81,41	101,6	135,00	6338		216,41	11,9	
	9	Яс-121	216,41	121,0	6,90	340		223,31	12,2	
	10	ТБТ-К1-133-102-57	223,31	101,6	54,00	2535		277,31	14,7	
7 Отбор керна (3980-4088, 4144-4287, 4318-4327 м)	1	У8-152,4/66,7 SC-2ТК	0,00	152,4	0,40	20		0,40	0,0	
	2	КОС Security DBS ^{2,3,4)}	0,40	120,7	20,52	1050		20,92	1,1	2 секции
	3	УБТЕЛ-121	20,92	120,7	54,00	3780		74,92	4,8	
	4	ТБТ-К1-133-102-57	74,92	101,6	81,00	3803		155,92	8,7	
	5	Яс-121	155,92	121,0	6,90	340		162,82	9,0	
	6	ТБТ-К1-133-102-57	162,82	101,6	27,00	1268		189,82	10,3	
8 (работа в колонне)	1	101,6 STD221	0,00	101,6	0,15	4		0,15	0,0	
	2	УБТ ТБТ-ПС-92-71	0,15	71,0	54,00	1134		54,15	1,1	

Примечания:

1. Модуль ГК применяется для привязки интервалов отбора керна.
2. Конструкция КОС должна предусматривать наличие безопасного переводника и применение многоразовой антизаклиночной системы.
3. При отборе керна в составе КОС предусмотреть стабилизаторы диаметром 150,0 мм: у нижнего конца КОС, между секциями (при использовании 2-3 секционного КОС); у верхнего конца КОС.
4. Возможно применение других керноотборочных снарядов, обладающих аналогичными характеристиками и обеспечивающих 100 % вынос керна.
5. Углы перегиба осей отклонителя корректируются с учётом фактической траектории ствола скважины и характеристик используемого забойного двигателя.

Условный номер КНБК, интервал бурения	Элементы КНБК (до бурильных труб)									Примечания
	№ п/п	Типоразмер, шифр оборудования	Расстояние от забоя до места установки, м	Техническая характеристика				Суммарная длина КНБК, м	Суммарная масса КНБК, т	
				наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса осей отклонителя, град.			
<p>6. При применении промывочных жидкостей на углеводородной основе необходимо предусмотреть использование профилированного ГЗД в маслостойком исполнении.</p> <p>7. Место установки яса уточняется с учетом фактической траектории скважины, используемой КНБК и режима бурения.</p> <p>8. При шаблонировке перед спуском обсадных колонн или ГИС, при отсутствии рисков зарезки второго ствола, исключить из состава КНБК телесистему. Возможно использовать при шаблонировке роторную КНБК.</p> <p>9. Значения коэффициента прочности на изгиб (КПИ) для резьбовых соединений элементов КНБК должны соответствовать требованиям ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008).</p>										

8.3 ПОТРЕБНОЕ КОЛИЧЕСТВО ЭЛЕМЕНТОВ КНБК

Нормы времени для долот установлены в соответствии с временными нормами на механическое бурение скважины, нормы времени для калибраторов установлены в соответствии с гарантийным ресурсом работы калибраторов (250 часов механического бурения).

Таблица 8.3 – Потребное количество элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции	Интервал работ по стволу, м		Норма проходки, м	Потребное кол-во на интервал, шт.
		от (верх)	до (низ)		
Шнек 900,0	Бурение	0	30	–	1
508,0 А1S	Бурение проработка	30	443	500	0,83
КЛС 508,0		30	443	2500	0,17
КЛС 508,0		30	443	2500	0,17
393,7 GT65DRMs	Бурение проработка	443	961	2000	0,26
КЛС 390,7		443	961	5500	0,09
КЛС 390,7		443	961	5500	0,09
295,3 GT55WRMs	Бурение проработка	961	1897	2000	0,47
КЛС 292,3		961	1897	5500	0,17
219,1 GT65DHE (MM64DM)	Бурение проработка	1897	3802	1000	1,95
КЛС 217,2		1897	2861	5000	0,19
КЛС 217,2		2861	3802	2750	0,34
152,4 GT83MRH (GT73DH)	Бурение, проработка	3802	3980	300	0,59
152,4 GT83MRH (GT73DH)		4088	4144	100	0,56
152,4 GT83MRH (GT73DH)		4287	4318	65	0,48
КЛС 152,4		3802	3980	1000	0,18
КЛС 152,4		4088	4144	1000	0,06
КЛС 152,4		4287	4318	750	0,04
У8-152,4/66,7 SC-2ТК	Отбор керна	3980	4088	50	2,16
У8-152,4/66,7 SC-2ТК		4144	4287	50	2,86
У8-152,4/66,7 SC-2ТК		4318	4327	50	0,18
101,6 STD221	Работа в колонне	0	4317	–	1,00

8.4 СУММАРНОЕ КОЛИЧЕСТВО И МАССА ЭЛЕМЕНТОВ КНБК

Таблица 8.4 – Суммарное количество и масса элементов КНБК

Наименование обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Код IADC	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Количество элементов КНБК, шт.	
				для бурения, прора- ботки, разбуривания, расширки и отбора керн	по типо- размеру или шифру
Направление	Шнек 900,0	–	«Уральские буровые технологии»	1,0	1
Кондуктор	508,0 A1S	115M	Halliburton	0,83	1
	КЛС 508,0	–	ТУ 26-02-962-83	0,17	1
	КЛС 508,0	–	ТУ 26-02-962-83	0,17	1
I Промежу- точная	393,7 GT65DRMs	S324	Halliburton	0,26	1
	КЛС 390,7	–	ТУ 26-02-962-83	0,09	1
	КЛС 390,7	–	ТУ 26-02-962-83	0,09	1
II Промежу- точная	295,3 GT55WRMs	M323	Halliburton	0,47	1
	КЛС 292,3	–	ТУ 26-02-962-83	0,17	1
Эксплуата- ционная	219,1 GT65DHE (MM64DM)	M424	Halliburton	1,95	2
	КЛС 217,2	–	ТУ 26-02-962-83	0,19	1
	КЛС 217,2	–	ТУ 26-02-962-83	0,34	1
Хвостовик	152,4 GT83MRH (GT73DH)	M444	Halliburton	1,63	2
	КЛС 152,4	–	ТУ 26-02-962-83	0,28	1
	У8-152,4/66,7 SC- 2ТК	S442	УДОЛ	5,2	6
	101,6 STD221	221	ГОСТ 20692-2003	–	1
Примечание – Допускается применение долот других производителей с соответствующим кодом IADC и имеющих аналогичные характеристики.					

8.5 РАСЧЕТ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Расчёт бурильных колонн выполнен согласно «Инструкции по расчёту бурильных колонн», М., ВНИИТнефть, 1997 г.

Нормативные коэффициенты запаса прочности бурильных колонн приняты согласно п. 354 ПБ НПП:

- при воздействии статической осевой растягивающей нагрузки, крутящего момента, изгибающей нагрузки – для роторного бурения не менее 1,5, для турбинного бурения 1,4;
- на смятие в клиновом захвате не менее 1,15;
- на наружное давление не менее 1,15;
- на внутреннее давление не менее 1,15.

Значения коэффициентов трения, использовавшиеся при расчётах бурильных колонн:

- в обсаженном стволе 0,25;
- в открытом стволе 0,35.

Таблица 8.5 – Рекомендуемые бурильные трубы

Обозначение бурильной трубы	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка (группа прочности) материала	Тип замкового соединения	Вес, кг/м	Класс	Количество труб, м	Максимальная нагрузка до предела текучести, тс		Максимальный момент до предела текучести, кН·м		Момент свинчивания, кН·м	Допустимое давление, МПа	
								по телу	по замку	по телу	по замку		разрыв	смятие
IEU 127 x 9,19 G ГОСТ 32696-2014	127,0	9,19	G	NC50 (168-83)	33,0	I (New)	3550	251,1	575,4	78,1	69,4	42,1	91,7	89,6
IU 101,6 x 8,38 G ГОСТ 32696-2014	101,6	8,38	G	NC40 (140-62)	23,6	I (New)	4140	181,1	341,8	44,2	39,2	21,6	104,5	109,6
IU 73x9,19 ГОСТ 32696-2014	73,02	9,19	E	NC26 (95-32)	16,18	I (New)	630	97,1	167,1	15,7	13,7	7,4	114,0	113,8
Примечание – возможна замена бурильных труб на аналогичные по характеристикам, после проведения соответствующих расчётов.														

Таблица 8.6 – Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции	Интервал по стволу, м		Номер секции бурильной колонны снизу-вверх без КНБК	Характеристика бурильной трубы					Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса прочности труб		
	от (верх)	до (низ)		тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности материала)	толщина стенки, мм	тип замкового соединения		секции	нарастающая с учетом КНБК	на статическую прочность	на выносливость	на смятие в клиньях
Бурение шнеком	0	30	1	IEU	127	G	9,19	NC50 (168-83)	10	0,3	6,4	6,22	1,50	>10
Бурение, проработка	30	443	1	IEU	127	G	9,19	NC50 (168-83)	360,4	11,9	30,3	8,43	4,75	6,90
Бурение, проработка	443	961	1	IEU	127	G	9,19	NC50 (168-83)	761,9	25,1	49,8	5,18	5,25	4,24
Бурение, проработка	961	1897	1	IEU	127	G	9,19	NC50 (168-83)	1681,3	55,5	79,8	3,07	3,77	2,71
Бурение, проработка	1897	3802	1	IEU	127	G	9,19	NC50 (168-83)	3549,9	117,1	142,6	1,64	2,07	1,47
Бурение, проработка	3802	4327	1	IU	101,6	G	8,38	NC40 (140-62)	4049,6	95,6	110,4	1,58	2,04	1,46
Отбор керна	3980 4144 4318	4088 4287 4327	1	IU	101,6	G	8,38	NC40 (140-62)	4137,1	97,7	107,9	1,62	2,10	1,50
Спуск секции	0	4327	1	IU	101,6	G	8,38	NC40 (140-62)	3702	87,4	104,2	1,68	–	1,55
Работа в колонне	0	4317	1	IU	73,02	E	9,19	NC26 (95-32)	621	10	11,2	6,23	4,14	8,15
			2	IU	101,6	G	8,38	NC40 (140-62)	3651,8	86,2	97,4	1,80	2,28	1,66

Примечания:

1. Максимальный расчётный вес на крюке при подъеме бурильной колонны с глубины 3802 м составит 153,3 т без учета веса ВСП.
2. Максимальный расчётный вес на крюке при подъеме хвостовика с глубины 4327 м составит 111,6 т без учета веса ВСП.
3. В таблице приведены результаты расчётов для конечной глубины интервала выполнения операции.
4. Расчёт КЗП на смятие в клиньях выполнен для клинового захвата типа ПКР с длиной клина 300 мм.

Таблица 8.7 – Характеристика и масса бурильных труб, УБТ по интервалам бурения

Название обсадной колонны	Интервал, м		Характеристика бурильных труб, УБТ					Дефицит длины труб на интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа прочности) материала	толщина стенки, мм	тип замкового соединения (присоединительной резьбы)		теоретическая	с плюсовым допуском 4%	с нормативным запасом 5%
Направление	0	30	УБТС2-229	228,6	38ХНЗМФА	69,3	6 5/8 FH	18,0	4,92	5,12	5,37
			IEU-127	127,0	G	9,19	NC50	10,0	0,33	0,34	0,36
Кондуктор	30	443	УБТЕЛ-203	203,2	45ХГМА	61,60	6 5/8 Reg	36,0	7,17	7,46	7,83
			УБТЕЛ-178	177,8	45ХГМА	53,40	NC50	9,0	1,38	1,43	1,51
			IEU-127	127,0	G	9,19	NC50	350,4	11,56	12,03	12,63
I Промежуточная	443	961	НУБТ-203	203,2	NMS-100	65,90	6 5/8 Reg	9,0	1,98	2,06	2,17
			УБТЕЛ-178	177,8	45ХГМА	53,40	NC50	18,0	2,76	2,87	3,01
			ТБТ-К1-168-127-76	127,0	45ХГМА	25,40	NC50	108,0	8,42	8,76	9,20
			IEU-127	127,0	G	9,19	NC50	401,5	13,25	13,78	14,47
II Промежуточная	961	1897	ТБТ-К1-168-127-76	127,0	45ХГМА	25,40	NC50	27,0	2,11	2,19	2,30
			IEU-127	127,0	G	9,19	NC50	919,1	30,33	31,54	33,12
Эксплуатационная	1897	3802	НУБТ-178	177,8	NMS-100	53,20	NC50	9,0	1,45	1,51	1,59
			УБТЕЛ-178	177,8	45ХГМА	53,40	NC50	27,0	4,14	4,30	4,52
			ТБТ-К1-168-127-76	127,0	45ХГМА	25,40	NC50	27,0	2,11	2,19	2,30
			IEU-127	127,0	G	9,19	NC50	1869,0	61,68	64,14	67,35
Хвостовик	3802	4327	УБТЕЛ-121	120,7	45ХГМА	31,75	NC35	54,0	3,78	3,93	4,13
			НУБТ-121	120,7	NMS-100	31,75	NC35	9,0	0,62	0,64	0,67
			ТБТ-К1-133-102-57	101,6	45ХГМА	18,25	NC40	189,0	8,87	9,23	9,69
			IУ 102	101,6	G	8,38	NC40	4137,2	97,68	101,59	106,67
			IУ 73	73,0	E	9,19	NC26	621,0	10,05	10,45	10,97
			УБТ ТБТ-ПС-92-71	71,0	45ХГМА	17,50	NC26	54,0	1,13	1,18	1,24

8.6 ОСНАСТКА ТАЛЕВОЙ СИСТЕМЫ

Таблица 8.8 – Оснастка талевой системы

Интервал по стволу, м		Название технологической операции (бурение, спуск обсадной колонны)	Тип оснастки М×К	
от (верх)	до (низ)		М	К
0	4327	Бурение, крепление, СПО	6	7

8.7 ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА

Таблица 8.9 – Режим работы буровых насосов

Интервал, м		Вид технологической операции	Тип буровых насосов	Кол-во насосов	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов на интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				коэф. использования гидр. мощности	диаметр цилиндрических втулок, мм	допустимое давление, МПа	коэф. наполнения	число двойных ходов в мин	производительность, л/с	
30	443	Бурение	F-1600	2	1,0	165,1	27,4	90	102	30,0	60,0
30	443	Проработка		2	1,0	165,1	27,4	90	102	30,0	60,0
443	961	Бурение		2	1,0	165,1	27,4	90	94	27,6	55,3
443	961	Проработка		2	1,0	165,1	27,4	90	94	27,6	55,3
961	1897	Бурение		2	1,0	152,4	32,1	90	105	26,3	52,6
961	1897	Проработка		2	1,0	152,4	32,1	90	105	26,3	52,6
1897	3802	Бурение		2	1,0	152,4	32,1	90	65	16,3	32,6
1897	3802	Проработка		2	1,0	152,4	32,1	90	65	16,3	32,6
3802	4318	Бурение		1	1,0	139,7	35,0	90	65	13,7	13,7
3980 4144 4318	4088 4287 4327	Отбор керна		1	1,0	139,7	35,0	90	50	10,5	10,5
3802	4327	Проработка		1	1,0	139,7	35,0	90	65	13,7	13,7
0	4317	Работа в колонне		1	1,0	139,7	35,0	90	40	8,4	8,4

Примечание – возможно использование других буровых насосов и сочетаний цилиндрических втулок, обеспечивающих проектный режим промывки ствола скважины.

Таблица 8.10 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе буровой

Интервал, м		Вид технологической операции	Давление на стояке в конце интервала, МПа	Потери давления (МПа) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			долоте (насадках)	забойном двигателе или РУС	бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке БУ (в дросселе системы МРД)
30	443	Бурение	9,90	0,16	5,00	3,72	0,06	0,98
30	443	Проработка	6,63	0,16	1,73	3,72	0,06	0,98
443	961	Бурение	19,48	3,78	5,00	9,51	0,23	0,97
443	961	Проработка	17,75	3,78	3,27	9,51	0,23	0,97
961	1897	Бурение	25,12	2,79	5,00	15,51	0,83	0,98
961	1897	Проработка	23,05	2,79	2,96	15,51	0,81	0,98
1897	3802	Бурение	23,50	3,94	6,00	9,51	3,71	0,33
1897	3802	Проработка	19,74	3,94	2,25	9,51	3,71	0,33
3802	4318	Бурение	25,77	2,50	6,50	8,14	8,55	0,09
3980 4144 4318	4088 4287 4327	Отбор керна	14,78	0,19	–	6,72	7,81	0,07
3802	4327	Проработка	23,31	2,50	4,00	8,15	8,57	0,09
0	4317	Работа в колонне	18,14	0,37	–	9,11	8,60	0,06
Примечание: 1. Указаны максимальные давления в конце интервала.								

Таблица 8.11 – Гидравлические показатели промывки

Интервал, м		Вид технологической операции	Наименьшая скорость восх. потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/(см ² ·с)	Схема промывки	Диаметр сопла центрального отверстия, мм	Гидромониторные насадки, количество x диаметр, мм	Скорость истечения, м/с	Мощность, срабатываемая на долоте, кВт
от (верх)	до (низ)								
30	443	Бурение	0,215	0,030	Центральная	70	–	15,6	9,8
30	443	Проработка	0,215	0,030	Центральная	70	–	15,6	9,8
443	961	Бурение	0,325	0,045	PDC	–	9x10,3	73,7	212,8
443	961	Проработка	0,325	0,045	PDC	–	9x10,3	73,7	212,8
961	1897	Бурение	0,689	0,077	PDC	–	7x12,7	59,3	149,7
961	1897	Проработка	0,689	0,077	PDC	–	7x12,7	59,3	149,7
1897	3802	Бурение	1,000	0,086	PDC	–	6x9,5	76,6	131,0
1897	3802	Проработка	1,000	0,086	PDC	–	6x9,5	76,6	131,0
3802	4318	Бурение	1,152	0,075	PDC	–	4x8,7	57,4	34,7
3980	4088	Отбор керна	0,886	0,058	PDC	–	8x10,3	15,7	2,0
4144	4287								
4318	4327								
3802	4327	Проработка	1,152	0,075	PDC	–	4x8,7	57,4	34,7
0	4317	Работа в колонне	0,533	0,091	Периферийная	–	3x12,7	22,1	3,2

9 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

9.1 ОБСАДНЫЕ КОЛОННЫ

9.1.1 Расчёт обсадных колонн

Расчёт обсадных колонн произведен на основании “Инструкции по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин” М., 1997 г.

Нормативные коэффициенты запаса прочности обсадных колонн приняты согласно требованиям инструкции:

- на наружное давление для секций, находящихся в пределах эксплуатационного объекта 1,0-1,3, в зависимости от устойчивости коллекторов, для остальных секций – 1,0;
- на внутреннее давление не менее 1,15;
- на разрушающую нагрузку для резьбовых соединений с трапецеидальной резьбой не менее 1,75;
- на осевую нагрузку до достижения предела текучести для тела трубы не менее 1,25;
- на смятие в клиновом захвате не менее 1,3.

Значения коэффициентов трения, использовавшиеся при расчётах обсадных колонн:

- в обсаженном стволе 0,25;
- в открытом стволе 0,35.

Расчёт устьевых давлений и давлений опрессовки обсадных колонн**Расчёт давлений при ГНВП в процессе бурения****Исходные данные:**

1	Глубина залегания кровли нефтегазонасыщенных пластов L, м	1665	2040	3903	4072
2	Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1 м	0,097	0,110	0,124	0,125
3	Пластовое давление на глубине L р _{пл} , МПа	15,84	22,01	47,48	49,93
4	Давление насыщения в пластовых условиях р _{нас} , МПа	15,0	13,1	23,6	21,1
5	Плотность флюида в пластовых условиях ρ, кг/м ³	786,0	796,0	687,0	687,0
6	Относительная плотность газа по воздуху, ρ _г	0,6	0,769	1,126	0,987

Расчет:

1	Длина столба газа, м	1556	899	360	0
2	Значение S	0,0933	0,069095	0,04054	0
3	Давление на устье при НГВП, МПа	13,7	12,2	22,7	22,5
4	Дополнительное давление на устье для ликвидации НГВП, МПа	1,10	1,10	1,10	1,10
5	Давление опрессовки колонны, МПа	16,2	14,7	26,1	25,9

Расчёт давлений при вызове притока в процессе освоения**Исходные данные:**

1	Глубина залегания подошвы нефтегазонасыщенных пластов L, м	1685	2052	4005	4205
2	Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1 м	0,097	0,110	0,124	0,125
3	Пластовое давление на глубине L р _{пл} , МПа	16,03	22,14	48,72	51,56
4	Давление насыщения в пластовых условиях р _{нас} , МПа	15,0	13,1	23,6	21,1
5	Плотность флюида в пластовых условиях ρ, кг/м ³	786,0	796,0	687,0	687,0
6	Относительная плотность газа по воздуху, ρ _г	0,6	0,769	1,126	0,987

Результаты расчета:

1	Длина столба газа, м	1551	894	278	0
2	Значение S	0,0931	0,068743	0,0313	0
3	Давление на устье при вызове притока, МПа	13,7	12,2	22,9	23,2
4	Дополнительное давление на устье для задавки, МПа	0,00	0,00	0,00	0,00
5	Давление опрессовки колонны, МПа	15,0	13,5	25,2	25,5

Принимаем:

Давление опрессовки эксплуатационной колонны и хвостовика 26,1 МПа (266 кгс/см²).

**Расчёт давления опрессовки цементного кольца I промежуточной колонны
при НГВП с закрытым устьем**

Исходные данные:

1	Глубина залегания кровли нефтегазонасыщенных пластов L, м	1665
2	Градиент пластового давления, кг/см ² на 1 м	0,097
3	Пластовое давление на глубине L р _{пл} , МПа	15,84
4	Давление насыщения в пластовых условиях р _{нас} , МПа	15,0
5	Плотность флюида в пластовых условиях ρ, кг/м ³	786,0
6	Относительная плотность газа по воздуху, ρ _г	0,6

Расчет:

1	Длина столба газа, м	1556
2	Значение S	0,0933
3	Давление на устье при НГВП, МПа	13,7

Глубина установки башмака ОК, м 961
 Давление под башмаком при НГВП с глубины, м:
 1665 м 14,5 МПа 0,0357 S

Плотность опрессовочной жидкости 1370 кг/м³
 Давление столба опрессовочной жидкости 12,9 МПа
 Градиент давления гидроразрыва под башмаком 0,174 ат/1м
 Давление гидроразрыва пород под башмаком 16,4 МПа

Требуемое уст. давление опрессовки ЦК при НГВП с глубины, м:
 1665 м 2,3 МПа

Макс. давление опрессовки ЦК по давлению гидроразрыва: 3,5 МПа
 Максимальное давление опр. ЦК по гидроразрыву с КЗП 5% 2,7 МПа

Расчёт давления опрессовки цементного кольца II промежуточной колонны при НГВП с закрытым устьем

Исходные данные:

1	Глубина залегания кровли нефтегазонасыщенных пластов L, м	2040
2	Градиент пластового давления, кг/см ² на 1 м	0,110
3	Пластовое давление на глубине L р _{пл} , МПа	22,01
4	Давление насыщения в пластовых условиях р _{нас} , МПа	13,1
5	Плотность флюида в пластовых условиях ρ, кг/м ³	796,0
6	Относительная плотность газа по воздуху, ρ _г	0,769

Расчет:

1	Длина столба газа, м	899
2	Значение S	0,0691
3	Давление на устье при НГВП, МПа	12,2

Глубина установки башмака ОК, м 1871

Давление под башмаком при НГВП с глубины, м:
2040 м 20,7 МПа

Плотность опрессовочной жидкости 1160 кг/м³

Давление столба опрессовочной жидкости 21,3 МПа

Градиент давления гидроразрыва под башмаком 0,175 ат/1м

Давление гидроразрыва пород под башмаком 32,1 МПа

Требуемое уст. давление опрессовки ЦК при НГВП с глубины, м:

2040 м 0,4 МПа

Макс. давление опрессовки ЦК по давлению гидроразрыва: 10,8 МПа

Максимальное давление опр. ЦК по гидроразрыву с КЗП 5% 9,2 МПа

Расчёт давления опрессовки цементного кольца эксплуатационной колонны при ГНВП с закрытым устьем

Исходные данные:

1	Глубина залегания кровли нефтегазонасыщенных пластов L, м	3903	4072
2	Градиент пластового давления, кг/см ² на 1 м	0,124	0,125
3	Пластовое давление на глубине L р _{пл} , МПа	47,48	49,93
4	Давление насыщения в пластовых условиях р _{нас} , МПа	23,6	21,1
5	Плотность флюида в пластовых условиях ρ, кг/м ³	687,0	687,0
6	Относительная плотность газа по воздуху, ρ _r	1,126	0,987

Расчет:

1	Длина столба газа, м	360	0
2	Значение S	0,0405	0
3	Давление на устье при НГВП, МПа	22,7	22,5

Глубина установки башмака ОК, м 3725

Давление под башмаком при НГВП с глубины, м:

3903 м 46,3 МПа

4072 м 47,6 МПа

Плотность опрессовочной жидкости 1310 кг/м³

Давление столба опрессовочной жидкости 47,9 МПа

Градиент давления гидроразрыва под башмаком 0,176 ат/1м

Давление гидроразрыва пород под башмаком 64,3 МПа

Требуемое уст. давление опрессовки ЦК при НГВП с глубины, м:

3903 м 0,7 МПа

4072 м 2,1 МПа

Макс. давление опрессовки ЦК по давлению гидроразрыва: 16,4 МПа

Максимальное давление опр. ЦК по гидроразрыву с КЗП 5% 13,2 МПа

**Расчёт давлений опрессовки цементного кольца обсадных колонн
по максимальным давлениям при промывке и цементировании**

Исходные данные						Расчет				
Диаметр ОК, мм	Глубина установки башмака ОК по вертикали, м	Градиент давл. ГР, ат/10м	Максимальное давление у башмака, МПа		Плотность опрессовочной жидкости, кг/м ³	Давление, МПа				
			при промывке	при цементировании		ГР	макс. опрессовки ЦК с КЗП по давлению ГРП		опрессовки ЦК с КЗП по давлению у башмака при промывке/цементировании	
							КЗП = 0,9	КЗП = 1	КЗП=1	КЗП=1,05
425,5	443	1,65	5,3	6,9	1160	7,2	1,4	2,1	1,8	2,2
323,9	961	1,74	13,4	15,5	1370	16,4	1,8	3,5	2,6	3,3
244,5	1871	1,75	22,8	25,5	1160	32,1	7,6	10,8	4,2	5,5
177,8	3725	1,76	54,8	53,8	1310	64,3	10,0	16,4	6,9	9,7

**Расчёт давлений, действующих на обсадную колонну при выполнении ГРП
Хвостовик диаметром 127,0 мм, I объект D_{2zv}**

Исходные данные:			
Кровля пласта, м	D _{2zv}	4072	(все глубины по вертикали)
Подошва пласта, м		4205	
Верх ИП, м		4125	
Середина ИП, м		4150	
Низ ИП, м		4175	
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,1250	
Глубина установки пакера при ГРП, м		3625	
Голова хвостовика, м		3625	
Глубина башмака предыдущей колонны, м		3725	
Глубина скважины (иск. забой), м		4240	
Интервал (от - до), м		3625	3900
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,100	
Интервал (от - до), м		3900	4040
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,124	
Интервал (от - до), м		4040	4240
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,125	
Плотность, кг/м ³			
жидкости затворения (для расчёта наружных давлений)		1020	
продавочной жидкости при ГРП		1020	

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	91,2	900 атм				
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	49,7	490 атм				
Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	4072	4150	4040	4240
P _н = (МПа)	36,3	47,4	49,9	50,9	49,5	52,0
P _в = (МПа)	86,0	88,7	90,4	91,2	90,1	92,1
P _{ви} = (МПа)	49,7	41,3	40,5	40,3	40,6	40,1
						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						109,2
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						95,0
Фактический КЗП						2,20

Расчёт максимальных допустимых давлений при ГРП

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	136,5	1347 атм				
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	95,0	937 атм				
Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	4072	4150	4040	4240
P _н = (МПа)	36,3	47,4	49,9	50,9	49,5	52,0
P _в = (МПа)	131,2	134,0	135,7	136,5	135,4	137,4
P _{ви} = (МПа)	95,0	86,6	85,8	85,6	85,9	85,4
						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						109,2
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						95,0
Фактический КЗП						1,15

Хвостовик диаметром 127,0 мм, II объект D_{2zv}

Исходные данные:			
Кровля пласта, м	D _{2zv}	4072	(все глубины по вертикали)
Подошва пласта, м		4205	
Верх ИП, м		4072	
Середина ИП, м		4088,5	
Низ ИП, м		4105	
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,1250	
Глубина установки пакера при ГРП, м		3625	
Голова хвостовика, м		3625	
Глубина башмака предыдущей колонны, м		3725	
Глубина скважины (иск. забой), м		4115	
Интервал (от - до), м		3625	3900
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,100	
Интервал (от - до), м		3900	4040
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,124	
Интервал (от - до), м		4040	4115
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,125	
Плотность, кг/м ³			
жидкости затворения (для расчёта наружных давлений)		1020	
продавочной жидкости при ГРП		1020	

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	91,2	900	атм			
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	50,3	496	атм			
Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	4072	4088,5	4040	4115
Рн= (МПа)	36,3	47,4	49,9	50,1	49,5	50,5
Рв= (МПа)	86,6	89,3	91,0	91,2	90,7	91,5
Рви= (МПа)	50,3	41,9	41,1	41,1	41,2	41,0
						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						109,2
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						95,0
Фактический КЗП						2,17

Расчёт максимальных допустимых давлений при ГРП

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	135,9	1341	атм			
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	95,0	937	атм			
Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	4072	4088,5	4040	4115
Рн= (МПа)	36,3	47,4	49,9	50,1	49,5	50,5
Рв= (МПа)	131,3	134,0	135,7	135,9	135,4	136,2
Рви= (МПа)	95,0	86,6	85,8	85,8	85,9	85,7
						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						109,2
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						95,0
Фактический КЗП						1,15

Хвостовик диаметром 127,0 мм, III объект D3dzr

Исходные данные:			
Кровля пласта, м	D3dzr	3903	(все глубины по вертикали)
Подошва пласта, м		4005	
Верх ИП, м		3953	
Середина ИП, м		3969	
Низ ИП, м		3985	
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,1240	
Глубина установки пакера при ГРП, м		3625	
Голова хвостовика, м		3625	
Глубина башмака предыдущей колонны, м		3725	
Глубина скважины (иск. забой), м		4062	
Интервал (от - до), м		3625	3900
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,100	
Интервал (от - до), м		3900	4040
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,124	
Интервал (от - до), м		4040	4062
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,125	
Плотность, кг/м ³			
жидкости затворения (для расчёта наружных давлений)		1020	
продавочной жидкости при ГРП		1020	

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	106,4	1050	атм			
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	66,7	658	атм			
Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	3903	3969	4040	4062
Rн= (МПа)	36,3	47,4	47,5	48,3	49,5	49,8
Rв= (МПа)	103,0	105,7	105,7	106,4	107,1	107,3
Rви= (МПа)	66,7	58,3	58,3	58,1	57,6	57,5
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						109,2
Фактический КЗП						1,64

Расчёт максимальных допустимых давлений при ГРП

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	134,7	1329	атм			
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	95,0	937	атм			
Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	3903	3969	4040	4062
Rн= (МПа)	36,3	47,4	47,5	48,3	49,5	49,8
Rв= (МПа)	131,2	134,0	134,0	134,7	135,4	135,6
Rви= (МПа)	95,0	86,5	86,5	86,4	85,8	85,8
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						109,2
Фактический КЗП						1,15

Хвостовик диаметром 127,0 мм, IV объект D3dzr

Исходные данные:			
Кровля пласта, м	D3dzr	3903	(все глубины по вертикали)
Подошва пласта, м		4005	
Верх ИП, м		3903	
Середина ИП, м		3918	
Низ ИП, м		3933	
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,1240	
Глубина установки пакера при ГРП, м		3625	
Голова хвостовика, м		3625	
Глубина башмака предыдущей колонны, м		3725	
Глубина скважины (иск. забой), м		3943	
Интервал (от - до), м		3625	3900
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,100	
Интервал (от - до), м		3900	3943
Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1м		0,124	
Плотность, кг/м ³			
жидкости затворения (для расчёта наружных давлений)		1020	
продавочной жидкости при ГРП		1020	

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	106,4	1050	атм
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	67,2	663	атм

Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	3903	3918	3943	
Rн= (МПа)	36,3	47,4	47,5	47,7	48,0	
Rв= (МПа)	103,5	106,2	106,3	106,4	106,7	
Rви= (МПа)	67,2	58,8	58,8	58,7	58,7	
						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						109,2
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						95,0
Фактический КЗП						1,63

Расчёт максимальных допустимых давлений при ГРП

Давление забойное при ГРП (на середину пласта), МПа	134,2	1324	атм
Давление устьевое при ГРП (гидростатическое), МПа	95,0	937	атм

Расчет внутренних избыточных давлений:						
При z= (м)	3625	3900	3903	3918	3943	
Rн= (МПа)	36,3	47,4	47,5	47,7	48,0	
Rв= (МПа)	131,2	134,0	134,0	134,2	134,4	
Rви= (МПа)	95,0	86,5	86,5	86,5	86,5	
						127*9,19 Q125
Допустимое внутр. давление для ОК, МПа						109,2
Допустимое внутр. давление для ОК, с учетом КЗП, МПа						95,0
Фактический КЗП						1,15

Максимальное допустимое расчётное забойное давление при выполнении ГРП:

I объект – 136,5 МПа;

II объект – 135,9 МПа;

III объект – 134,7 МПа;

IV объект – 134,2 МПа,

при этом максимальное устьевое давление, рассчитанное по гидростатическому перепаду, без гидродинамических потерь на трение ($p_{гст}$), составит

I, II, III, IV объекты – 95,0 МПа;

с учётом нормативного коэффициента запаса прочности на внутреннее давление для обсадной колонны.

При составлении дизайна ГРП следует определить допустимое устьевое давление ГРП с учётом величины гидродинамических потерь на трение Δp (МПа). В процессе проведения ГРП допустимое устьевое давление (МПа) принять как сумму гидростатического давления и гидродинамических потерь на трение:

$$[p_y] = p_{гст} + \Delta p.$$

Запрещается превышать значение допустимого устьевого давления $[p_y]$ из-за наличия риска повреждения обсадных колонн в процессе ГРП.

Таблица 9.1 – Способы расчета наружных давлений и опрессовки обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Признаки: да, нет			Опресовочный агент		Рекомендуемая глубина установки пакеров для опрессовки, м
		допусти-ма ли поэтапная опрессовка	рекомендуется ли вести расчет наружного давления по		краткое название, тип, шифр (буровой раствор, инертный газ и т.д.)	плотность, кг/м ³ (для газообразного агента – относительно воздуха)	
			пластовому давлению	столбу бурового раствора			
1	1	Нет	Да	Нет	–	–	–
2	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1140	–
3	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1200	–
4	1	Нет	Да	Нет	Буровой раствор	1370	–
5	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1020	–
					Жидкость глушения	1310	
6	1	Нет	Да	Нет	Техническая вода	1020	–
					Жидкость глушения	1310	

Опресовка кондуктора, I промежуточной и II промежуточной колонн производится с заполнением их незамерзающей жидкостью (раствор хлористого кальция, дизтопливо) от устья до глубины залегания ММП, а в остальной части – буровым раствором, которым проводилась про-давка тампонирующей смеси.

Опресовка эксплуатационной колонны и хвостовика производится с предварительной заменой бурового раствора на техническую воду, в том числе минерализованную. Интервал от устья до глубины залегания ММП заполняется незамерзающей жидкостью

Проектной документацией предусмотрено испытание на герметичность эксплуатационной колонны совместно с хвостовиком методом снижения уровня до глубины 2550 м по вертикали (2600 м по стволу), при плотности жидкости в колонне 1020 кг/м³ (техническая вода).

При расчете обсадных колонн на наружное избыточное давление в конце эксплуатации приняты следующие значения: уровень жидкости в колонне 2500 м по вертикали (2549 м по стволу), плотность жидкости в колонне 814 кг/м³.

Таблица 9.1.1 – Виды расчётных нагрузок обсадных колонн

Тип нагружения	Операция	Внутреннее давление	Наружное давление
Направление			
Разрыв	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементный раствор
	Бурение под следующую колонну	Буровой раствор плотностью 1140 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
Смятие	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементный раствор
Осевое растяжение	Спуск обсадной колонны	–	–
Смятие в клиньях	Спуск обсадной колонны	–	–
Кондуктор			
Разрыв	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
	Опрессовка	Давление опрессовки + буровой раствор плотностью 1140 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	Опрессовка в конце цементирования	Давление опрессовки + продавочная жидкость плотностью 1140 кг/м ³	Цементные растворы
	Бурение под следующую колонну	Буровой раствор плотностью 1200 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
Смятие	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
Осевое растяжение	Спуск обсадной колонны	–	–
Смятие в клиньях	Спуск обсадной колонны	–	–
I Промежуточная колонна			
Разрыв	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
	Опрессовка	Давление опрессовки + буровой раствор плотностью 1200 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	Опрессовка в конце цементирования	Давление опрессовки + продавочная жидкость плотностью 1200 кг/м ³	Цементные растворы
	Бурение под следующую колонну	Буровой раствор плотностью 1370 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	НГВП с закрытым устьем	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
Смятие	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
	НГВП с открытым устьем	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
Осевое растяжение	Спуск обсадной колонны	–	–
Смятие в клиньях	Спуск обсадной колонны	–	–
II Промежуточная колонна			
Разрыв	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
	Опрессовка	Давление опрессовки + буровой раствор плотностью 1370 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	Опрессовка в конце цементирования	Давление опрессовки + продавочная жидкость плотностью 1370 кг/м ³	Цементные растворы
	Бурение под следующую колонну	Буровой раствор плотностью 1160 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	НГВП с закрытым устьем	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³

Тип нагрузки	Операция	Внутреннее давление	Наружное давление
Смятие	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
	ГНВП с открытым устьем	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
Осевое растяжение	Спуск обсадной колонны	–	–
Смятие в клиньях	Спуск обсадной колонны	–	–
Эксплуатационная колонна			
Разрыв	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементный раствор
	Опрессовка	Давление опрессовки + техническая вода	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
		Давление опрессовки + жидкость глушения	Пластовое (поровое) давление
	Бурение под следующую колонну	Буровой раствор плотностью 1310 кг/м ³	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
ГНВП с закрытым устьем	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³	
Смятие	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементные растворы
	ГНВП с открытым устьем	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	Испытание на герметичность снижением уровня в колонне (совместно с хвостовиком)	Техническая вода, снижение уровня до 2550 м по вертикали	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	Освоение скважины	Жидкость глушения, уровень 1000 м по вертикали	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
	Поздняя стадия эксплуатации	Пластовый флюид, уровень 2500 м по вертикали	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³
Осевое растяжение	Спуск обсадной колонны	–	–
Смятие в клиньях	Спуск обсадной колонны	–	–
Хвостовик			
Разрыв	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементный раствор
	Опрессовка	Давление опрессовки + техническая вода	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³ , пластовое давление
		Давление опрессовки + жидкость глушения	Пластовое (поровое) давление
	Вызов притока	Пластовый флюид	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³ , пластовое давление
Работы по ГРП	Жидкость ГРП	Пластовое давление	
Смятие	Цементирование	Продавочная жидкость	Цементный раствор
	Испытание на герметичность снижением уровня в колонне (совместно с эксплуатационной колонной)	Техническая вода, снижение уровня до 2550 м по вертикали	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³ , пластовое давление
	Поздняя стадия эксплуатации	Пластовый флюид, уровень 2500 м по вертикали	Жидкость плотностью 1121 кг/м ³ , пластовое давление
Осевое растяжение	Спуск обсадной колонны	–	–
Смятие в клиньях	Спуск обсадной колонны	–	–
Примечание – Плотность жидкости за колонной для расчёта наружных давлений принята согласно п. 2.6 Инструкции по расчёту обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин.			

Таблица 9.2 – Распределение давлений по длине колонн

Обсадная колонна	Тип давления	Тип эпюры	Глубина (верт.), м	Давление, МПа	
Направление	Избыточные внутренние давления	При цемент. следующей колонны	0,0	0,00	
			30,0	0,12	
	Избыточные наружные давления	Конец цементирования	0,0	0,00	
			30,0	0,23	
		Столб бурового раствора	0,0	0,00	
			30,0	0,01	
Кондуктор	Избыточные внутренние давления	Опрессовка в один приём без пакера	0,0	6,50	
			30,0	6,51	
			218,0	6,54	
			443,0	6,58	
			При цементировании следующей колонны	0,0	0,00
				443,0	1,65
				0,0	6,50
				343,0	5,22
			Опрессовка перед ОЗЦ	443,0	4,53
				0,0	0,00
				343,0	1,28
				443,0	1,97
Избыточные наружные давления		Конец цементирования	0,0	0,00	
			343,0	1,28	
			443,0	1,97	
			0,0	0,00	
		Столб бурового раствора	30,0	-0,01	
			218,0	-0,04	
			443,0	-0,08	
			0,0	16,24	
I Промежуточная	Избыточные внутренние давления	Опрессовка в один приём без пакера	443,0	16,58	
			542,0	16,66	
			748,0	16,82	
			961,0	16,98	
			При цементировании следующей колонны	0,0	0,00
				961,0	3,57
				0,0	16,24
				661,0	14,29
			Опрессовка перед ОЗЦ	961,0	12,23
				0,0	0,00
				661,0	1,94
				961,0	4,00
Избыточные наружные давления		Конец цементирования	0,0	0,00	
			443,0	2,34	
			542,0	2,86	
			748,0	3,95	
		Нефтеносность- Т ₁ (I) (Нефть+Газ)	961,0	5,08	
			0,0	14,66	
			961,0	17,00	
			1200,0	17,59	
II Промежуточная	Избыточные внутренние давления	Опрессовка в один приём без пакера	1361,0	17,98	
			1448,0	18,19	
			1687,0	18,78	
			1871,0	19,23	
			0,0	0,00	
			797,0	2,96	
		1135,5	4,22		
				При цементировании следующей колонны	

Обсадная колонна	Тип давления	Тип эпюры	Глубина (верт.), м	Давление, МПа		
			1332,6	4,95		
			1629,2	6,06		
			1725,8	6,81		
			1871,0	7,60		
		Опрессовка перед ОЗЦ	0,0	14,66		
			1568,4	12,66		
			1871,0	11,03		
		Избыточные наружные давления	Конец цементирования	0,0	0,00	
				1568,4	2,00	
				1871,0	3,63	
			При бурении под след. колонну	0,0	0,00	
				961,0	-0,37	
				1200,0	-0,46	
				1361,0	-0,52	
	1448,0			-0,55		
	1687,0			-0,65		
	Нефтеносность-R _{1ar} (Нефть+Газ)		1871,0	-0,72		
			0,0	0,00		
			961,0	4,34		
			1200,0	5,42		
			1361,0	6,15		
			1448,0	6,55		
	Избыточные внутренние давления		Опрессовка в один приём без пакера	1687,0	7,63	
				1871,0	8,46	
				0,0	26,10	
		1871,0		31,79		
		1999,0		30,22		
		2130,0		32,58		
		2172,0		32,70		
		2262,0		32,98		
		2302,0		33,10		
		2390,0		33,37		
2622,0		34,07				
2692,0		34,28				
2802,0		34,62				
3080,0		35,46				
3330,0		36,22				
3605,0		37,06				
3652,0		37,20				
3725,0		37,42				
Избыточные наружные давления	Конец цементирования	0,0	0,00			
		797,0	2,66			
		1135,5	3,79			
		1332,6	4,44			
		1629,2	5,43			
		1725,8	6,15			
		3725,0	16,23			
	Испытание снижением уровня	0,0	0,00			
		1871,0	20,57			
		1999,0	21,97			
		2130,0	23,41			
		2172,0	23,88			
		Эксплуатационная	Избыточные внутренние давления	Опрессовка в один приём без пакера	0,0	0,00
					1871,0	31,79
1999,0	30,22					
2130,0	32,58					
2172,0	32,70					
2262,0	32,98					
2302,0	33,10					
2390,0	33,37					
2622,0	34,07					
2692,0	34,28					
2802,0	34,62					
3080,0	35,46					
3330,0	36,22					
3605,0	37,06					
3652,0	37,20					
3725,0	37,42					
Избыточные наружные давления	Конец цементирования		0,0	0,00		
			797,0	2,66		
		1135,5	3,79			
		1332,6	4,44			
Испытание снижением уровня	Испытание снижением уровня	1629,2	5,43			
		1725,8	6,15			
		3725,0	16,23			
		0,0	0,00			
Эксплуатационная	Испытание снижением уровня	1871,0	20,57			
		1999,0	21,97			
		2130,0	23,41			
		2172,0	23,88			

Обсадная колонна	Тип давления	Тип эпюры	Глубина (верт.), м	Давление, МПа
			2262,0	24,87
			2302,0	25,31
			2390,0	26,27
			2550,0	28,03
			2622,0	28,10
			2692,0	28,17
			2802,0	28,28
			3080,0	28,56
			3330,0	28,80
			3605,0	29,08
			3652,0	29,12
			3725,0	29,20
			Освоение	0,0
		1000,0		10,99
		1871,0		11,86
		1999,0		11,98
		2130,0		12,11
		2172,0		12,15
		2262,0		12,24
		2302,0		12,28
		2390,0		12,37
		2622,0		12,60
		2692,0		12,67
		2802,0		12,78
		Окончание эксплуатации по нефти		0,0
			1871,0	20,57
			1999,0	21,97
			2130,0	23,41
			2172,0	23,88
			2262,0	24,87
			2302,0	25,31
			2390,0	26,27
			2500,0	27,48
			2622,0	27,85
			2692,0	28,06
			2802,0	28,39
			Нефтеносность- D3dзr (Нефть)	0,0
		1871,0		6,92
		1999,0		7,39
		2130,0		7,87
		2172,0		8,03
		2262,0		8,36

Обсадная колонна	Тип давления	Тип эюры	Глубина (верт.), м	Давление, МПа		
			2302,0	8,51		
			2390,0	8,84		
			2622,0	9,69		
			2692,0	9,95		
			2802,0	10,36		
			3080,0	11,39		
			3330,0	12,31		
			3605,0	13,33		
			3652,0	13,50		
			3725,0	13,77		
Хвостовик	Избыточные внутренние давления	Опрессовка в один приём без пакера	3625,1	26,10		
			3725,0	26,40		
			3900,0	17,76		
			4040,0	17,46		
			4250,0	17,58		
	Избыточные наружные давления	Конец цементирования		0,0	0,00	
				3625,1	1,42	
				4250,0	5,16	
		Испытание снижением уровня			3625,1	29,10
					3725,0	29,20
					3900,0	33,92
					4040,0	34,62
					4250,0	35,09
		Освоение			3625,1	13,59
					3725,0	13,69
					3900,0	18,42
					4040,0	19,11
					4250,0	19,59
		Окончание эксплуатации по нефти			3625,1	30,87
					3725,0	31,17
3900,0	31,70					
4040,0	32,12					
			4250,0	38,13		

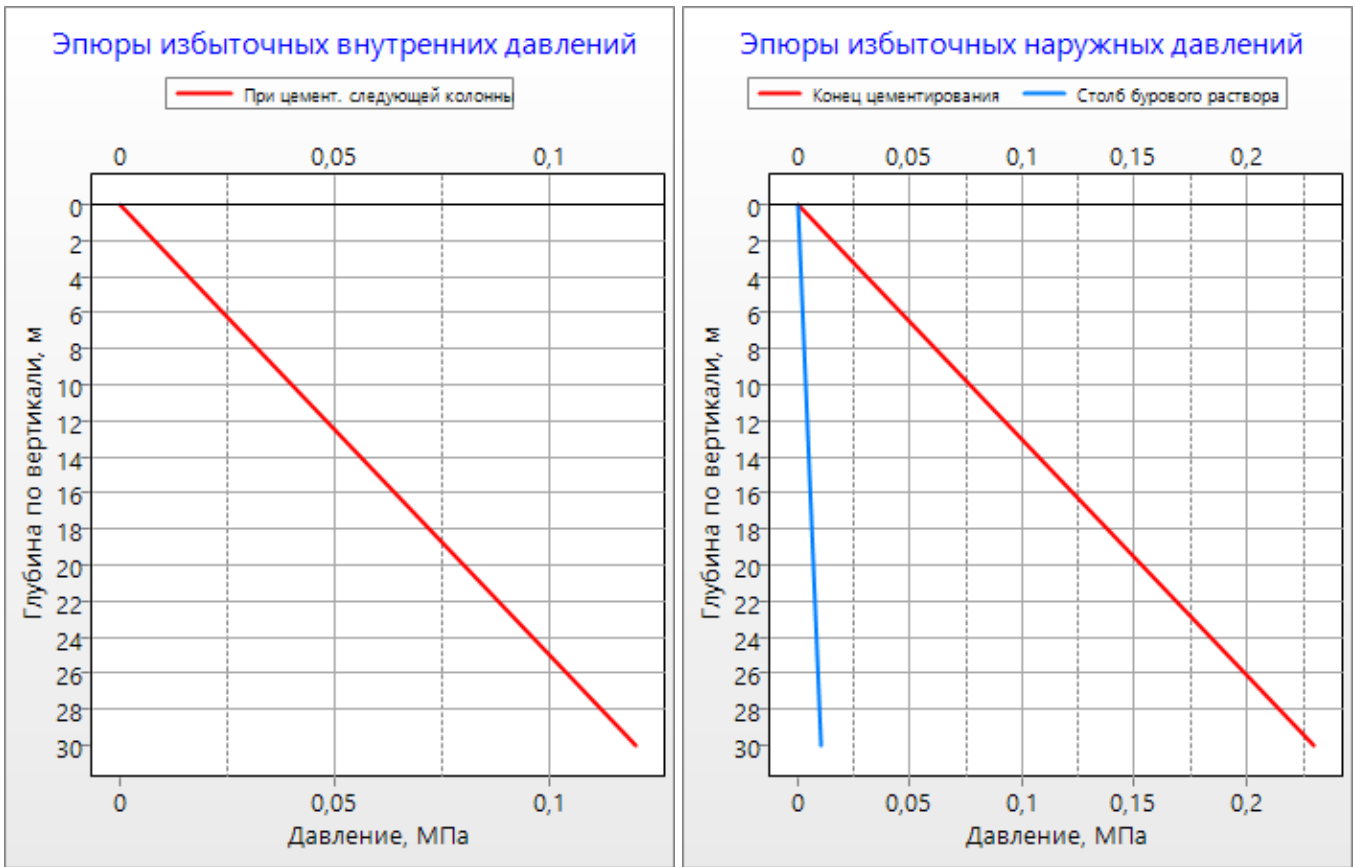


Рисунок 9.1 – Эпюры избыточных давлений, направление

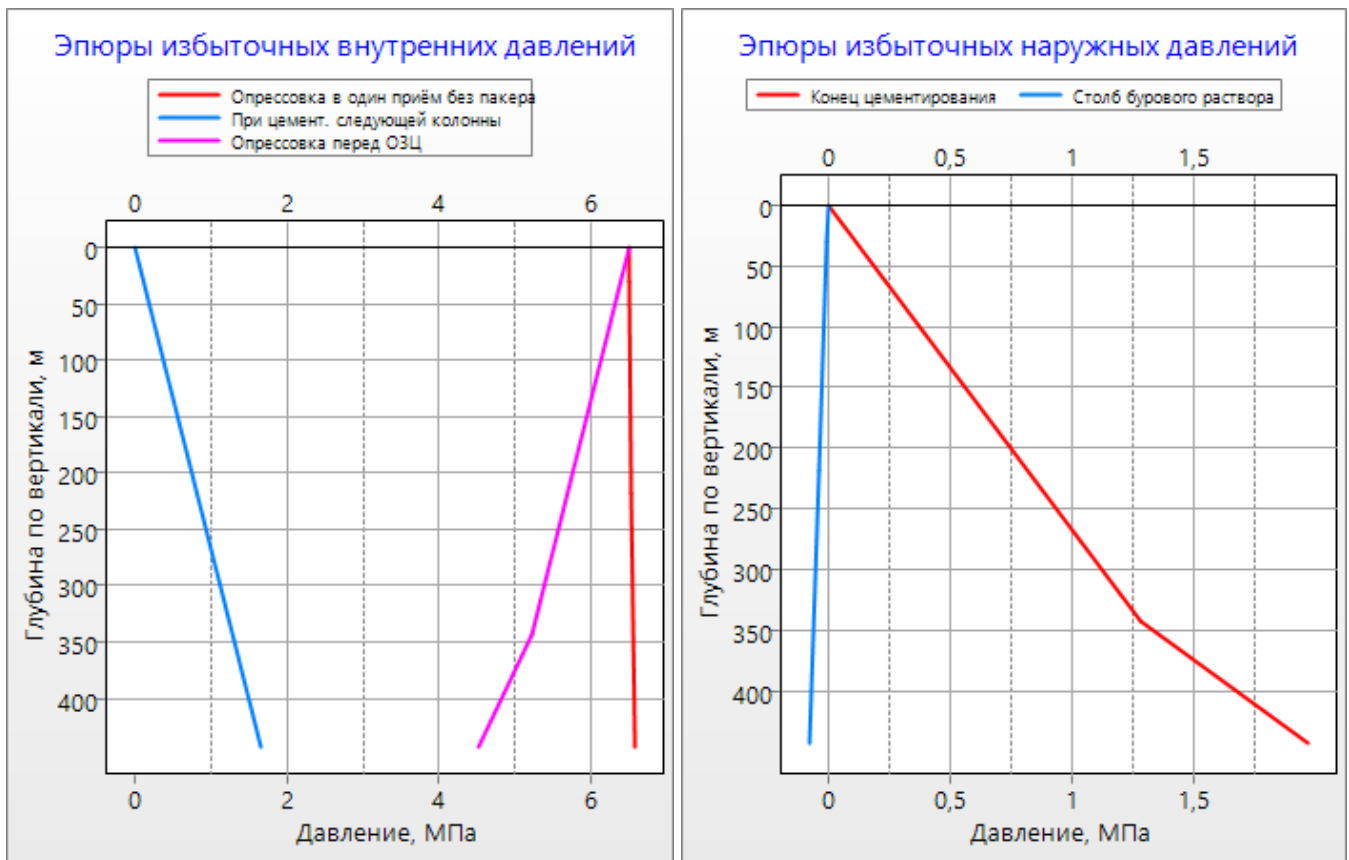


Рисунок 9.2 – Эпюры избыточных давлений, кондуктор

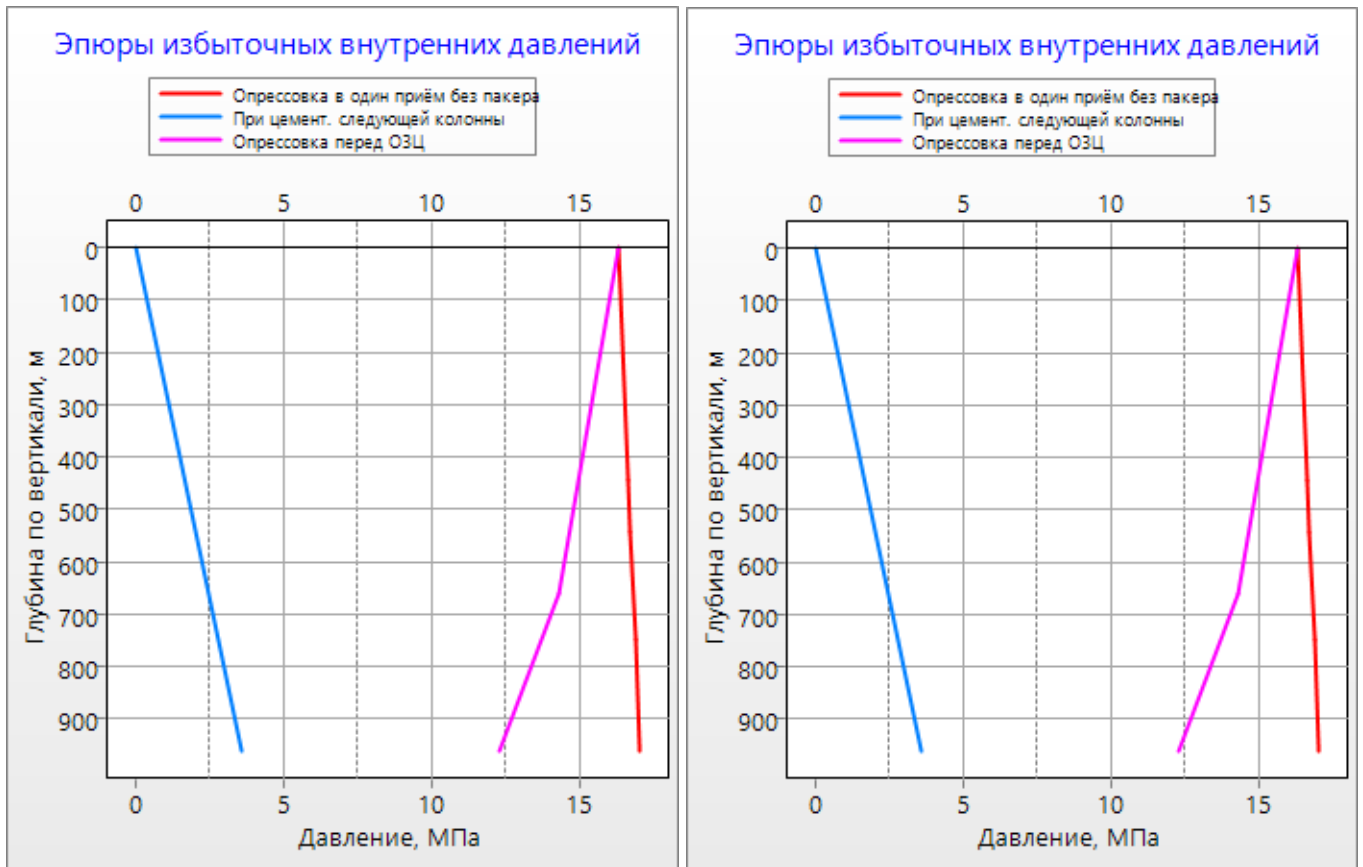


Рисунок 9.3 – Эпюры избыточных давлений, I промежуточная колонна

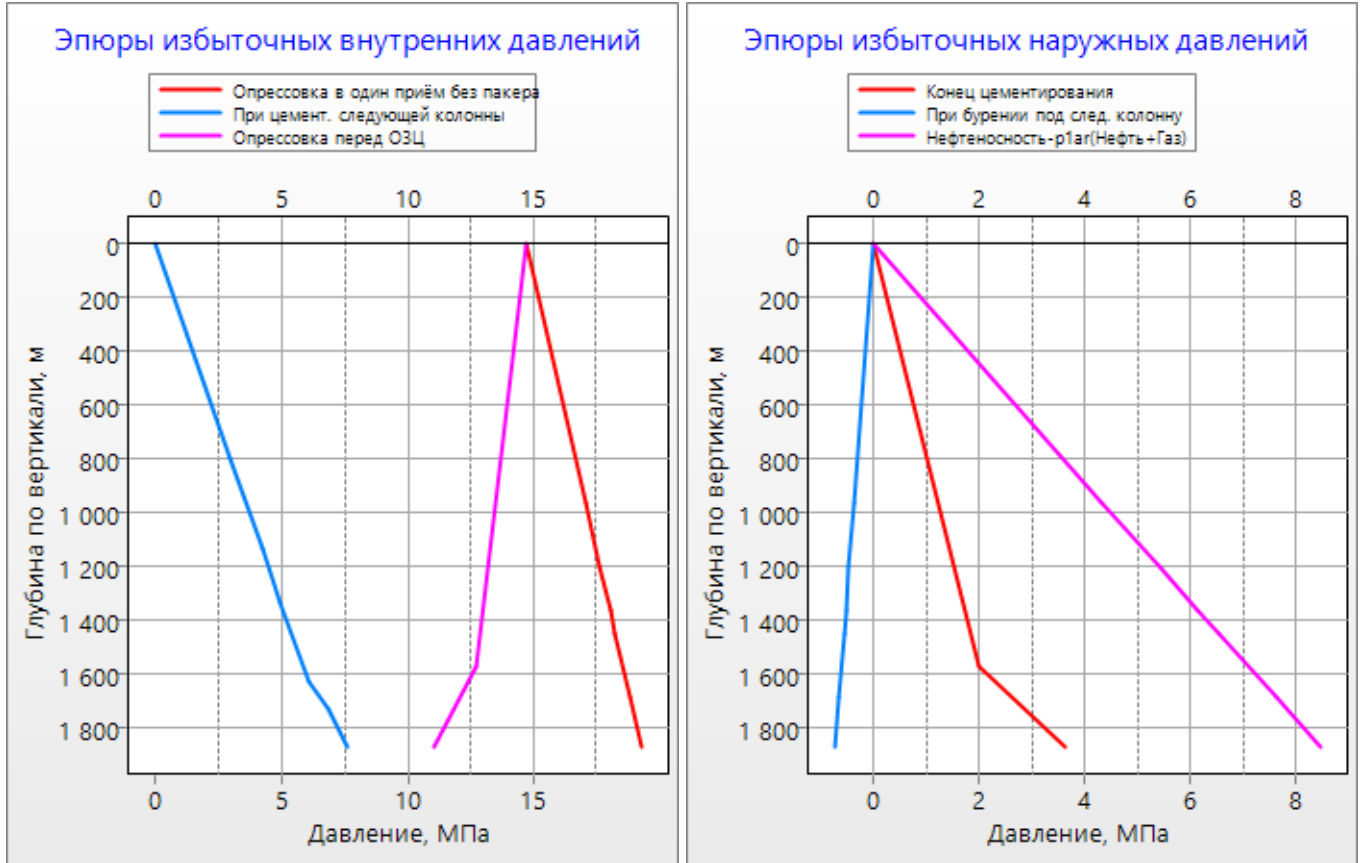


Рисунок 9.4 – Эпюры избыточных давлений, II промежуточная колонна

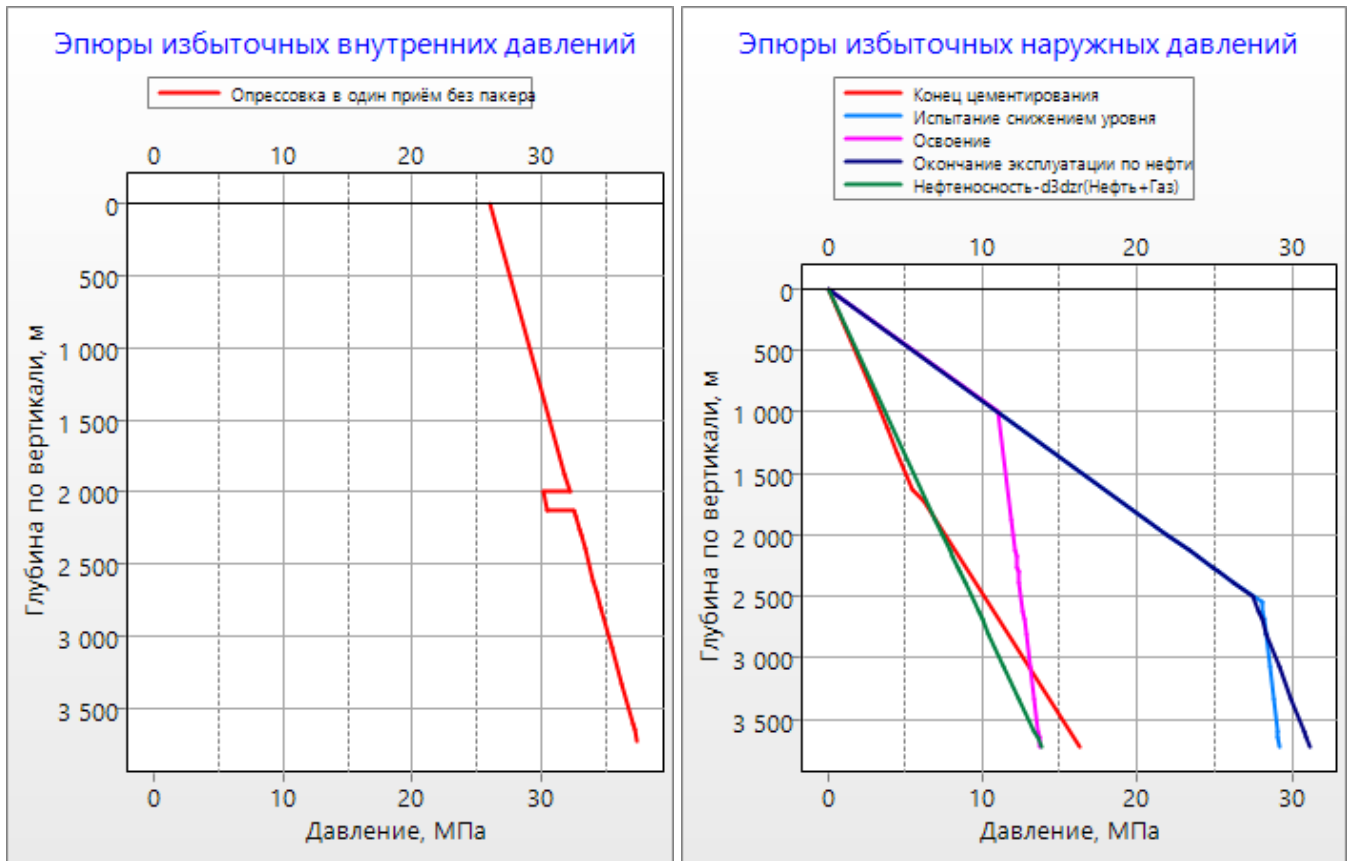
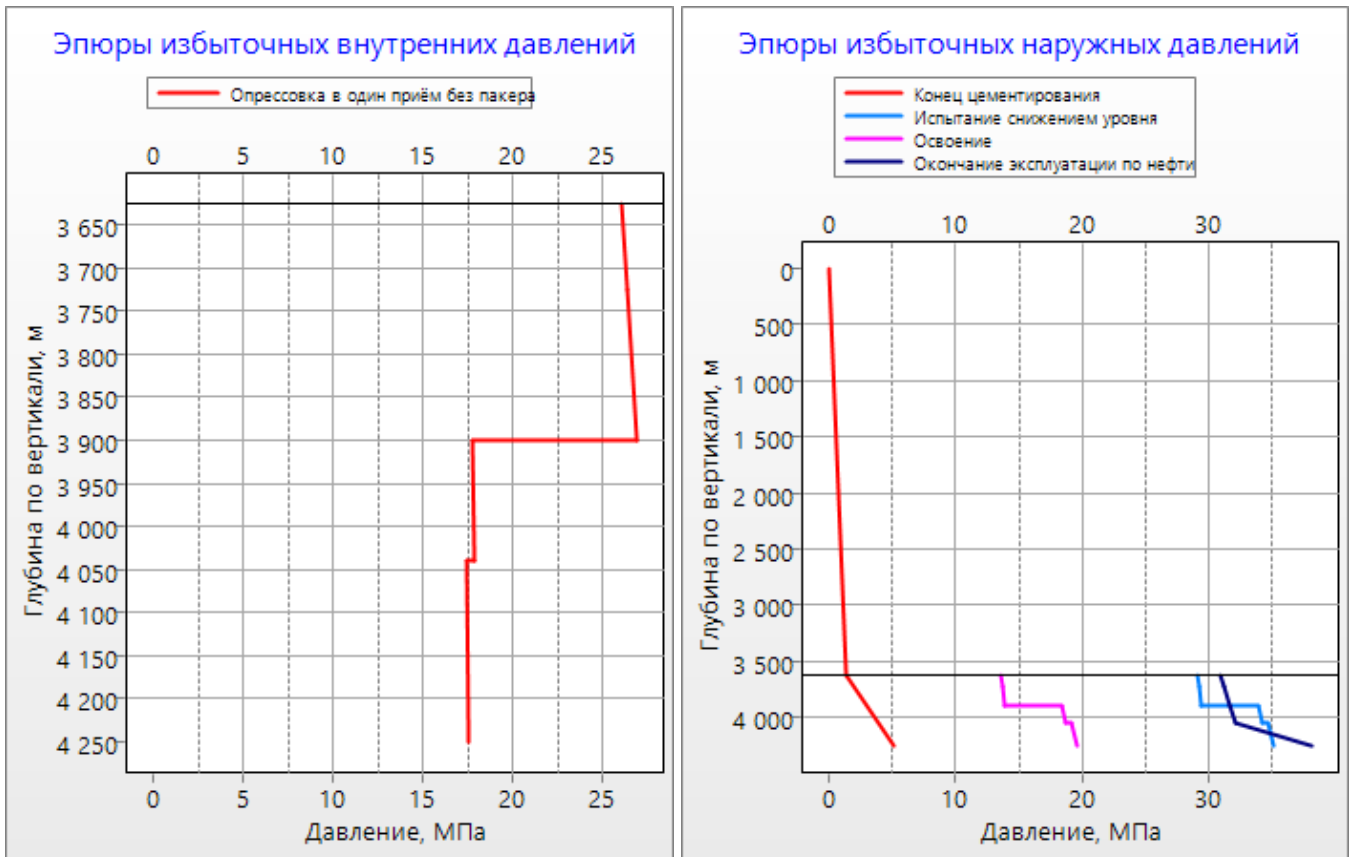


Рисунок 9.5 – Эпюры избыточных давлений, эксплуатационная колонна



(Распределение давлений при ГРП не показано)

Рисунок 9.6 – Эпюры избыточных давлений, хвостовик

Таблица 9.3 – Рекомендуемые типоразмеры обсадных труб

Наружный диаметр, мм	Условный код типа соединения	Марка (группа прочности) труб	Толщина стенки, мм	Диаметр муфты, мм	Способ производства	Прочностная характеристика						Нормативный документ на изготовление	
						наименьшее давление, МПа	минимальное внутреннее давление до предела текучести, МПа	растягивающая нагрузка для соединения, кН	максимальная сжимающая нагрузка для соединения, кН	растягивающая нагрузка до предела текучести по телу трубы, кН	крутящий момент свинчивания, кН·м		предельный крутящий момент, кН·м
630,0	Электросварные	K52	10,0	–	EW	1,2	6,8	4765	–	4765	–	–	ГОСТ 10705-80
425,5	BC	K55	10,00	451,0	S или EW	4,6	15,6	5465	– ¹⁾	4944	– ²⁾	не приводится	ГОСТ 31446-2017
323,9	BC	L80	9,50	350,5	S	8,9	28,3	4946	– ¹⁾	5171	– ²⁾	не приводится	ГОСТ 31446-2017
244,5	BC	L80	10,03	269,9	S	21,3	39,6	4354	– ¹⁾	4080	– ²⁾	не приводится	ГОСТ 31446-2017
177,8	BC	L80	9,19	200,0	S	37,2	49,9	2972	– ¹⁾	2687	– ²⁾	не приводится	ГОСТ 31446-2017
127,0	BC	Q125	9,19	141,3	S	109,2	102,2	2940	– ¹⁾	2933	– ²⁾	не приводится	ГОСТ 31446-2017

Примечания:

1. Максимальная допустимая сжимающая нагрузка для резьбовых соединений типа BC ориентировочно составляет 0,5 от допустимой растягивающей (страгивающей) нагрузки.
2. Свинчивание обсадных труб с соединением типа BC осуществляется до совпадения торца муфты с основанием треугольного клейма с определением момента свинчивания.
3. Момент свинчивания резьбовых соединений уточняется согласно инструкции по эксплуатации производителя обсадных труб.
4. Способ производства обсадных труб: S – бесшовный, EW – электросварной, Имп. – импортные, отечественные не указываются.
5. Возможно использование обсадных труб других производителей, имеющих соответствующие прочностные характеристики и коррозионную стойкость, после проведения проверочных расчётов.

Таблица 9.4 – Параметры обсадных труб

Но- мер ко- лон- ны в по- рядке спус- ка	Номер раз- дельно спуска- емой части колон- ны в порядке спуска	Номер равно- прочной труб в раздельно спускае- мой части колонны (снизу- вверх)	Интервал установки равно- прочной секции, м		Дли- на сек- ции, м	Мас- са сек- ции, т	Нараста- ющая масса, т	Характеристика обсадной трубы				Коэффициенты запаса прочности при...			
			от (верх)	до (низ)				номи- нальный наруж- ный диа- метр, мм	код типа соединения	марка (группа прочно- сти) матери- ала труб	тол- щина стен- ки, мм	избыточном давлении		рас- тяже- нии	стра- гива- нии
												наруж- ном	внут- рен- нем		
1	1	1	0	30	30	4,7	4,7	630,0	Эл. сварные	K52	10,0	5,23	>10	>10	>10
2	1	1	0	443	443	48,1	48,1	425,5	BC	K55	10,00	2,33	2,37	>10	>10
3	1	1	0	961	961	72,8	72,8	323,9	BC	L80	9,50	1,75	1,67	7,25	6,93
4	1	1	0	1897	1897	112,6	112,6	244,5	BC	L80	10,03	2,52	2,06	3,70	3,94
5	1	1	0	3802	3802	148,8	148,8	177,8	BC	L80	9,19	1,19	1,33	1,84	2,04
6	1	1	3702	4327	625	16,8	16,8	127,0	BC	Q125	9,19	2,86	3,79/ 1,63*)	>10	>10

1. При выполнении работ по ГРП предусмотрена установка стингера в голове хвостовика.
2. *) Приведены минимальные коэффициенты запаса прочности при строительстве и эксплуатации скважины / при выполнении ГРП.
3. Последние 48 м эксплуатационной колонны спускать на элеваторе, т.к. фактическая нагрузка больше допустимой нагрузки на растяжение при спуске на клиньях 148,8 т > 147,0 т.
4. Возможно использование обсадных труб других производителей, имеющих соответствующие прочностные характеристики и коррозионную стойкость, после проведения проверочных расчётов.

Таблица 9.5 – Суммарная масса обсадных труб

Интервал установки, м		Длина, м	Номинальный наружный диаметр, мм	Код типа соединения	Марка (группа прочности) материала труб	Толщина стенки, мм	Масса обсадных труб, т		
от (верх)	до (низ)						теоретическая	с плюсовым допуском 5%	с нормативным запасом 5%
0	30	30	630,0	Эл. сварные	K52	10,0	4,66	4,89	5,13
0	443	443	425,5	BC	K55	10,00	48,08	50,48	53,01
0	961	961	323,9	BC	L80	9,50	72,77	76,41	80,23
0	1897	1897	244,5	BC	L80	10,03	112,57	118,20	124,10
0	3802	3802	177,8	BC	L80	9,19	148,81	156,25	164,06
3702	4327	625	127,0	BC	Q125	9,19	16,82	17,66	18,54

Примечание – возможно использование обсадных труб других производителей, имеющих соответствующие прочностные характеристики и коррозионную стойкость, после выполнения проверочных расчётов.

9.1.2 Порядок работ при креплении скважин

Подготовка обсадных труб

- Доставленные на буровую обсадные трубы, переводники должны иметь заводской сертификат и маркировку, подтверждающие их соответствие требованиям стандартов.
- Обсадные трубы должны быть опрессованы на поверхности согласно таблице 9.8. Допускается не проводить опрессовку труб с высокогерметичными соединениями, прошедших 100 % гидроиспытания на необходимое давление на заводах-изготовителях с соответствующей отметкой в сертификатах.
- Уложить трубы на стеллажи в порядке, противоположном очередности спуска. Проверить сортамент труб, провести маркировку.
- Убедиться, что на обсадную колонну установлены предохранительные кольца. Каждый ряд уложенных труб должен предохраняться от прогиба.
- Перед укладкой на стеллажи следующего ряда трубы должны быть очищены, осмотрены, измерены и проверены шаблоном.
- Размеры шаблонов для обсадных труб:

Условный наружный диаметр труб, мм	Разность между диаметром шаблона и внутренним диаметром трубы, мм	Длина калибрующей части шаблона, мм
351-508	5	300
245-340	4	300
114-219	3	150

- Не прошедшие проверку трубы отложить в сторону и отметить краской «Брак».
- Измерить, записать и пронумеровать все соединения, переводники, оснастку низа обсадной колонны.
- Отметить трубы, на которых будут устанавливаться центрирующие фонари.

Подготовка ствола скважины

- При подъеме после завершения последнего долбления отметить интервалы затяжек;
- Провести запланированные скважинные исследования (ГИС). Проверить по кавернограмме интервалы сужений, расширений и уступов в стволе скважины;
- Провести контрольный спуск инструмента, проработать места затяжек и уступов. Промыть ствол скважины до «чистых» выбросит. Ввести предусмотренные смазочные добавки. Провести дополнительную обработку бурового раствора до значений, указанных в геолого-техническом наряде параметров СНС, пластической вязкости и динамического напряжения сдвига, водоотдачи и улучшения свойств корки на стенках скважины.

Подготовка буровой

- Установить требуемый размер плашек под колонну в превентор (при необходимости);
- Проверить состояние талевого системы, буровой вышки, оснований, тормозной системы. При необходимости провести центрирование вышки. Составить акт о готовности буровой к спуску колонны;
- Убедиться, что штропы имеют требуемую грузоподъемность;
- Провести ультразвуковое исследование штропов, крюка, элеваторов (спайдеров), ключей УМК в соответствии с графиком проведения профилактических работ.

Спуск обсадных колонн

- При затаскивании обсадных труб обязательное применение предохранительных колец.
- Проверять правильность операции по навинчиванию труб.
- Наворот труб осуществлять с помощью гидравлического ключа с моментомером и фиксацией момента свинчивания. Рекомендуемые значения крутящих моментов при докреплении резьбо-

вых соединений обсадных труб приведены в таблице 9.3.1. Момент свинчивания резьбовых соединений уточняется согласно инструкции по эксплуатации производителя обсадных труб.

- Значения оптимальных моментов свинчивания уточняются при спуске обсадной колонны путём контрольного свинчивания нескольких труб, не менее 10.
- Резьбовые соединения пяти нижних обсадных труб закрепить самоотверждающимся резьбовым герметиком РОГ или аналогами.
- Оснастка колонн согласно таблице 9.6.
- Оборудование для спуска колонн согласно таблице 9.7.
- Режим спуска обсадных колонн (скорость спуска, тип смазки, промежуточные промывки) осуществлять согласно таблице 9.7.
- Необходимо вести постоянный контроль за заполнением колонны и вытеснением бурового раствора из скважины.
- После окончания допуска колонны до проектной глубины следует промыть скважину в течение 1,5-2-х циклов.
- В процессе любых промывок скважины необходимо контролировать характер циркуляции с целью своевременного обнаружения поглощений или флюидопроявлений. Контролировать наличие в буровом растворе пластовой воды, нефти или газа.

Таблица 9.6 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны								
			Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	Мин. проходной диаметр предыдущ. ОК, мм	Макс. наружный диаметр элемента, мм	Интервал установки, м		Суммарное на колонну	
								от (верх)	до (низ)	кол-во, шт.	масса, кг
1	Направление	1	Башмак колонный 630 мм с обратным дроссельным клапаном и посадочным узлом для стингера БКБТ	ОАО "Нефтемаш"	400	–	–	29	30	1	400
2	Кондуктор	1	Башмак колонный БК-М 426 с пластиковой насадкой, легкоразбуриваемый	ООО «НТЦ»ЗЭРС»	89,7	610	451	442	443	1	89,7
			Муфта с поплавковым обратным клапаном тип 413, легкоразбуриваемая	АО «АРТ-Оснастка»	115		451	432	433	1	115
			Жестко-упругий центратор ЦЦ-2-426/490	ООО «Южная нефтегазодобывающая компания»	23		0	50	5	483	
							по ГИС		11		
			Пробка цементировочная нижняя ПЦН-426	ЗАО «Буровое нефтегазопромысловое оборудование»	65		–	–	–	1	65
			Пробка цементировочная верхняя ПЦВ-426		65		–	–	–	1	65
3	I Промежуточная	1	Башмак колонный 324 мм тип 121, с пластиковой направляющей насадкой, легкоразбуриваемый	АО «АРТ-Оснастка»	56,4	405,5	351	960	961	1	56,4
			Муфта с поплавковым обратным клапаном тип 413, легкоразбуриваемая	АО «АРТ-Оснастка»	95,9		351	950	951	1	95,9

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны																		
			Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	Мин. проходной диаметр предыдущ. ОК, мм	Макс. наружный диаметр элемента, мм	Интервал установки, м		Суммарное на колонну											
								от (верх)	до (низ)	кол-во, шт.	масса, кг										
			Центратор-турбулизатор ЦТГ-324	ООО «НефтемашСервис»	26		383	0	50	5	260										
								911	961	5											
			Центратор пружинный ЦЦ-324/394-1	ТУ 39-01-08-283-77	26			450	50	911	29	754									
			Пробка цементирующая нижняя ПЦН-324	ЗАО «Буровое нефтегазопромысловое оборудование»	10			–	–	–	1	10									
			Пробка цементирующая верхняя ПЦВ-324		10			–	–	–	1	10									
4	II Промежуточная	1	Башмак колонный 245 мм тип 121, с пластиковой направляющей насадкой, легкоразбуриваемый	АО «АРТ-Оснастка»	36,8	304,9	270	1896	1897	1	36,8										
			Муфта с поплачковым обратным клапаном тип 413, легкоразбуриваемая	АО «АРТ-Оснастка»	55,1							270	1886	1897	1	55,1					
			Центратор-турбулизатор ЦТ 245/295	ТУ 39-01-08-284-77	11												290	0	50	5	110
																		1847	1897	5	
			Центратор пружинный ЦЦ-245/295-1	ТУ 39-01-08-283-77	17												–	по ГИС		63	1071
			Пробка цементирующая нижняя ПЦН-245	ЗАО «Буровое нефтегазопромысловое оборудование»	10												–	–	–	1	10
			Пробка цементирующая верхняя ПЦВ-245		10												–	–	–	1	10

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны								
			Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	Мин. проходной диаметр предыдущ. ОК, мм	Макс. наружный диаметр элемента, мм	Интервал установки, м		Суммарное на колонну	
								от (верх)	до (низ)	кол-во, шт.	масса, кг
4	Эксплуатационная	1	Башмак колонный 178 мм тип 121, с пластиковой направляющей насадкой, легкоразбуриваемый	АО «АРТ-Оснастка»	16,5	224,4	194,5	3801	3802	1	16,5
			Муфта с поплавковым обратным клапаном тип 413, легкоразбуриваемая	АО «АРТ-Оснастка»	24,5		198	3791	3792	1	24,5
			Муфта манжетного цементированья ММЦ1.178 ²⁾	ООО «НТЦ»ЗЭРС»	150,0		204	1744	1747	1	150,0
			Комплект невращающихся цементировочных пробок КРП-178	ТУ 39-1086-85	6,1		–	–	–	1	6,1
			Центратор жёсткий AVRORA-270-178/210	ТУ 3666-017-78267833-2010	7		210	0 3752	50 3802	5 5	70
			Центратор пружинный ЦЦ-178/245-270-1	ТУ 39-01-08-283-77	13,0		–	по ГИС		134	1742
			Центратор жёсткий ЦПЖ 127/150-100	ОАО «Тяж-прессмаш»	1,4		150	3702 3752 4277	3752 4277 4327	5 18 5	39,2
5	Хвостовик	1	Башмак колонный БК-М 127	ООО «НТЦ»ЗЭРС»	8,2	159,4	146	4326	4327	1	8,2
			Муфта с поплавковым обратным клапаном тип 411	АО «АРТ-Оснастка»	14		146	4316	4317	1	14
			Подвеска хвостовика цементируемая ПХГМЦ. 127/178 ³⁾ с комплектом продавочных пробок	по результатам тендера	196		152	3698	3702	1	196
			Центратор жесткий ЦПЖ 127/150-100	ОАО «Тяж-прессмаш»	1,4		150	3702 3752 4277	3752 4277 4327	5 18 5	39,2

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Элементы технологической оснастки колонны								
			Наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	масса элемента, кг	Мин. проходной диаметр предыдущ. ОК, мм	Макс. наружный диаметр элемента, мм	Интервал установки, м		Суммарное на колонну	
								от (верх)	до (низ)	кол-во, шт.	масса, кг
<p>Примечания:</p> <p>1. В соответствии с требованиями п. 8.4 РД 39-00147001-767-1978, элементы оснастки, встраиваемые в состав обсадной колонны, не должны снижать ее прочность.</p> <p>2. Требуемые прочностные характеристики устройства ступенчатого цементирования (УСЦ) эксплуатационной колонны, с учетом нормативных коэффициентов запаса прочности: давление разрыва 36,1 МПа, давление смятия 19,9 МПа, максимальная растягивающая (сжимающая) нагрузка не менее 140,7 т. Характеристики рассчитаны для проектной глубины установки устройства ступенчатого цементирования 1726/ 1747 м и должны быть скорректированы при её изменении.</p> <p>3. В комплект поставки подвески хвостовика 127/178 мм входят: полированная приемная воронка 127 мм для установки в колонне 178 мм; верхний пакер хвостовика для колонны 178 мм; подвеска хвостовика гидравлическая; посадочная муфта, сбрасываемый шар, надставка хвостовика. Минимальные требуемые прочностные характеристики подвески хвостовика, с учетом нормативных коэффициентов запаса прочности: давление разрыва 77,3 МПа, давление смятия 32,4 МПа, максимальная растягивающая (сжимающая) нагрузка 29,4 т, дифференциальный перепад давления 57,0 МПа. Подвеска хвостовика должна обеспечивать возможность выполнения ГРП с использованием стингера.</p> <p>4. Места установки центраторов уточняются по данным ПГИ.</p> <p>5. Возможно применение элементов оснастки обсадной колонны других производителей с соответствующими техническими характеристиками, имеющими паспорт/сертификат соответствия изготовления продукции.</p> <p>6 Максимальная допустимая нагрузка на подвеску хвостовика, для её активации, до потери продольной устойчивости 1 рода (синусоидальный изгиб)/ 2 рода (винтовой изгиб) – 10,0/ 24,6 т.</p>											

Таблица 9.7 – Режим спуска обсадных труб

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях (L=400мм), м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки		
номер в порядке спуска	наименование	номер части колонны в порядке спуска		наименование	ГОСТ, ТУ на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	кол-во циклов	расход, л/с
1	Направление	1	–	–	–	0	30	0,5	–	самозаполнение	–	–	–
2	Кондуктор	1	КМ 426-320 ZP375	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 111LT РОГ	СТО 65561488-066-2016 ТУ 51-00158623-39-97	0	443	0,5	1897	постоянно	30 443	1 2	10,0
3	I Промежуточная	1	КМ 324-320 ZP375	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 111 LT РОГ	СТО 65561488-066-2016 ТУ 51-00158623-39-97	0	443	1,0	3157	постоянно	443 843 961	1 1 2	10,0
						443	961	0,5					
4	II Промежуточная	1	КМ 245-320 ZP375	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 131НТ РОГ	СТО 65561488-066-2016 ТУ 51-00158623-39-97	0	961	1,0	3466	постоянно	961 1361 1761 1897	1 1 1 2	10,0
						961	1897	0,5					

Обсадная колонна			Тип, шифр инструмента для спуска	Средства смазки и уплотнения резьбовых соединений		Интервал глубины с одинаковой допустимой скоростью спуска труб, м		Допустимая скорость спуска труб, м/с	Допустимая глубина спуска труб на клиньях (L=400мм), м	Периодичность долива колонны, м	Промежуточные промывки			
номер в порядке спуска	наименование	номер части колонны в порядке спуска		наименование	ГОСТ, ТУ на изготовление	от (верх)	до (низ)				глубина, м	кол-во циклов	расход, л/с	
5	Эксплуатационная	1	KM 178-320 ZP375	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 131НТ	СТО 65561488-066-2016	0	1897	1,0	3755	постоянно	1897	1	10,0	
				РОГ	ТУ 51-00158623-39-97	1897	3802	0,5			2297	1		2697
6	Хвостовик	1	KM 127-250 ZP375	ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 111LT	СТО 65561488-066-2016	0	3802	1,0	6369	постоянно	3802	1	10,0	
						3802	4237	0,5			4237	2		

Примечания:

- Согласно п. 11.22 и п. 11.23 Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин РД 39-00147001-767-2000 обязательными являются промывки при выходе из башмака предыдущей спущенной колонны и после окончания спуска колонны. Глубины промежуточных промывок устанавливаются по опыту бурения скважин в данном районе, и могут корректироваться в процессе спуска колонны.
- Допускается проведение промежуточных промывок по результат анализа изменения коэффициентов трения согласно графику весов на спуск, подъём, за исключением промывки при выходе из башмака предыдущей колонны, которая является обязательной.
- Резьбовые соединения пяти нижних обсадных труб закрепить самоотверждающимся резьбовым герметиком РОГ или аналогами, кроме направления и хвостовика.
- Последние 48 м эксплуатационной колонны спускать на элеваторе, т.к. фактическая нагрузка больше допустимой нагрузки на растяжение при спуске на клиньях 148,8 т > 147,0 т.

Таблица 9.7.1 – Характеристика и расход герметизирующих смазок и материалов, применяемых при спуске обсадных колонн

Наименование или шифр	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество							суммарное на скважину
			номера обсадных колонн в порядке спуска							
			1	2	3	4	5	6		
Смазка ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 111 LT	СТО 65561488-066-2016	кг	–	3,8	6,7	–	–	1,8	12,3	
Смазка ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС 131НТ	СТО 65561488-069-2016	кг	–	–	–	10,2	15,2	–	25,4	
Резьбовой отверждаемый герметик РОГ	ТУ 51-00158623-39-97	кг	–	0,5	0,4	0,3	0,2	–	1,4	

Таблица 9.8 – Опрессовка обсадных труб и натяжение эксплуатационной колонны

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер раздельно спускаемой части колонны в порядке спуска	Натяжение колонны, тс	Плотность жидкости для опрессовки, кг/м ³		Давление на устье при ГНВП (вызове притока), МПа	Давление на устье при цементировании, МПа	Давление на устье скважины при опрессовке, МПа			Глубина установки пакера, м	Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции в раздельно спускаемой части (снизу вверх)	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
				раздельно спускаемой части	цементного кольца			раздельно спускаемой части	цементного кольца	части колонны ниже муфты ступенчатого цементирования				
1	Направление	1	–	–	–	–	0,2	–	–	–	–	–	1	–
2	Кондуктор	1	–	1140	1160	–	3,9	6,5	1,8	–	–	–	1	6,9
3	I Промежуточная	1	–	1200	1370	13,7	6,0	16,2	3,3	–	–	–	1	17,8
4	II Промежуточная	1	–	1370	1160	12,2	6,2	14,7	5,5	–	–	–	1	20,2
5	Эксплуатационная	1	–	1020	1310	22,7	20,7	26,1	9,7	–	–	–	1	39,3
6	Хвостовик	1	–	1020	–	22,7	15,1	26,1	–	–	–	–	1	70,6

Примечания:

1. Межколонное пространство 425,5×323,9 мм и 323,9×244,5 мм опрессовывается на 3,0 МПа, 244,5×177,8 мм – на 4,0 МПа. Давление опрессовки межколонного пространства может быть скорректировано по результатам лабораторных исследований прочности цементного камня. В соответствии с п. 424 ПБ НГП, давление опрессовки межколонного пространства не должно превышать прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства.

2. В соответствии с п. 420 ПБ НГП разрешается проведение опрессовки обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на ЦКОД и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата. При этом возможно производить дальнейшую опрессовку устьевого оборудования с использованием пакера устьевого опрессовочного типа ПГ-ЯГ, ПОУ, ПУВ или аналогичного.

3. Опрессовка цементного кольца предусмотрена совместно с проведением FIT. FIT проводится в соответствии с «Временным регламентом на проведение опрессовок открытого ствола скважин (FIT-тестов) на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

9.2 ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ ОБСАДНЫХ КОЛОНН

Выбор тампонажных материалов и растворов на их основе должен осуществляться с учетом следующих требований:

- тампонажный материал и сформированный из него камень должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования;
 - рецептуру тампонажного раствора подбирать по динамической температуре и давлению, ожидаемым в процессе цементирования в стволе в интервале цементирования;
 - плотность тампонажного раствора должна быть не ниже плотности бурового раствора.
- Ограничением верхнего предела плотности тампонажного раствора является условие недопущения разрыва горных пород под действием гидродинамического давления в процессе цементирования.

- цементный камень при наличии в интервале цементирования агрессивных сред должен быть коррозионностойким к этим средам.

Состав тампонажного раствора и количество добавок уточняется по результатам лабораторных исследований. Применение цемента без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.

Возможна замена материалов на аналоги, исходя из наличия материалов у сервисной компании. Для цементирования обсадных колонн необходимо применять серийно выпускаемые тампонажные материалы. Допускается применение сухих тампонажных смесей, прошедших приемочные испытания, изготавливаемых из компонентов на стационарных или передвижных смесительных установках.

В случае крепления направления, цементирование проводится со стингером. Стингер спускается на бурильных трубах и устанавливается в башмак колонный с обратным дроссельным клапаном и посадочным узлом для стингера БКБТ-630. Далее закачка и продавка тампонажного раствора осуществляется через бурильные трубы.

В случае не герметичности обратного клапана при цементировании кондуктора, I промежуточной, II промежуточной и эксплуатационной колонн, необходимо произвести одно-, двукратную попытку восстановления его герметичности закачиванием и возвратом излившейся жидкости. Если герметичность обратного клапана восстановить не удалось, закачать излившуюся жидкость в колонну, довести давление на цементировочной головке до величины, превышающей давление перед определением "стоп" на 0,5-0,7 МПа, оставить скважину на ОЗЦ при закрытой цементировочной головке. Повторить попытку снятия давления на цементировочной головке по истечении времени загустевания тампонажного раствора у башмака колонны в соответствии с анализом.

При цементировании хвостовика, после получения сигнала «стоп» при герметичном обратном клапане произвести разъединение транспортной колонны от потайной колонны или хвостовика, приподнять инструмент выше головы на 3-5 м и восстановить плавно циркуляцию, промыть скважину в течение не менее 1,5 циклов циркуляции с обработкой и очисткой бурового раствора. В период ОЗЦ необходимо осуществлять промывку скважины с периодической циркуляцией до окончания ОЗЦ. Периодически вращать бурильные трубы.

В конце цементирования 1 ступени эксплуатационной колонны после получения сигнала «стоп» остановить работу ЦА и перекрыть краны на цементировочной головке. Произвести сброс давления, а жидкость, выходящую из обсадной колонны принять в первую ёмкость одного из ЦА с замером её объёма. При герметичности обратного клапана открыть циркуляционные отверстия МСЦ согласно инструкции по работе с данным оборудованием и произвести промывку скважины, для удаления избыточного тампонажного раствора выше устройства. Во время ОЗЦ так же производить периодические промывки через циркуляционные отверстия.

В конце цементирования 2 ступени эксплуатационной колонны после получения сигнала «стоп» произвести закрытие циркуляционных отверстий МСЦ согласно инструкции по эксплуатации МСЦ. В случае неполного закрытия циркуляционных отверстий – операция по закрытию циркуляционных отверстий повторить несколько раз (2-3 раза).

Продолжительность ОЗЦ направления - 8 ч, кондуктора – 16 ч, I промежуточной, II промежуточной, эксплуатационной колонн и хвостовика – 24 ч. Значения времени ОЗЦ уточняются по результатам лабораторных тестов.

Работы, проводимые после цементирования:

- отцентрировать обсадную колонну в роторе после окончания цементирования;
- проверить, не загрязнены ли цементом ПВО, и принять меры по его очистке;
- не спускать инструмент в колонну, пока не будет достигнута прочность цементного камня на изгиб не менее 0,5 МПа для облегченного цемента и 1,5 МПа для цемента нормальной плотности.

Оснастку низа обсадной колонны следует разбуривать со сниженной нагрузкой во избежание сообщения колонне ударной нагрузки. Для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять компоновки низа буровой колонны и технологии, предохраняющие от повреждения обсадных колонн. При включении в состав КНБК калибраторов рекомендуется разбуривать оснастку без вращения буровой колонны (с периодическим проворачиванием).

Гидравлические расчеты цементирования обсадных колонн представлены в приложении И.

Таблица 9.9 – Общие сведения о цементировании обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м		Глубина установки муфты ступенчатого цементирования	Номер ступени	Высота цементного стакана	Название порции	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
1	Направление	Прямой	1	0	30	–	1	5	Цемент	0	30
									Продавочная	0	25
2	Кондуктор	Прямой	1	0	443	–	1	10	Буферная 1	–	–
									Буферная 2	–	–
									Цемент облегченный	0	343
									Цемент	343	443
									Продавочная	0	433
3	I Промежуточная	Прямой	1	0	961	–	1	10	Буферная 1	–	–
									Буферная 2	–	–
									Буферная 3	–	–
									Цемент облегченный	0	661
									Цемент нормальной плотности	661	961
									Продавочная	0	951

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м		Глубина установки муфты ступенчатого цементирования	Номер ступени	Высота цементного стакана	Название порции	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
4	II Промежуточная	Прямой	1	0	1897	-	1	10	Буферная-1	-	-
									Буферная-2	-	-
									Буферная-3	-	-
									Цемент облегченный	0	1584
									Цемент нормальной плотности	1584	1897
									Продавочная	0	1887
5	Эксплуатационная	Ступенчатый	1	0	3802	1747	1	10	Буферная-1	-	-
									Буферная-2	-	-
									Буферная-3	-	-
									Цемент нормальной плотности	1747	3802
									Продавочная	0	3792
									2	3	Буферная-1
			Буферная-2	-	-						
			Буферная-3	-	-						
			Цемент облегченный	0	1647						
			Цемент нормальной плотности	1647	1747						
			Продавочная	0	1744						

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Способ цементирования (прямой, ступенчатый, обратный)	Данные по отдельно спускаемой части колонны			Данные о каждой ступени цементирования					
			Номер в порядке спуска	Интервал установки, м		Глубина установки муфты ступенчатого цементирования	Номер ступени	Высота цементного стакана	Название порции	Интервал, м	
				от (верх)	до (низ)					от (верх)	до (низ)
6	Хвостовик	Прямой	1	3702	4327	-	1	10	Буферная-1	-	-
									Буферная-2	-	-
									Буферная-3	-	-
									Цемент утяжеленный	3702	4327
									Продавочная	0	4317

Таблица 9.10 – Характеристика жидкостей для цементирования

Наименование колонны	Интервал применения, м	Состав раствора	Температура твердения, °С	Плотность, кг/м ³	Растекание, мм	Сроки загустевания, ч-мин	Прочность камня через 24 часа, МПа		Газопроницаемость камня через 24 часа, 10 ⁻³ мкм ²	Водоотделение, мл	Реологические характеристики		Стойкость к агрессивным средам
							изгиб	сжатие			ДНС, Па	ПВ, мПа·с	
Направление	0-30	Arcticset	-2,0-0,0	1880	200-220	1-30	>2,7	>2,1	<1,5	<8,7	15,3	84	нет
Кондуктор	0-343	ПЦТ-II-50 + ВПП (М-100)	0,0-4,5	1520	200-220	03-15	>1,5	>3,5	< 2,0	<8,7	21,6	47,4	
	343-443	ПЦТ-II-50	4,5	1850	>210	03-00	>3,0	>10,0	< 2,0	<1,0	13,0	180,0	
I Промежуточная	0-661	ОТМ-5 (облегченный)	0-17,9	1500	>210	4-15	>0,5	>3,5	< 5,0	<0,1	11,0	160,0	да
	661-961	ПЦТ-I-G-CC1 (Тампонажный материал нормальной плотности)	17,9-33,0	1900±20	>210	4-00	>1,5	>3,5	< 2,0	<0,1	8,0	120,0	
II Промежуточная	0-1584	ОТМ-5 (облегченный)	33,0-41,4	1500	>210	4-20	>0,5	>3,5	< 5,0	<0,1	11,0	160,0	
	1584-1897	ПЦТ-I-G-CC1 (Тампонажный материал нормальной плотности)	41,4-45,8	1900±20	>210	4-05	>1,5	>3,5	< 2,0	<0,1	8,0	120,0	

Наименование колонны	Интервал применения, м	Состав раствора	Температура твердения, °С	Плотность, кг/м ³	Растекание, мм	Сроки загустевания, ч-мин	Прочность камня через 24 часа, МПа		Газопроницаемость камня через 24 часа, 10 ⁻³ мкм ²	Водоотделение, мл	Реологические характеристики		Стойкость к агрессивным средам
							изгиб	сжатие			ДНС, Па	ПВ, мПа·с	
Эксплуатационная	0-1647	ОТМ-5 (облегченный)	0-40,6	1500	>210	2-45	>0,5	>3,5	< 5,0	<0,1	11,0	160,0	
	1647-1747	ПЦТ-I-G-CC1 (Коррозионно-стойкий тампонажный материал)	40,6-42,3	1900±20	>210	2-30	>3,5	>10,0	< 2,0	<0,1	15,0	160,0	
	1747-3802	ПЦТ-I-G-CC1 (Коррозионно-стойкий тампонажный материал)	42,3-95,4	1900±20	>210	5-35	>3,5	>10,0	< 2,0	<0,1	15,0	160,0	
Хвостовик	3702-4327	ПЦТ-I-G-CC1 (Коррозионно-стойкий тампонажный материал)	95,4-110,5	1900±20	>210	2-30	>3,5	>10,0	< 2,0	<0,1	15,0	160,0	

Примечания:

1. Из-за наличия в разрезе ММП для крепления кондуктора используется цемент для нормальных температур ПЦТ П-50 с добавкой вспученного перлитового песка (ВПП). Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8-10°С для обеспечения его ускоренного схватывания.

2. В качестве продавочной жидкости используются: при цементировании кондуктора – незамерзающая жидкость (раствор хлористого кальция плотностью 1140 кг/м³); I промежуточной, II промежуточной, эксплуатационной колонн и хвостовика – буровой раствор, использовавшийся при бурении интервала.

3. При продавке буровым раствором на углеводородной основе станция контроля цементирования (СКЦ) должна иметь в своем составе расходомер, совместимый с жидкостями на углеводородной основе.

Таблица 9.10.1 – Реологические свойства буферных жидкостей

Наименование колонны	Тип или название	Плотность, кг/м ³	Реологические характеристики	
			ДНС, Па	ПВ, мПа·с
Кондуктор	Отмывающий буфер	1140	2	5
	Незамерзающий буфер	1140	2	10
Промежуточная 1	Отмывающий буфер	1200	2	5
	Модифицирующий буфер	1200	2	5
	Кольматирующий буфер	1400-1450	7	15
Промежуточная 2	Разделительный буфер	1080	2	5
	Вязкий буфер	1370	8	60
	Кольматирующий буфер	1400-1450	7	15
Эксплуатационная	Отмывающий буфер	1160	2	5
	Модифицирующий буфер	1160	2	5
	Кольматирующий буфер	1400-1450	7	15
Хвостовик	Отмывающий буфер	1250	2	5
	Модифицирующий буфер	1200	2	5
	Кольматирующий буфер	1400-1450	7	15

Таблица 9.11 – Компонентный состав жидкостей для цементирования и характеристики компонентов

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура	
									норма расхода компонента	ед. измерения
1	Направление	1	1	Тампонажная	1880	Вода пресная	Местная	1000	514,0	кг/м ³
						Arcticset	Импортный	2800	1366	кг/м ³
						Retarder LR	Импортный	1100	2,4	% от объема сухой смеси
2	Кондуктор	1	1	Буферная 1	1140	«ИН-ПАВ» марки 01	ТУ 2483-029-38892610-2012	1000	18,0	л/м ³
						NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	230,0	кг/м ³
						Техническая вода	Местная	1000	752,0	л/м ³
				Буферная 2	1140	Диэтиленгликоль	ГОСТ 10136-77	1120	300,0	кг/м ³
						Кварцевый песок	ГОСТ Р 51641-2000	1600	90,0	кг/м ³
						Вода пресная	Местная	1000	700,0	кг/м ³
				Тампонажная 1 (ЦПС)	1520	Вода пресная	Местная	1000	714,0	кг/м ³
						ПЦТ-II-50	ГОСТ 1581-2019	3100	821,0	кг/м ³
						Вспученный перлитовый песок (М-100)	ГОСТ 10832-83	2650	8,0	% от объема сухой смеси
						CaCl ₂	ГОСТ 450-88	2510	6,0	% к объему жидкости затворения
				Тампонажная 2 (чистый цемент)	1850	ПЦТ-II 50	ГОСТ 1581-2019	3100	1230,0	кг/м ³
						Техническая вода	Местная	1000	546,0	л/м ³
						Хлористый кальций CaCl ₂	ГОСТ 450-77, ТУ 6-09-5077-83	2510	49,2	кг/м ³
ГИДРОЦЕМ (Н)	ТУ 2231-009-40912231-2003	1900	4,92			кг/м ³				
ПОЛИЦЕМ ДФ	ТУ 2228-010-40912231-2003	1900	2,46			кг/м ³				

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура	
									норма расхода компонента	ед. измерения
3	I Промежуточная	1	1	Буферная 1	1200	Техническая вода	Местная	1000	915,0	л/м ³
						ИН-ПАВ марки 01	ТУ 2483-029-38892610-2012	1050	20,0	л/м ³
						NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	310,0	кг/м ³
				Буферная 2	1200	Техническая вода	Местная	1000	925,0	л/м ³
						ИНСТЕК	ТУ-9187-019-38892610-2012	2160	100,0	кг/м ³
						NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	210,0	кг/м ³
				Буферная 3	1400-1450	Техническая вода	Местная	1000	1000,0	л/м ³
						ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³
						ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³
				Тампонажная 1 (Облегченная)	1500-1550	Техническая вода	Местная	1000	750,0	л/м ³
						ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³
						ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³
				Тампонажная	1900 + 20	Техническая вода	Местная	1000	600,0	л/м ³
ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3100	1320,0			кг/м ³				
ВКЦ-2	ТУ 2231-031-	700	13,0			кг/м ³				

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура	
									норма расхода компонента	ед. измерения
				2 (Нормальной плотности)			38892610-2012			
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	3,3	кг/м ³
						Техническая вода	Местная	1000	600,0	л/м ³
4	II Промежуточная	1	1	Буферная 1	1080	Реагент ЭР-1	ТУ 2452-049-38892610-2014	1080	1000,0	л/м ³
				Буферная 2	1370	Реагент ЭР-2	ТУ 2452-050-38892610-2014	1190	1000,0	л/м ³
						Барит	ГОСТ 4682-84	4480	400	кг/м ³
				Буферная 3	1400-1450	Техническая вода	Местная	1000	1000,0	л/м ³
						ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³
						ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³
				Тампоная 1 (Облегченная)	1500-1550	Техническая вода	Местная	1000	750,0	л/м ³
						ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³
						ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³
				Тампоная 2 (Нормальной плотности)	1900+20	Техническая вода	Местная	1000	600,0	л/м ³
						ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3100	1320,0	кг/м ³
						ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	13,0	кг/м ³
Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	3,3			кг/м ³				

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура	
									норма расхода компонента	ед. измерения
5	Эксплуатационная	1	1	Буферная 1	1160	Техническая вода	Местная	1000	925,0	л/м ³
						ИН-ПАВ марки 01	ТУ 2483-029-38892610-2012	1050	20,0	л/м ³
						NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	180,0	кг/м ³
						Ironite Sponge	Импортный	4550	2,0	кг/м ³
				Буферная 2	1160	Техническая вода	Местная	1000	945,0	л/м ³
						ИНСТЕК	ТУ-9187-019-38892610-2012	2160	100,0	кг/м ³
						NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	80,0	кг/м ³
						Ironite Sponge	Импортный	4550	2,0	кг/м ³
				Буферная 3	1400-1450	Техническая вода	Местная	1000	1000,0	л/м ³
						ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³
						ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³
						Ironite Sponge	Импортный	4550	2,0	кг/м ³
				Тампонажная (Коррозионно-стойкий тампонажный матери-	1900 + 20	Техническая вода	Местная	1000	594,0	л/м ³
						ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3140	1340,0	кг/м ³
						Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	1750	402,0	кг/м ³
ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	13,4			кг/м ³				
Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02			кг/м ³				

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования) ал)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура			
									норма расхода компонента	ед. измерения		
						Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³		
						PFG	ТУ 2458-048-38892610-2014	700	26,8	кг/м ³		
						Пенстоп м.Б	ТУ-2637-027-38892610-2012	900	4,02	кг/м ³		
			2	Буферная 1	1160	Техническая вода	Местная	1000	925,0	л/м ³		
								ИН-ПАВ марки 01	ТУ 2483-029-38892610-2012	1050	20,0	л/м ³
								NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	180,0	кг/м ³
								Ironite Sponge	Импортный	4550	2,0	кг/м ³
					Буферная 2	1160	Техническая вода	Местная	1000	945,0	л/м ³	
								ИНСТЕК	ТУ-9187-019-38892610-2012	2160	100,0	кг/м ³
								NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	80,0	кг/м ³
								Ironite Sponge	Импортный	4550	2,0	кг/м ³
					Буферная 3	1400-1450	Техническая вода	Местная	1000	1000,0	л/м ³	
								ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³
								ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³
								Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³
							Ironite Sponge	Импортный	4550	2,0	кг/м ³	

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура					
									норма расхода компонента	ед. измерения				
				Тампонажная 1 (Облегченная)	1500-1550	Техническая вода	Местная	1000	750,0	л/м ³				
						ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	1400	910,0	кг/м ³				
						ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	8,2	кг/м ³				
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,82	кг/м ³				
				Тампонажная 2 (Коррозионно-стойкий тампонажный материал)	1900 + 20	Техническая вода	Местная	1000	594,0	л/м ³				
						ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3140	1340,0	кг/м ³				
						Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	1750	402,0	кг/м ³				
						ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	13,4	кг/м ³				
						Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³				
						Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³				
						РFG	ТУ 2458-048-38892610-2014	700	26,8	кг/м ³				
						Пенстоп м.Б	ТУ-2637-027-38892610-2012	900	4,02	кг/м ³				
				6	Хвостовик	1	1	Буферная 1	1250	Техническая вода	Местная	1000	925,0	л/м ³
										ИН-ПАВ марки 01	ТУ 2483-029-38892610-2012	1050	20,0	л/м ³
NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	180,0							кг/м ³				
KCl	ТУ 2245-006-409122-31-2003	2000	100,0							кг/м ³				

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура	
									норма расхода компонента	ед. измерения
			Буферная 2	1200	Техническая вода	Местная	1000	945,0	л/м ³	
					ИНСТЕК	ТУ-9187-019-38892610-2012	2160	100,0	кг/м ³	
					NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	2160	80,0	кг/м ³	
					Техническая вода	Местная	1000	750,0	л/м ³	
					ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3140	650,0	кг/м ³	
					Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	1750	195,0	кг/м ³	
					ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	6,5	кг/м ³	
					Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,95	кг/м ³	
					Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	1,95	кг/м ³	
			Буферная 3	1400-1450	РFG	ТУ 2458-048-38892610-2014	700	12,4	кг/м ³	
					Пенстоп м.Б	ТУ-2637-027-38892610-2012	900	1,95	кг/м ³	
					Техническая вода	Местная	1000	594,0	л/м ³	
					ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3140	1340,0	кг/м ³	
					Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	1750	402,0	кг/м ³	
					ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	13,4	кг/м ³	
					Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³	
					Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³	
					Тампонажная 1 (Коррозионно-стойкий тампонажный материал)	1900±20	Техническая вода	Местная	1000	594,0
ПЦТ I-G-CC 1	ГОСТ 1581-2019	3140	1340,0	кг/м ³						
Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	1750	402,0	кг/м ³						
ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	700	13,4	кг/м ³						
Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³						
Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	1900	4,02	кг/м ³						

Номер колонны в порядке спуска	Наименование колонны	Номер части колонны в порядке спуска	Номер ступени, снизу вверх	Название (тип жидкости для цементирования)	Плотность жидкости, кг/м ³	Название компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Плотность, кг/м ³	Рецептура	
									норма расхода компонента	ед. измерения
						PFG	ТУ 2458-048-38892610-2014	700	26,8	кг/м ³
						Пенстоп м.Б	ТУ-2637-027-38892610-2012	900	4,02	кг/м ³

Примечания:

1. Состав тампонажного раствора и количество добавок уточняется по результатам лабораторных исследований.
2. Возможна замена добавок на аналогичные по составу и назначению, исходя из наличия материалов у сервисной компании после проведения лабораторных испытаний в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г.Перми.
3. Применение цемента без проведения предварительного лабораторного анализа для условий предстоящего цементирования колонны запрещается.
4. Для проведения предварительного лабораторного анализа применять воду, тампонажные материалы и химические реагенты непосредственно со скважины.

Таблица 9.12 – Технологические операции при цементировании и режим работы цементировочных агрегатов

Обсадные колонны	№ ступени цементирования	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип агрегата (шифр)	Назначение	Число агрегатов, работающих в одном режиме	Режим работы агрегатов					Время выполнения технологической операции, мин		
							диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегата	общая производительность агрегатов, л/с	Давление, МПа		объем порции в данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее до момента «СТОП»
										допустимое для агрегатов	максимальное на устье скважины			
Направление	1	Затворение	Тампонажная	УС-6/30	Затворение	1								
		Закачка		ЦА-320М		1	115	4	10,7	8,0	0,0	15,8	24,5	24,5
		Промывка линий	Тех. вода									10,0	34,5	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	1	115	4	10,7	8,0	0,2	0,2	0,4	34,9
Кондуктор	1	Закачка	Буферная 1	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	0,1	3,0	4,7	4,7
		Закачка	Буферная 2	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	0,1	6,0	9,4	14,1
		Затворение	Тампонажная 1 (облегченный цемент)	УС-6/30	Затворение	2								
		Закачка		ЦА-320М		2	115	4	21,4	8,0	0,2	42,5	33,1	47,2
		Затворение	Тампонажная 2 (чистый цемент)	УС-6/30	Затворение	1								
		Закачка		ЦА-320М		1	115	4	10,7	8,0	0,0	13,4	20,9	68,1
		Сброс шара, пробки, промывка линий	Тех. вода										10,0	78,1
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	21,4	8,0	0,0	8,0	6,2	84,3
		Продавка	Раствор CaCl ₂	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	21,4	8,0	1,6	42,9	33,4	117,7
		Продавка	Раствор CaCl ₂	ЦА-320М	Продавка	2	115	3	12,0	14,0	1,8	3,0	4,2	121,9
		Продавка	Раствор CaCl ₂	ЦА-320М	«В конце»	1	115	2	3,2	26,0	1,9	2,0	10,4	132,3
Продавка	Раствор CaCl ₂	ЦА-320М	СТОП	1	115	2	3,2	26,0	3,9	–	–	132,3		

Обсадные колонны	№ ступени цементирования	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип агрегата (шифр)	Назначение	Число агрегатов, работающих в одном режиме	Режим работы агрегатов					Время выполнения технологической операции, мин			
							диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегата	общая производительность агрегатов, л/с	Давление, МПа		объем порции в данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее до момента «стоп»	
										допустимое для агрегатов	максимальное на устье скважины				
I Промежуточная	1	Закачка	Буферная 1	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	0,7	10,0	15,6	15,6	
		Закачка	Буферная 2	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	0,8	10,0	15,6	31,2	
		Закачка	Буферная 3	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	0,8	12,0	18,7	49,9	
		Затворение	Тампонажная 1 (Облегченный)	УС-6/30	Затворение	2									
		Закачка		ЦА-320М		Закачка	2	115	4	21,4	8,0	0,6	38,2	29,8	79,7
		Затворение	Тампонажная 2 (чистый цемент)	УС-6/30	Затворение	2									
		Закачка		ЦА-320М		Закачка	2	115	4	21,4	8,0	0,0	22,4	17,5	97,2
		Сброс шара, пробки, промывка линий	Тех. вода											10,0	107,2
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	21,4	8,0	3,6	61,4	47,9	155,1	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	3	12,0	14,0	3,7	2,0	2,8	157,9	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	2	6,4	26,0	3,9	4,0	10,4	194,2	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	«В конце»	1	115	2	3,2	26,0	4,0	2,0	10,4	168,3	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	СТОП	1	115	2	3,2	26,0	6,0	–	–	–	178,7

Обсадные колонны	№ ступени цементирования	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип агрегата (шифр)	Назначение	Число агрегатов, работающих в одном режиме	Режим работы агрегатов					Время выполнения технологической операции, мин			
							диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегата	общая производительность агрегатов, л/с	Давление, МПа		объем порции в данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее до момента «стоп»	
										допустимое для агрегатов	максимальное на устье скважины				
II Промежуточная	1	Закачка	Буферная 1	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	3,2	6,0	9,4	9,4	
		Закачка	Буферная 2	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	3,2	6,0	9,4	18,8	
		Закачка	Буферная 3	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	3,1	6,0	9,4	28,2	
		Затворение	Тампонажная 1 (Облегченный)	УС-6/30 ЦА-320М	Затворение	3 2									
		Закачка		ЦА-320М	Закачка	2	115	4	21,4	8,0	3,4	51,3	39,9	68,1	
		Затворение	Тампонажная 2 (чистый цемент)	УС-6/30 ЦА-320М	Затворение	1 1									
		Закачка		ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	1,3	12,3	19,1	87,2	
		Сброс шара, пробки, промывка линий	Тех. вода											10,0	97,2
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	21,4	8,0	3,1	59,7	46,5	143,7	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	3	12,0	14,0	3,9	5,0	6,9	150,6	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	2	6,4	26,0	5,3	8,0	20,8	171,4	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	«В конце»	1	115	2	3,2	26,0	4,2	2,0	10,4	181,8	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	СТОП	1	115	2	3,2	26,0	6,2	–	–	–	181,8

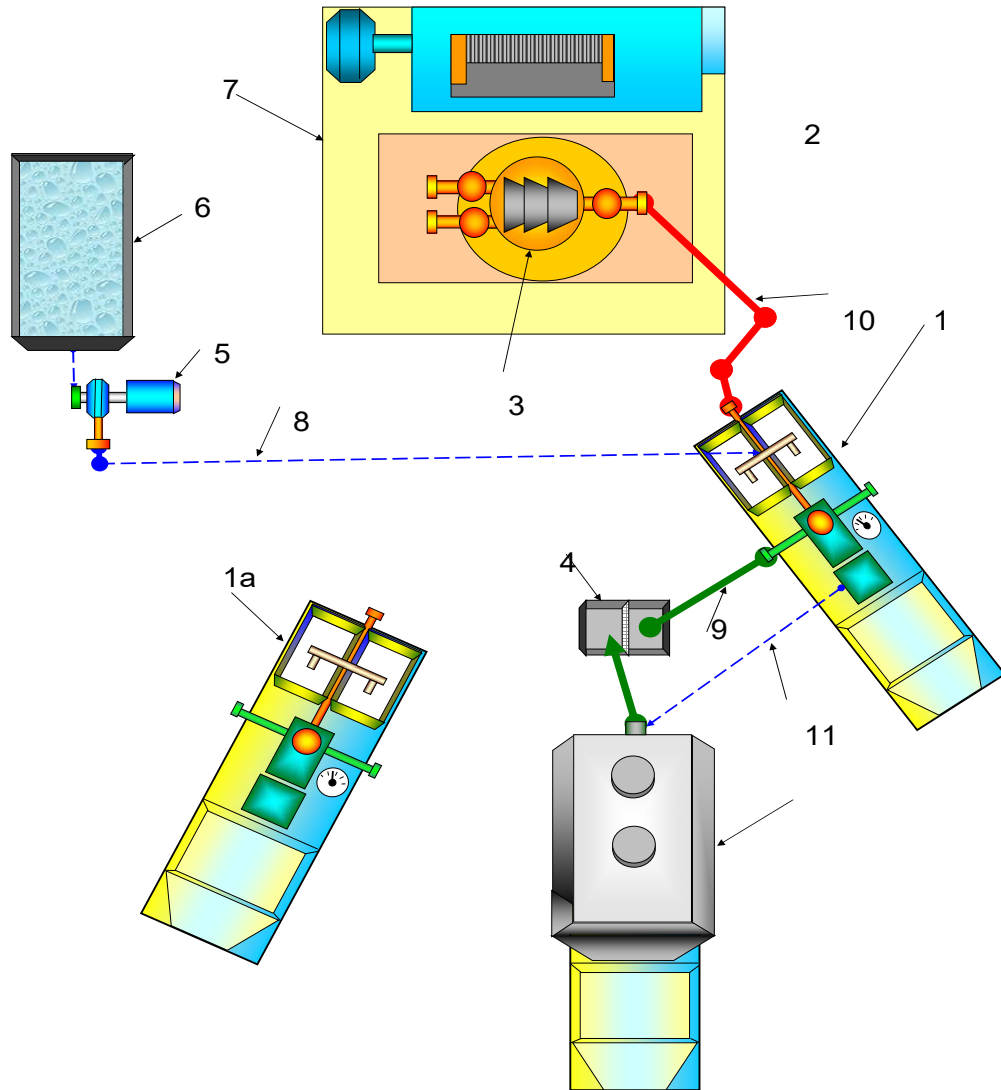
Обсадные колонны	№ ступени цементирования	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип агрегата (шифр)	Назначение	Число агрегатов, работающих в одном режиме	Режим работы агрегатов					Время выполнения технологической операции, мин			
							диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегата	общая производительность агрегатов, л/с	Давление, МПа		объем порции в данном режиме, м³	в данном режиме	нарастающее до момента «стоп»	
										допустимое для агрегатов	максимальное на устье скважины				
Эксплуатационная	1	Закачка	Буферная 1	ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	7,2	5,0	13,9	13,9	
		Закачка	Буферная 2	ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	7,2	6,0	16,7	30,6	
		Закачка	Буферная 3	ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	7,1	6,0	16,7	47,3	
		Затворение	Тампонажная (чистый цемент)	УС-6/30	Затворение	3									
		ЦА-320М		2											
		Закачка		ЦА-320М	Закачка	2	115	4	21,4	8,0	9,1	30,0	23,4	707	
		Сброс шара, пробки, промывка линий	Тех. вода										10,0	80,7	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	21,4	8,0	4,3	46,7	38,7	119,4	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	3	12,0	14,0	10,8	8,0	11,1	130,5	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	2	6,4	26,0	14,0	5,0	13,0	143,5	
	Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	2	3,4	32,0	16,1	4,0	19,6	163,1		
	Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	«В конце»	1	115	1	1,7	32,0	18,7	9,0	88,2	251,3		
	Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	СТОП	1	115	1	1,7	32,0	20,7	–	–	–	251,3	
	2	Закачка	Буферная 1	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	3,7	3,0	4,7	4,7	
Закачка		Буферная 2	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	3,7	3,0	4,7	9,4		
Закачка		Буферная 3	ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	3,6	3,0	4,7	14,1		
Затворение		Тампонажная 1 (Облегченный)	УС-6/30	Затворение	2										
ЦА-320М			2												
Закачка			ЦА-320М	Закачка	2	115	4	21,4	8,0	3,9	24,3	18,9	33,0		
Затворение		Тампонажная 2 (чистый цемент)	УС-6/30	Затворение	1										
ЦА-320М	1														
Закачка		ЦА-320М	Закачка	1	115	4	10,7	8,0	0,0	1,5	2,3	35,3			

Обсадные колонны	№ ступени цементирования	Наименование технологической операции	Тип или название жидкости	Тип агрегата (шифр)	Назначение	Число агрегатов, работающих в одном режиме	Режим работы агрегатов					Время выполнения технологической операции, мин			
							диаметр цилиндрических втулок, мм	скорость агрегата	общая производительность агрегатов, л/с	Давление, МПа		объем порции в данном режиме, м ³	в данном режиме	нарастающее до момента «стоп»	
										допустимое для агрегатов	максимальное на устье скважины				
		Сброс шара, пробки, промывка линий	Тех. вода									10,0	45,3		
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	4	21,4	8,0	5,0	17,0	13,2	58,5	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	3	12,0	14,0	11,1	13,0	18,1	76,6	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	2	6,4	26,0	11,0	4,0	10,4	87,0	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	«В конце»	1	115	2	3,2	26,0	10,3	0,9	4,5	91,5	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	СТОП	1	115	2	3,2	26,0	12,3	–	–	91,5	
Хвостовик	1	Закачка	Буферная 1	ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	12,5	3,0	8,3	8,3	
		Закачка	Буферная 2	ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	12,5	3,0	8,3	16,6	
		Закачка	Буферная 3	ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	12,4	5,0	13,9	30,5	
		Затворение	Тампонажная	УС-6/30	Затворение	1									
				ЦА-320М											
		Закачка		ЦА-320М	Закачка	1	115	3	6,0	14,0	10,6	3,94	10,9	41,4	
		Сброс шара, пробки, промывка линий	Тех. вода										10,0	51,4	
		Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	3	12,0	14,0	11,4	22,6	31,4	82,8	
Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	Продавка	2	115	2	6,4	26,0	16,5	2,5	6,5	89,3			
Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	«В конце»	1	115	1	1,7	32,0	13,1	1,5	14,7	104,0			
Продавка	Бур. раствор	ЦА-320М	СТОП	1	115	1	1,7	32,0	15,1	–	–	–	104,0		

Таблица 9.13 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество цементировочной техники

Название или шифр	Потребное количество						
	Номера колонн						Суммарное на скважину
	1	2	3	4	5	6	
ЦА-320М	2	5	5	5	5	4	5
УС-6/30	1	4	5	5	4	2	5
УСО-20	–	1	1	1	1	1	1
СКЦ-2М	–	1	1	1	1	1	1
БМ-700	–	1	1	1	1	1	1
ППУА-1600/100 (в зимнее время)	1	1	1	1	1	1	1

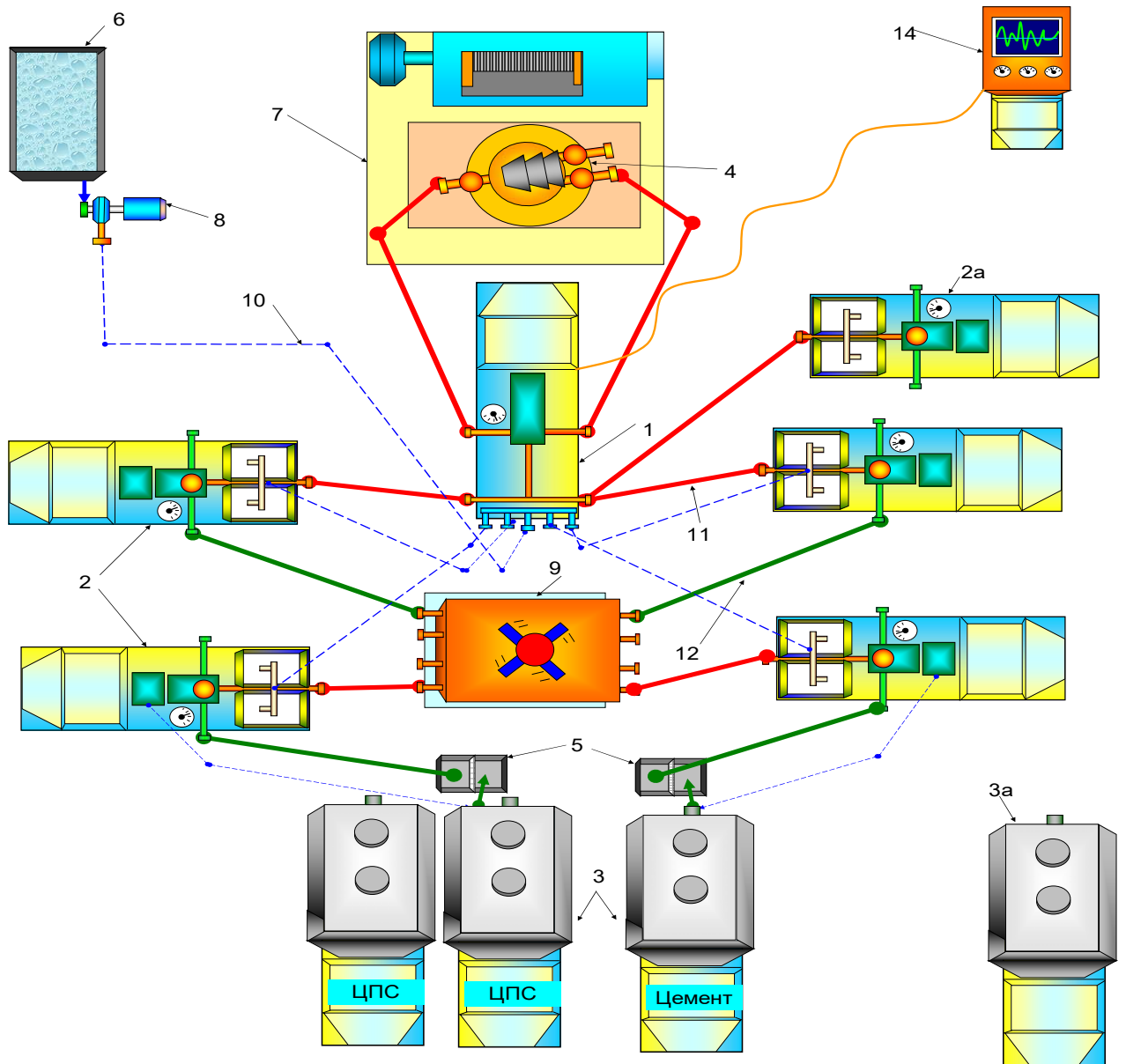
Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании направления 630 мм



№.№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	ЦА-320М	1
1a	Резервный ЦА-320М	1
2	УС-6/30	1
3	ГУЦ	1
4	Бачок для затворения	1
5	6Ш-8	1
6	Водяная ёмкость	1
7	Площадка буровой	1
8	Линия подачи воды	
9	Линия забора цементного раствора	
10	Нагнетательная линия	
11	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	

Рисунок 9.7 – Схема обвязки при цементировании направления

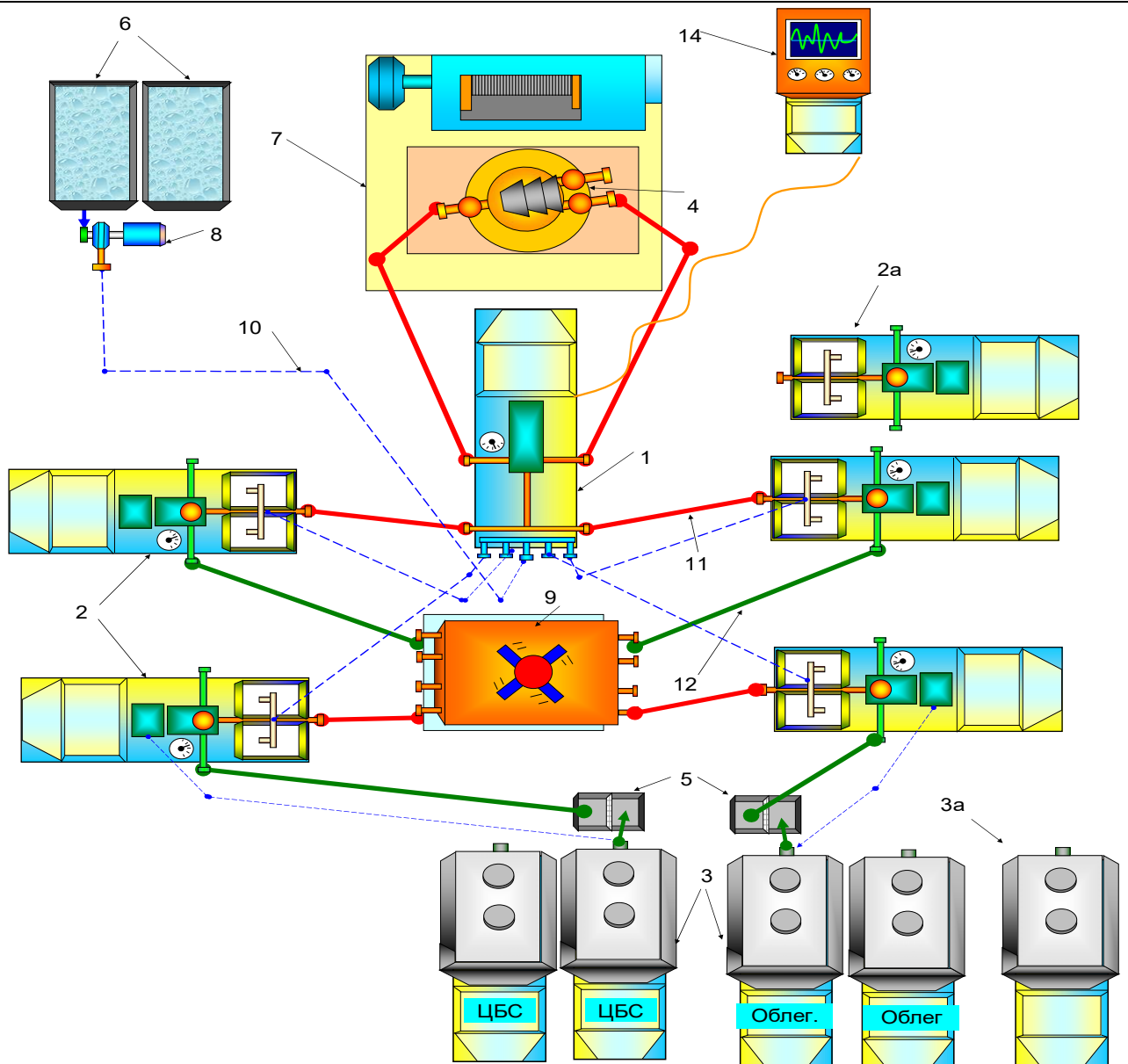
Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании кондуктора 426 мм



№№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	4
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	3
3а	Резервный УС-6/30 для тарки цемента и добавок	1
4	ГУЦ	1
5	Бачок для затворения	2
6	Водяная ёмкость	1
7	Площадка буровой	1
8	6Ш-8	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	СКЦ-2М	1

Рисунок 9.8 – Схема обвязки при цементировании кондуктора

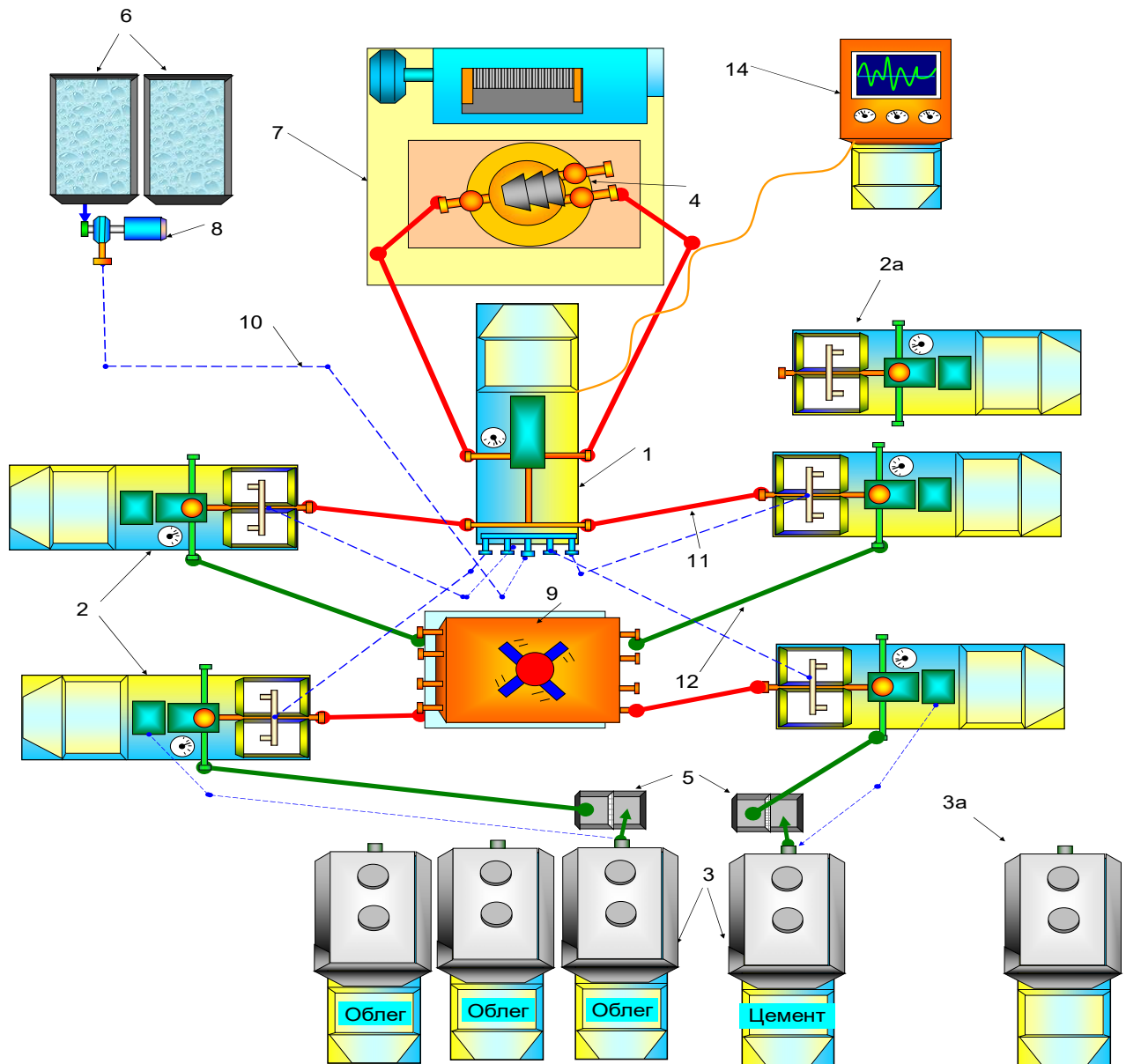
Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании I промежуточной колонны 324 мм



№.№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	4
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	4
3а	Резервный УС-6/30 для тарки цемента и добавок	1
4	ГУЦ	1
5	Бачок для затворения	2
6	Водяная емкость	3
7	Площадка буровой	1
8	6Ш-8	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	СКЦ-2М	1

Рисунок 9.9 – Схема обвязки при цементировании I промежуточной колонны

Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании II промежуточной колонны 245 мм

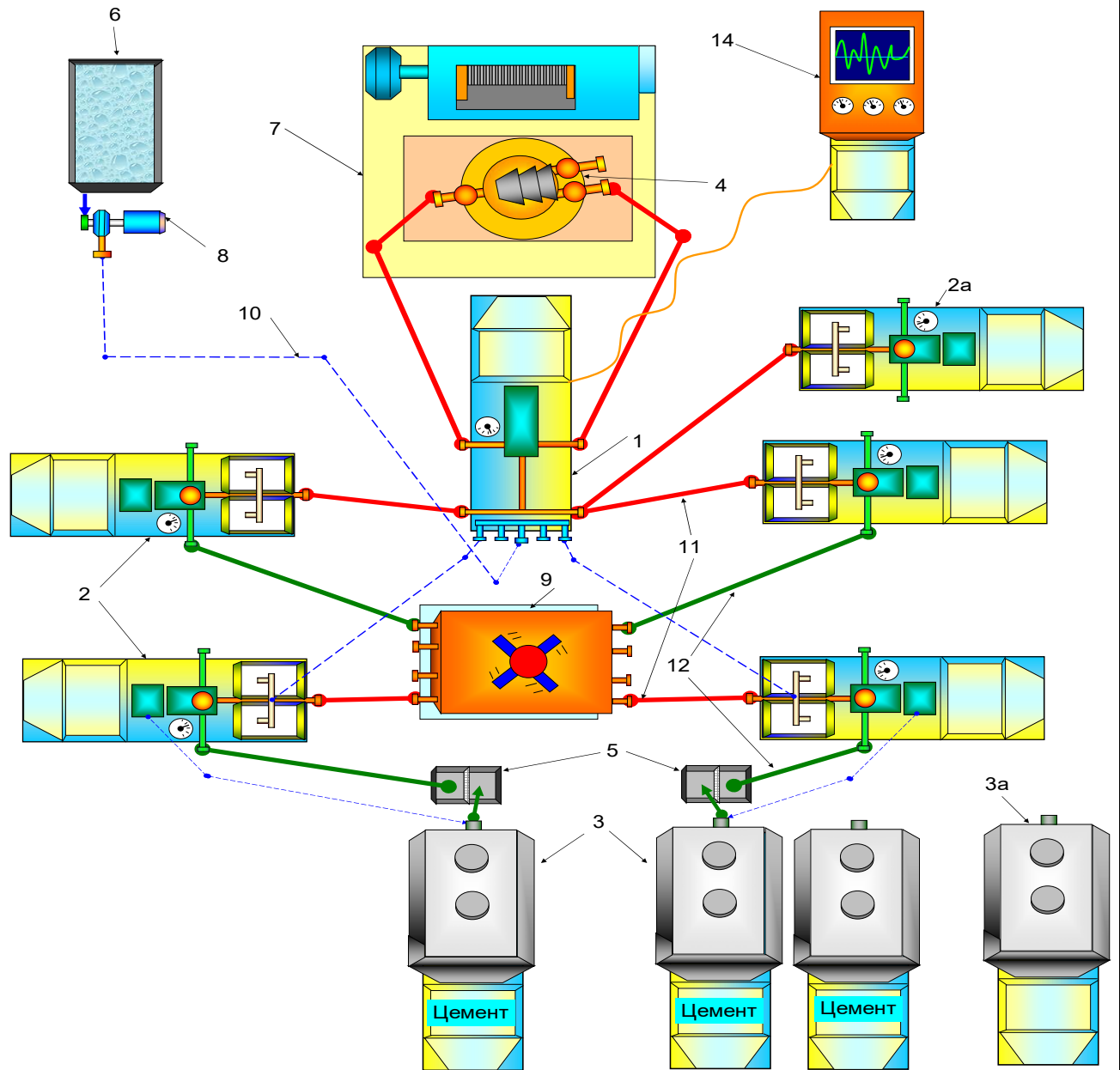


№.№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	4
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	4
3а	Резервный УС-6/30 для тарки цемента и добавок	1
4	ГУЦ	1
5	Бачок для затворения	2
6	Водяная емкость	2
7	Площадка буровой	1
8	6Ш-8	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	СКЦ-2М	1

Рисунок 9.10 – Схема обвязки при цементировании II промежуточной колонны

Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны 178 мм

1 ступень

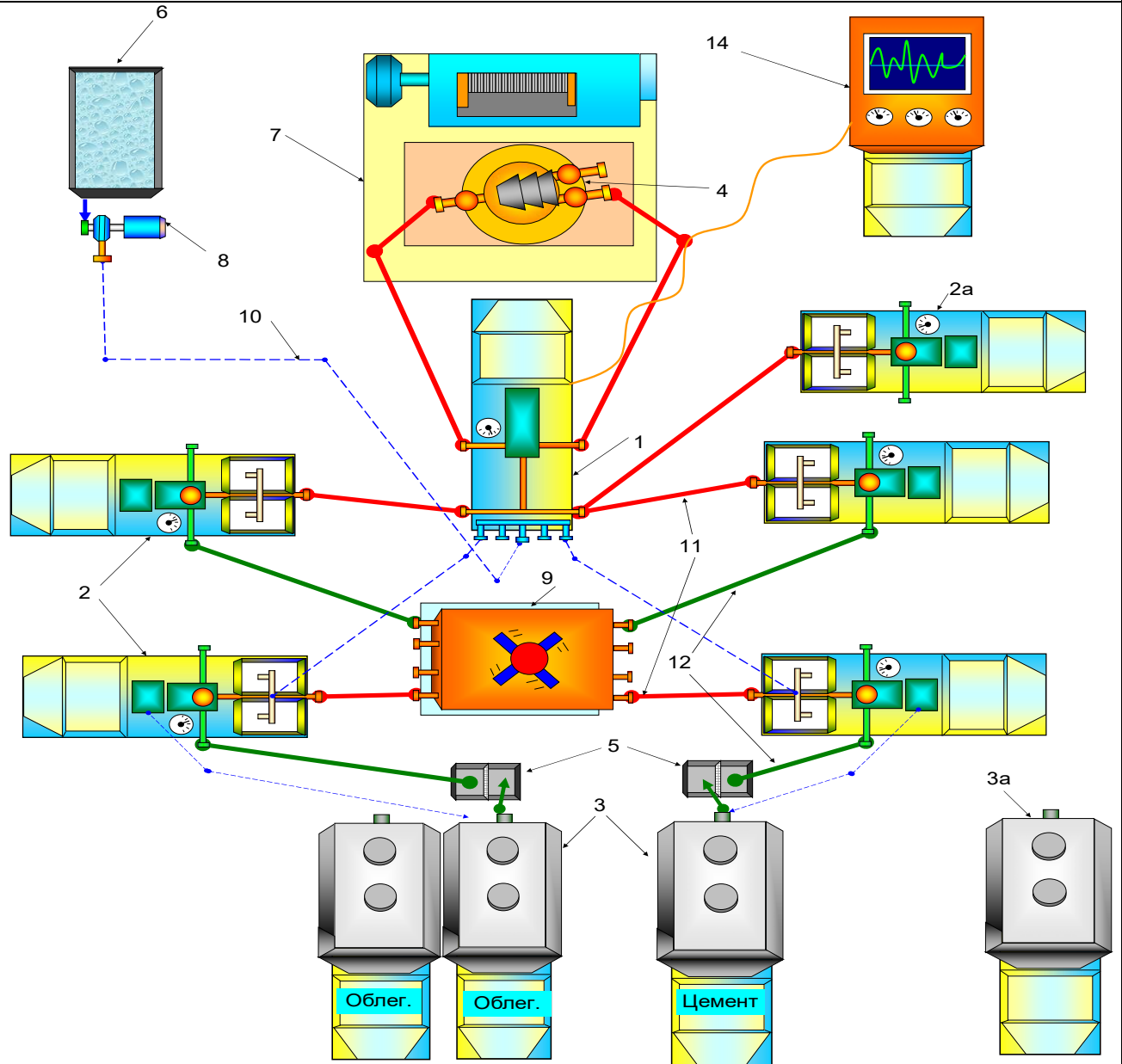


№№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	4
2a	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	3
3a	Резервный УС-6/30 для тарки цемента и добавок	1
4	ГУЦ	1
5	Бачок для затворения	2
6	Водяная емкость	1
7	Площадка буровой	1
8	6Ш-8	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	СКЦ-2М	1

Рисунок 9.11 – Схема обвязки при цементировании 1 ступени эксплуатационной колонны

Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при цементировании эксплуатационной колонны 178 мм

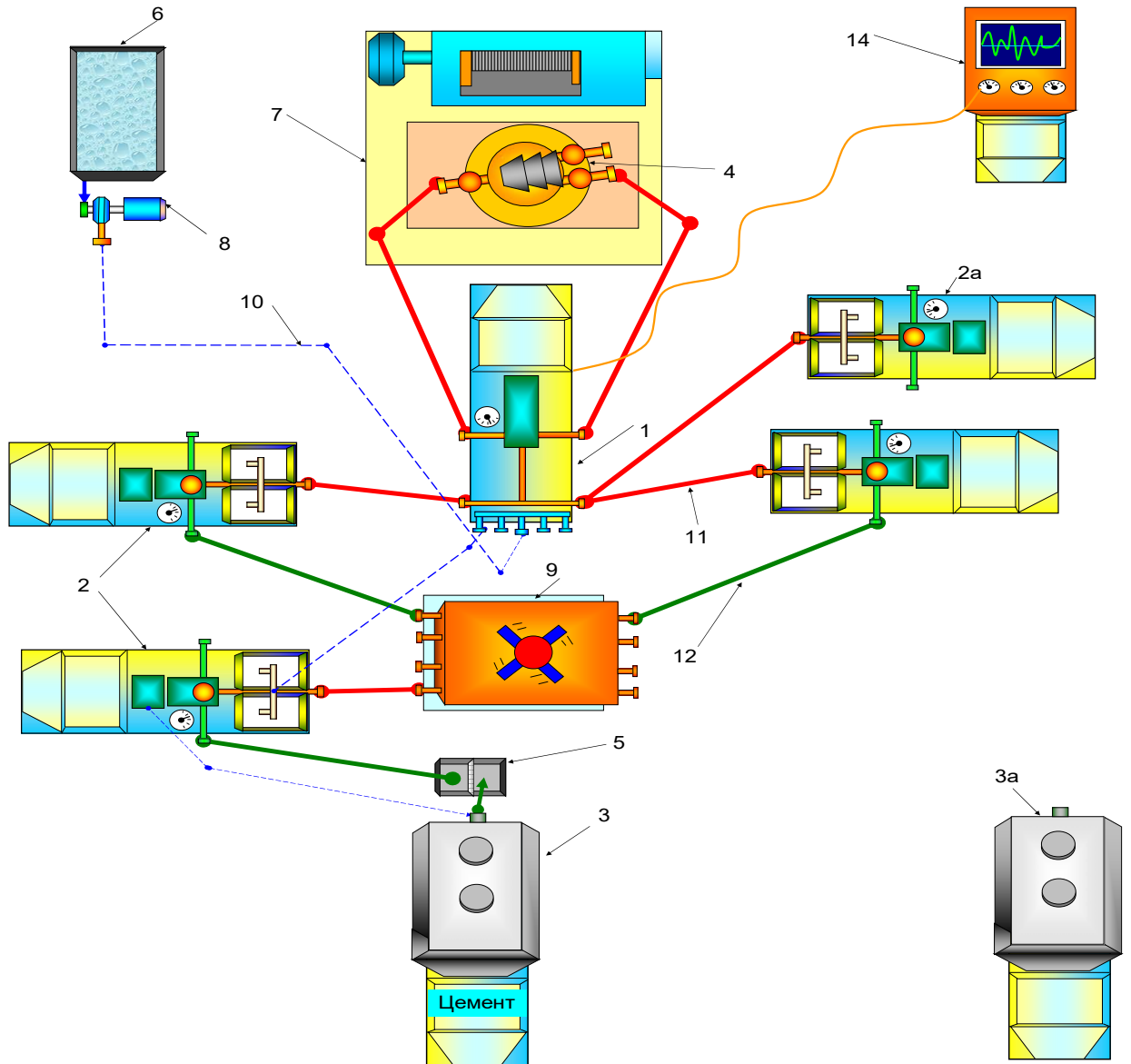
2 ступень



№№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	4
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	3
3а	Резервный УС-6/30 для тарки цемента и добавок	1
4	ГУЦ	1
5	Бачок для затворения	2
6	Водяная емкость	2
7	Площадка буровой	1
8	6Ш-8	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	СКЦ-2М	1

Рисунок 9.12 – Схема обвязки при цементировании 2 ступени эксплуатационной колонны

Схема расстановки и обвязки цементировочного оборудования при манжетном цементировании хвостовика 127 мм



№.№ п/п	Условные обозначения	Количество, шт
1	БМ-700	1
2	ЦА-320М	3
2а	Резервный ЦА-320М	1
3	УС-6/30	1
3а	Резервный УС-6/30 для тарки цемента и добавок	1
4	ГЦК-БТ-101	1
5	Бачок для затворения	1
6	Водяная емкость	1
7	Площадка буровой	1
8	6Ш-8	1
9	Осреднительная ёмкость УСО-20	1
10	Линия подачи воды	
11	Нагнетательная линия	
12	Линия забора цементного раствора	
13	Линия подачи воды для затворения цементного раствора	
14	СКЦ-2М	1

Рисунок 9.13 – Схема обвязки при цементировании хвостовика

Таблица 9.14 – Потребное для цементирования обсадных колонн количество материалов

Наименование или шифр	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество							суммарное на скважину
			Номера обсадных колонн							
			1	2	3	4	5	6		
Вода техническая	Местная	м ³	8,5	39,5	44,2	48,1	38,7	2,5	181,5	
Arcticset	Импортный	кг	22600	–	–	–	–	–	22600	
ПЦТ-II 50	ГОСТ 1581-2019	кг	–	53940	–	–	–	–	53940	
ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	кг	–	–	36510	48980	23190	–	108680	
ПЦТ-I-G-CC1	ГОСТ 1581-2019	кг	–	–	31090	17010	44290	5540	97930	
Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	кг	–	–	151	140	180	17	488	
Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	кг	–	–	–	–	133	17	150	
ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	кг	–	–	306	168	442	55	971	
ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	кг	–	–	329	441	209	–	979	
РFG	ТУ 2458-048-38892610-2014	кг	–	–	–	–	885	111	996	
Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	кг	–	–	–	–	13282	1660	14942	
Пенстоп м.Б	ТУ-2637-027-38892610-2012	кг	–	–	–	–	133	17	150	
Retarder LR	Импортный	кг	542	–	–	–	–	–	542	
Хлористый кальций CaCl ₂	ГОСТ 450-77, ТУ 6-09-5077-83	кг	–	3080	–	–	–	–	3080	
Вспученный перлитовый песок (М-100)	ГОСТ 10832-83	кг	–	3180	–	–	–	–	3180	
ГИДРОЦЕМ (Н)	ТУ 2231-009-40912231-2003	кг	–	69	–	–	–	–	69	
ПОЛИЦЕМ ДФ	ТУ 2228-010-40912231-2003	кг	–	35	–	–	–	–	35	
<i>Материалы для приготовления буферных жидкостей</i>										
Вода техническая	Местная	м ³	–	6,8	31,9	6,3	26,1	9,8	80,9	
ОТМ-5	ТУ-5734-009-38892610-2012	кг	–	–	11466	5730	8600	–	25796	
ПЦТ-I-G-CC1	ГОСТ 1581-2019	кг	–	–	–	–	–	3410	3410	
Барит	ГОСТ 4682-84	кг	–	–	–	2520	–	–	2520	
«ИН-ПАВ» марки 01	ТУ 2483-029-38892610-2012	л	–	57	–	–	168	63	288	
Хлористый натрий NaCl	ГОСТ 4233-77, ТУ 2152-097-00209527-2004	кг	–	724	5460	–	2268	819	9271	
Ironite Sponge	Импортный	кг	–	–	–	–	36	–	36	
ВКЦ-2	ТУ 2231-031-38892610-2012	кг	–	–	–	–	–	34	34	
ВКЦ-3	ТУ 2231-031-38892610-2012	кг	–	–	103	52	78	–	233	

Наименование или шифр	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество							суммарное на скважину
			Номера обсадных колонн							
			1	2	3	4	5	6		
Ретин м.Р	ТУ 2439-073-38892610-2014	кг	–	–	23	12	17	10	62	
Ретин м.М	ТУ 2439-073-38892610-2014	кг	–	–	–	–	–	10	10	
ИНСТЕК	ТУ-9187-019-38892610-2012	кг	–	–	1050	–	945	315	2310	
РFG	ТУ 2458-048-38892610-2014	кг	–	–	–	–	–	65	65	
Инстим м.Б	ТУ-5711-085-38892610-2017	кг	–	–	–	–	–	1024	1024	
Пенстоп м.Б	ТУ-2637-027-38892610-2012	кг	–	–	–	–	–	10	10	
Диэтиленгликоль	ГОСТ 10136-77	кг	–	1890	–	–	–	–	1890	
Кварцевый песок	ГОСТ Р 51641-2000	кг	–	567	–	–	–	–	567	
Реагент ЭР-1	ТУ 2452-049-38892610-2014	л	–	–	–	6300	–	–	6300	
Реагент ЭР-2	ТУ 2452-050-38892610-2014	л	–	–	–	6300	–	–	6300	
КС1	ТУ 2245-006-409122-31-2003	кг	–	–	–	–	–	315	315	

9.3 ОБОРУДОВАНИЕ УСТЬЯ СКВАЖИН

Таблица 9.15 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования (ПВО)

Обсадная колонна		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрес- совки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изго- товление	Кол-во, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	наименование						
<i>При бурении</i>							
2	Кондуктор	ОП5	6,5	Обвязка колонная ОКК3-35- 178×245×324×426К2ХЛ1, нижний фланец	ТУ 26-02-579-74	1	35
				ОП5-425/80х21К1ХЛ1	ГОСТ 13862-90	1	21
3	I Промежуто- чная		16,2	Обвязка колонная ОКК3-35- 178×245×324×426К2ХЛ1, средний фланец	ТУ 26-02-579-74	1	35
				ОП5-350/80х35К2ХЛ1	ГОСТ 13862-90	1	35
			Сепаратор СРБ-2		1	0,07	
4	II Промежуто- чная		14,7	Обвязка колонная ОКК3-35- 178×245×324×426К2ХЛ1, верхний фланец	ТУ 26-02-579-74	1	35
				ОП5-350/80х35К2ХЛ1	ГОСТ 13862-90	1	35
				Сепаратор СРБ-2		1	0,07
5	Эксплуата- ционная		26,1	ОП5-350/80х35К2ХЛ1	ГОСТ 13862-90	1	35
				Сепаратор СРБ-2		1	0,07
<i>При освоении</i>							
5	Эксплуата- ционная	ОП5	26,1	ОП5-180/80х35К1ХЛ1	ГОСТ 13862-90	1	35
<i>При эксплуатации</i>							
5	Эксплуата- ционная	–	26,1	Арматура фонтанная АФ2-65х35К1ХЛ1	ГОСТ 13846-89	1	35
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ПВО устанавливается на кондуктор в соответствии с требованиями п. 427, 429 ПБ НГП. 2. Для монтажа ПВО и арматуры фонтанной на обвязку колонную предусмотреть наличие соответствующих переходных катушек. 3. Типоразмер устьевой арматуры уточняется Заказчиком. 4. Арматура устьевая должна быть укомплектована обратным клапаном для герметизации трубного пространства с целью обеспечения второго барьера защиты от ГНВП при проведении работ по демонтажу арматуры. 5. Типовые схемы обвязки устья скважины приведены в приложении Б. 							

10 ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

10.1 ИСПЫТАНИЕ ПЛАСТОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Испытание скважины на трубах (в процессе бурения) проводится в соответствии с планом работ и Инструкцией по испытанию пластов инструментами на трубах РД 153-39.0-062-00.

Проектной документацией, в соответствии с заданием на проектирование, предусмотрено испытание пластов на трубах с использованием компоновки ГДК-ОПК (МДТ).

Режимы испытания устанавливаются геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», согласовываются с производителем работ и фиксируются в плане работ по испытанию.

Перед испытанием каждого объекта необходимо провести работы по определению прихватоопасности.

Таблица 10.1 – Продолжительность работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

№ объекта испытания	Интервал залегания объекта по вертикали / по стволу, м		Тип испытания (в процессе бурения, в эксплуатационной колонне)	Затраты времени на испытание (опробование) для буровой организации			
				название процесса операции по испытанию и интенсификации	источник норм времени	продолжительность	
	от (верх)	до (низ)				процесса, операции, ч	суммарная по объекту, сут.
<i>Испытание пластов ГДК-ОПК (МДТ)</i>							
1	3903/ 3980	4205/ 4282	В процессе бурения	ГДК, ОПК	по опыту производства работ	166,5	8,3
				СПО для теста на прихват		26,9	
				Работы по определению прихватоопасности.		6,5	
				Всего по объекту		199,9	

Таблица 10.2 – Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания	Количество одновременно испытываемых объектов	Характеристики КИИ					Количество отбираемых проб	Режим работы пакера		Режим испытания объекта		
		Тип испытателя пластов	Количество, шт.		Шифр пакера	Тип пробоотборника		осевая нагрузка, тс	начальный перепад давления, МПа	депрессия, передаваемая на пласт, МПа	количество циклов исследования	время ожидания притока, ч
			испытателей пластов	пакеров								
Испытание пластов КИИ не проводится												

Таблица 10.3 – Продолжительность работы опробователя пластов, спускаемого на кабеле

Индекс стратегического подразделения	Номер объекта	Интервал залегания объекта (по вертикали / по стволу), м		Тип опробователя	Испытание объекта		Источник норм времени
		от (верх)	до (низ)		количество отбираемых проб (замеров), шт.	продолжительность работы, сут	
Испытание пластов на кабеле не проводится.							

10.2 ИСПЫТАНИЕ ГОРИЗОНТОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ В ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

В соответствии с требованиями п. 504 ПБ НГП, для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план работ с учетом технологических регламентов на эти работы и назначением ответственных лиц за их выполнение.

Виды и объемы испытаний устанавливаются в соответствии с требованиями РД 153-39.0-109-01. Режимы испытания устанавливаются геологической службой заказчика, согласовываются с производителем работ и фиксируются в плане работ по испытанию.

Замер дебита скважины осуществляется замерной установкой.

Для сжигания пластовой продукции, полученной в процессе испытания, возможно использовать горелки типа Schlumberger Oil burner BRN-НСВ, DPIR Derwent DBH-2007 или аналоги российского производства. Используемое оборудование должно быть выполнено в коррозионностойком исполнении.

Расчет колонны НКТ выполнен согласно Инструкции по расчету колонн насосно-компрессорных труб, М., 1998 г.

Нормативные коэффициенты запаса прочности колонны НКТ приняты согласно требованиям Инструкции:

- на наружное избыточное давление не менее 1,15;
- на внутреннее избыточное давление не менее 1,32;
- на осевую растягивающую нагрузку не менее 1,32.

Таблица 10.4 – Параметры колонны насосно-компрессорных труб (НКТ)

Номер лифто- вой ко- лонны НКТ	Номер секции труб в колонне (снизу- вверх)	Интервал уста- новки секции, м		Характеристика трубы			Длина секции, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности		
		от (верх)	до (низ)	тип труб, диаметр, группа прочности, толщина стенки (мм), ГОСТ, ТУ и т.д. на изготов- ление	диаметр муфты (выса- женной части), мм	теоре- тиче- ская масса 1 м, кг		теоре- тиче- ская	с учётом плюсового допуска 1,036	на рас- тяжение	на избыточное давление	
											наруж- ное	внутрен- ное
Технологические НКТ												
1	1	0	4240/ 4317	EU 73,02 x 5,51 P110 ГОСТ 31446-2017	93,2	9,67	4317	41,7	43,2	1,66	1,57	3,84
Фондовые НКТ												
1	1	0	2936/ 3000	EU 73,02 x 5,51 L80 ГОСТ 31446-2017	93,2	9,67	3000	29,0	30,1	1,57	2,04	2,80
Проведение ГРП												
1	1	0	3625/ 3702	ТМК UP FMT 88,9 x 7,34 P110 ТУ ТМК	108	15,18	3702	56,2	58,2	1,76	2,47	1,33
<p>Примечания:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Возможно использование насосно-компрессорных труб других производителей, имеющих аналогичные или более высокие прочностные характеристики, после выполнения проверочных расчётов. 2. После получения данных ПГИ необходимо выполнить соответствующие расчёты требуемых давлений при ГРП, на основании которых принять окончательное решение о компоновке колонны НКТ и требуемой грузоподъёмности буровой установки (агрегата) для освоения 3. При выполнении работ по ГРП принято противодействие на устье 14,0 МПа, значение уточняется при разработке дизайна ГРП. 4. Коэффициенты запаса прочности на растяжение колонн НКТ определены с учётом дополнительной нагрузки при срыве пакера 12,7 т. 5. Максимальная нагрузка на крюке буровой установки при подъёме технологических НКТ – 57,7 т, фондовых НКТ – 43,7 т, НКТ для ГРП – 73,5 т, с учётом дополнительной нагрузки срыва пакера 12,7 т и без учёта веса ВСП. 6. Расчёт колонн НКТ на наружное давление выполнен на полное опорожнение. 												

Таблица 10.4.1 – Прочностные характеристики насосно-компрессорных труб (НКТ)

Наружный диаметр, мм	Тип	Марка (группа прочности) труб	Толщина стенки, мм	Прочностная характеристика			
				наименьшее сминающее давление, МПа	минимальное внутреннее давление до предела текучести, МПа	страгивающая нагрузка для соединения, кН	растягивающая нагрузка до предела текучести по телу трубы, кН
73,0	EU	L80	5,51	77,0	73,0	645	645
73,0	EU	P110	5,51	85,5	100,1	886,5	886,5
88,9	TMK UP FMT	P110	7,34	115,0	109,5	1426	1426

Таблица 10.5 – Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости							
			название или тип	объем порции, м ³	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа·с	ДНС, дПа	составляющие компоненты		
	от (верх)	до (низ)						название	плотность, кг/м ³	удельный расход, кг/м ³
1	4115/4192	4185/4262	тампонажный раствор	0,65	1920	2,2	112	ПЦТ-I-G-CC1 Вода пресная	3100 1000	1350 594
2	4062/4139	4115/4192	тампонажный раствор	0,49	1920	2,2	112	ПЦТ-I-G-CC1 Вода пресная	3100 1000	1350 594
3	3943/4020	3995/4072	тампонажный раствор	0,48	1920	2,2	112	ПЦТ-I-G-CC1 Вода пресная	3100 1000	1350 594
4	3893/3970	3943/4020	тампонажный раствор	0,46	1920	2,2	112	ПЦТ-I-G-CC1 Вода пресная	3100 1000	1350 594

Примечание – состав тампонажного раствора для каждого цементного моста и количество добавок уточняется по результатам лабораторных исследований перед цементированием. Для проведения предварительного лабораторного анализа применять воду, тампонажные материалы и химические реагенты непосредственно со скважины.

Таблица 10.6 – Потребное количество цементировочной техники для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	Потребное количество, шт.
1-4	ЦА-320М	1
	УС-6/30	1

Таблица 10.7 – Потребное количество материалов для установки цементных мостов

Номер объекта	Название или шифр	ГОСТ, ТУ на изготовление	Единица измерения	Потребное количество
1	ПЦТ-I-G-CC1	ГОСТ 1581-96	кг	921
	Вода пресная	Местная	м ³	0,386
2	ПЦТ-I-G-CC1	ГОСТ 1581-96	кг	695
	Вода пресная	Местная	м ³	0,291
3	ПЦТ-I-G-CC1	ГОСТ 1581-96	кг	680
	Вода пресная	Местная	м ³	0,285
4	ПЦТ-I-G-CC1	ГОСТ 1581-96	кг	652
	Вода пресная	Местная	м ³	0,273

Примечание – потребность цемента рассчитана с учётом коэффициента потерь при затарке 1,05.

Таблица 10.8 – Продолжительность испытания (освоения) объектов

Номер объекта, интервал	Название процесса, операции по испытанию (освоению) и интенсификации	Номера таблиц по ССНВ на испытание или местные нормы	Продолжительность, сут.
1 4125/ 4202- 4175/ 4252	Объект нефтяной фонтанирующий, подвижность нефти 0,06 мкм ² /(МПа·с)	3	25,2
	Шаблонирование эксплуатационной колонны	22	1,2/ 1,4
	Перфорация на НКТ (1 спуск)	22	2,15
	Работы по интенсификации	23, 24	7,2+ 6,0+5,2
	Время на подготовительные работы	22	2,7/ 2,9
Всего по объекту			49,7/ 50,1
2 4072/ 4149- 4105/ 4182	Объект нефтяной фонтанирующий, подвижность нефти 0,06 мкм ² /(МПа·с)	3	25,2
	Перфорация на НКТ (1 спуск)	22	2,15
	Работы по интенсификации	23, 24	7,2 + 6,0+5,2
	Всего по объекту		
3 3953/ 4030 - 3985/ 4062	Объект нефтяной фонтанирующий, подвижность нефти 0,005 мкм ² /(МПа·с)	4	29,1/ 29,6
	Перфорация на НКТ (1 спуск)	22	1,87
	Работы по интенсификации	23, 24	10,8 + 5,5+4,7
	Всего по объекту		
4 3903/ 3980- 3933/ 4010	Объект нефтяной фонтанирующий, подвижность нефти 0,005 мкм ² /(МПа·с)	4	29,1/ 29,6
	Перфорация на НКТ (1 спуск)	22	1,87
	Работы по интенсификации	23, 24	10,8 + 5,5+4,7
	Всего по объекту		
Итого все объекты			199,5/ 200,9
Геофизические исследования в обсадной колонне: АКЦ с ФКД, ГГДТ, ОЦК, ЛМ, ГК в интервале 3625/ 3702-4250/ 4327 м (Межотраслевые нормы времени на ГИС)			0,8
Итого с учётом ГИС			200,3/ 201,7
Примечание – в числителе приведены значения при испытании с использованием стационарной буровой установки, в знаменателе – с использованием передвижной буровой установки			

Таблица 10.9 – Продолжительность работы спецтехники при испытании (освоении) скважины в эксплуатационной колонне

Наименование спецтехники	Количество	Режим работы, ч						всего
		при испытании объектов						
		1	2	3	4	5	6	
Цементировочный агрегат ЦА-320	1	153,6	133,9	131,9	123,3	–	–	542,7
Установка насосная для кислотной обработки СИН32	1	51,3	32,8	32,1	27,2	–	–	143,5
Кислотоваз СИН37	12	51,3	32,8	32,1	27,2	–	–	143,5

Таблица 10.10 – Потребное количество материалов для освоения пластов

Наименование компонента	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Единица измерения	Потребность для объекта:						Запас
			1	2	3	4	5	6	
Для среды освоения:									
Вода техническая	Местная	м ³	79,6	78,4	77,9	76,8	–	–	625,4
Кальций хлористый	ГОСТ 450-77	кг	34626	34104	32484	32026	–	–	266480
СНПХ-1004	ТУ 39-12966038-001-92	кг	2,4	2,4	2,3	2,3	–	–	18,8
Для кислотных обработок:									
Кислота соляная (14%-ная)	ТУ 2458-264-05765670-99	м ³	53,5	35,3	34,2	32,1	–	–	–
Катапин КИ-1	ТУ 6-01-4089387-99	кг	107	71	68	64	–	–	–
Кислота уксусная	ГОСТ 19814-74	кг	535	353	342	321	–	–	–
Вещество вспомогательное ОП-7	ГОСТ 8433-81	кг	161	106	103	96	–	–	–
<p>Примечания:</p> <p>1. При производстве работ по освоению необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов и химических реагентов для оперативного ее приготовления (п. 494 ПБ НГП).</p> <p>2. Состав среды освоения и кислотных обработок уточняется геологической службой ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».</p>									

11 ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА

В процессе бурения скважин бурильные трубы, УБТ, подвергнуть исследованию методами неразрушающего контроля – дефектоскопии и гидравлическому испытанию. Исследования выполняются в соответствии с требованиями РД 39-013-90 «Инструкция по эксплуатации бурильных труб». Рекомендуется проведение дефектоскопии в соответствии с требованиями ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008).

В процессе выполнения спускоподъемных операций в ходе бурения скважин постоянно:

- контролировать износ замковых соединений путём замера числа оборотов ниппеля до полного закрепления резьбового соединения или замера расстояния между торцами ниппеля и муфты в момент начала свинчивания;
- контролировать изменение диаметра наружной поверхности труб и замков;
- выявлять смятие труб в месте посадки на клиновой захват;
- следить за отсутствием промыва бурильных труб (резьбовые соединения, сварной шов) при бурении с использованием ГЗД.

Определение накопленной усталости бурильного инструмента производить в соответствии с аналитической методикой, приведённой в «Стандарте DS-1» и, при накоплении критического количества баллов, выводить инструмент из эксплуатации и направлять его на инспекцию.

Таблица 11.1 – Дефектоскопия бурильных труб при помощи передвижной дефектоскопической установки

Контролируемые элементы бурильной колонны	Объект проверки	Глубина бурения при проверке, м	Периодичность проведения проверок, час
Трубы бурильные СБТ с приварными замками	Зона сварного шва, утолщенная часть трубы, участок трубы переходной зоны на длину 300 мм от утолщенной части	7000	1440
Ведущие бурильные трубы сборной конструкции (при их использовании)	Ниппельный конец	до 2500 свыше 2500	1440 720
УБТ, переводники, центраторы, калибраторы, ведущие бурильные трубы цельной конструкции (при их использовании)	Ниппель и муфта	2500	720
Примечание – после ликвидации аварий (прихват, полёт), контакта с сернистым водородом, дефектоскопия обязательна.			

Таблица 11.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для проведения операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	кол-во, шт.			
Кондуктор	Обсадная колонна совместно с ПВО	443	ЦА-320М	1	6,5	ЕНВ п. 109, 112	2,88
	Выкидные линии ПВО		ЦА-320М	1	10,0	ЕНВ п. 109	1,1
	Цементное кольцо		ЦА-320М	1	1,8	ЕНВ п. 112	1,53
I Промежуточная	Обсадная колонна совместно с ПВО	961	ЦА-320М	1	16,2	ЕНВ п. 109, 112	2,88
	Выкидные линии ПВО		ЦА-320М	1	10,0	ЕНВ п. 109	1,1
	Межколонное пространство 425,5×323,9		ЦА-320М	1	3,0	ЕНВ на капремонт скважин п. 278	1,0
	Цементное кольцо		ЦА-320М	1	3,3	ЕНВ п. 112	1,53
II Промежуточная	Обсадная колонна совместно с ПВО	1897	ЦА-320М	1	14,7	ЕНВ п. 109, 112	2,88
	Выкидные линии ПВО		ЦА-320М	1	10,0	ЕНВ п. 109	1,1
	Цементное кольцо		ЦА-320М	1	5,5	ЕНВ п. 112	1,53
	Межколонное пространство 323,9×244,5		ЦА-320М	1	3,0	ЕНВ на капремонт скважин п. 278	1,0
Эксплуатационная	Обсадная колонна совместно с ПВО	3802	ЦА-320М	1	26,1	ЕНВ п. 109, 112	2,88
	Выкидные линии ПВО		ЦА-320М	1	10,0	ЕНВ п. 109	1,1
	Цементное кольцо		ЦА-320М	1	9,7	ЕНВ п. 112	1,53
	Межколонное пространство 244,5×177,8		ЦА-320М	1	4,0	ЕНВ на капремонт скважин п. 278	1,0
	Бурильные трубы		СИН31	1	35,3	ЕНВ п. 32	17,1
	Обсадная колонна совместно с фонтанной арматурой	4327	ЦА-320М	1	26,1	ЕНВ п.112, ЕНВ на испытание п.17	3,27
Хвостовик	Обсадная колонна совместно с эксплуатационной колонной и ПВО	4327	ЦА-320М	1	26,1	ЕНВ п. 109, 112	2,88

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины при проведении операции, м	Используемая для проведения операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	кол-во, шт.			
	Выкидные линии ПВО		ЦА-320М	1	10,0	ЕНВ п. 109	1,1
	Бурильные трубы		СИН31	1	38,7	ЕНВ п. 32	19,2

Примечания:

1. В соответствии с п. 420 ПБ НГП разрешается проведение опрессовки обсадных колонн в момент посадки продавочной пробки на ЦКОД и созданием необходимого давления при помощи цементировочного агрегата. Дальнейшие опрессовки устья скважины производить с использованием пакера устьевого.

3. Давление опрессовки межколонного пространства может быть скорректировано по результатам лабораторных исследований прочности цементного камня. В соответствии с п. 424 ПБ НГП, давление опрессовки межколонного пространства не должно превышать прочность на сжатие цементного камня заколонного пространства.

12 ОРГАНИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА

12.1 СХЕМА ТРАНСПОРТИРОВКИ ГРУЗОВ И ВАХТ

Таблица 12.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), аэропортов отправления вахтово-экспедиционного персонала		Характеристика маршрута						
		общая протяженность, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа: вертолёт, самолёт)	Наземные пути подвоза		
						тип дороги (асфальт, грунтовая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	пункт							
г. Усинск (оборудование, буровые бригады, вода на хоз.-бытовые нужды)	скв. №34	344,9	–	163,9	наземный	зимник	автомобиль	нет
				181,0	авиа	–	вертолёт	
Карьер «Ярейтарка»	скв. №34	10,0	–	10,0	наземный	зимник	автомобиль	нет
ЦПС «Южно-Хыльчуйского месторождения» (нефть для котельной)	скв. №34	21,0	–	21,0	наземный	зимник	автомобиль	нет

Таблица 12.2 – Расстояние перевозок грузов, пробега специальных машин, агрегатов и вахт

Наименование грузов и материалов	Период заезда	Вид транспорта	Пункты отправки и назначения, названия промбаз, карьеров		Расстояние, км	
			от	до	всего	в т.ч. бездорожье, грунтовая дорога, морской путь
Вышка, оборудование, металлоконструкции, материалы II-IV группы груза, глинопорошок, тампонажные материалы, химреагенты	зимний	автотранспорт	г. Усинск	скв. №34	344,9 276,0	163,9 –
Обсадные, бурильные трубы, НКТ, разбурочный инструмент	зимний	автотранспорт				
Испытатель пластов	зимний летний	автотранспорт авиа				
Цементировочные агрегаты и другая цементировочная техника	зимний	автотранспорт				
Агрегаты, машины и механизмы, применяемые при испытании (освоении)	зимний	автотранспорт				
ПВО, фонтанная арматура	зимний	автотранспорт				
Дизельное топливо, масло	зимний	автотранспорт				
Нефть для котельной	зимний	автотранспорт	ЦПС «Южно-Хыльчуйского месторождения»	скв. №34	21,0	21,0
Песок	зимний	автотранспорт	Карьер «Ярейтарка»	скв. №34	10,0	10,0
Дефектоскопическая установка	зимний летний	автотранспорт авиа	г. Усинск	скв. №34	344,9 276,0	163,9 –
Строительные машины и механизмы, применяемые при подготовительных работах к строительству	зимний	автотранспорт				
Строительные машины и механизмы, применяемые при строительных и монтажных работах	зимний	автотранспорт				
Машины и механизмы, применяемые при биологической рекультивации земель	зимний	автотранспорт				
Вышкомонтажные бригады	зимний летний	автотранспорт авиа				
Буровые бригады, специализированные бригады по испытанию (освоению) скважин	зимний летний	автотранспорт авиа				

12.1.1 Перевозка вахт

При строительстве скважины предусматривается перевозка автотранспортом:

- вышкомонтажной бригады – 16 человек. Периодичность смены вахт 1 раз в 2 недели, завоз продуктов каждую неделю;
- буровой бригады – 42 человек. Периодичность смены вахт 1 раз в 2 недели, завоз продуктов каждую неделю;
- бригады по освоению – 16 человек. Периодичность смены вахт 1 раз в 2 недели, завоз продуктов каждую неделю;
- прочих – до 25 человек (инженер-технолог, геолог, авторский надзор, специалисты по креплению скважин, геофизики и др.). Периодичность заезда на буровую по мере необходимости.

12.2 СВЕДЕНИЯ ОБ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИИ

12.2.1 – Электроснабжение

Источник электроснабжения	Количество, шт.	Характеристика	Расстояние от источника до буровой
CAT 3512B (1200 кВт)	3	Основная	На площадке буровой
Caterpillar C 15 (440 кВт)	1	Резервная	На площадке буровой

Электроснабжение буровой предусматривается:

- на период строительно-монтажных работ АСДА-200 – 2 шт. (1 основная + 1 резервная);
- на время бурения и крепления скважины CAT 3512 – 3 шт. основной и Caterpillar C 15 – 1 шт. резервный;

Дизель-генераторные станции смонтированы в блочном здании, представляющем собой металлокаркас с полами из рифленой стали, обшивка стен щитами из листовой стали. Покрытие из двух слоев РТУ по обрешётке из досок.

Таблица 12.3 – Установленная мощность электрооборудования буровой установки

Наименование оборудования	Шифр	Количество, шт	Мощность, кВт
Главный электромотор	Лебедка JC-50DB	2	600
Аварийный электромотор	Лебедка JC044	1	45
Электродвигатель ВСП	Tesco 500 ESI 1350	1	1007
Электрообогреватель	Кабина управления для бурильщика	1	2
Электромотор	Блок буровых насосов	2	1200
Электрический калорифер		6	5
Электродвигатель	Компрессор LS-12-50НН	1	37,3
Кран консольно-поворотный	8КП-2	1	5
Вибросито	Derrick FLC-2000 Super G	3	5
Ситогидроциклонная установка	Derrick модель 58	1	18
Центрифуга	Alfa Laval DMNX 418	1	37
Питающий насос	SBR-P-XGZF	1	4
Флокуляционная установка	JL30A	1	18
Гидравлический смеситель эжекторного типа	ГС-Т-40	1	5
Дегазатор	ДВС-3	1	15
Осушитель шлама	Verti-G	1	55
Перемешиватель	NJ15	15	15
Перемешиватель	NJ5,5	1	5,5
Насос центробежный (БПР)	Mission Magnum 8x6x14	2	75
Насос центробежный (СГУ)	Mission Magnum 8x6x14	3	75
Насос центробежный (долив скважины)	Mission Magnum 4x3x13	2	15
Насос центробежный (вода)	Mission Magnum 4x3x13	1	15
Насос подпорный	Mission Magnum 8x6x14	2	75
Насос перекачки	Mission Magnum 8x6x14	1	75
Насос шламовый	ГШН-150	1	30
Шнековый транспортер	КШ-40Р	1	7,5
Освещение	Б/у + блоки б/у + площадка	1	30
Бытовые нужды	Поселок	1	120

Общая установленная мощность электрооборудования 5956,3 кВт. В соответствии с ВНТП-3-85 принимаем коэффициент спроса 0,6, общая потребляемая мощность при этом составит 3573,8 кВт.

Внутри площадки применяются кабели типа ВБбШВ нг-LS в защищённых эстакадах с частотой установки стояков от 0,8 до 1 м. Кабели (в том числе бронированные), расположенные в местах, где возможны механические повреждения (передвижение автотранспорта, механизмов и грузов, доступность для посторонних лиц), должны быть защищены по высоте на 2 м от уровня пола или земли. Наименьшая высота кабельной эстакады и галереи в непроезжей части территории промышленного предприятия должна приниматься из расчета возможности прокладки нижнего ряда кабелей на уровне не менее 2,5 м от планировочной отметки земли. Стальные трубы электропроводки, стальные трубы и короба с небронированными кабелями и бронированные кабели следует прокладывать на расстоянии не менее 0,5 м от трубопроводов, по возможности со стороны трубопроводов с негорючими веществами. При групповой прокладке кабели, не имеющие исполнения оболочек "нг" и "нг-LS" покрываются огнезащитным составом, а разделение PEN-проводников на PE- и N-проводники выполняется вне взрывоопасных зон.

По категориям надёжности систем электроснабжения системы разбиваются на группы:

1 категория: Система электропривода аварийной вентиляции;

Система пожарной сигнализации;

Система контроля загазованности воздуха;

2 категория: Система электроснабжения котельной;

Система электроснабжения насосов водоснабжения;

3 категория: Все остальные системы.

12.2.2 – Линии электропередач

Линии электропередач отсутствуют. Электроснабжение оборудования осуществляется от ДЭС находящихся на площадке буровой.

Таблица 12.4 – Потребность в ГСМ

Потребность в ГСМ для дизельных установок, кг			Потребность в ГСМ для котельной, кг
всего	в том числе		
	топлива	масла	
<i>при испытании со стационарной установки</i>			
1 061 049	1 058 514	2 535	637 051
<i>при испытании с передвижной установки</i>			
1 137 214	1 128 786	8 429	637 051

Дизельное топливо должно соответствовать требованиям ГОСТ 305-2013, дизельное масло – ГОСТ 6360-83.

Для обеспечения буровой на площадке скважины на складе ГСМ необходимо разместить стальные резервуары: 19 x 70 м³ – для дизельного топлива, 11 x 70 м³ – для нефти, хранение моторного масла предусматривается в бочках. Хранение моторного масла предусматривается в бочках на складе ГСМ, совместно с резервуарами хранения дизельного топлива и нефти, в общем обваловании высотой 1,0 м. В соответствии с п. 7.8 СП 155.13130.2014 бочки хранения моторного масла отделяются дополнительным валом высотой 0,8 м от остальных резервуаров с нефтепродуктами.

В целях защиты окружающих грунтов от загрязнения площадь склада ГСМ в пределах обвалования (высота 1,0 м, ширина по верху 0,5 м) выстилается нефтеустойчивой синтетической пленкой по выравнивающему слою из песка с устройством поверх пленки защитного слоя толщиной 0,10 м.

Подача топлива от склада ГСМ осуществляется по топливопроводу диаметром 76 мм, проложенному наземно, в качестве топливопровода используются гибкие шланги, прокладываемые

емые только на время заполнения топливных емкостей. Трубопроводная обвязка резервуаров, запорная арматура с дистанционным управлением не предусмотрена.

Расчет потребления ГСМ при испытании со стационарной БУ

Продолжительность строительства скважины:

СМР (повторный монтаж, демонтаж): 61,5 сут.

Подготовительные работы: 6 сут.

Бурение, крепление: 146,2 сут.

Испытание в колонне - 200,3 сут.

Продолжительность отопительного периода: 315 сут.

Наименование потребителя ГСМ	Кол-во, шт	Вид ГСМ	Норма расхода, кг/сут	Коэффициент				Потребность, кг				
				СМР	Подготовительные работы	Бурение, крепление	Испытание в колонне	СМР	Подготовительные работы	Бурение, крепление	Испытание в колонне	Всего
АСДА-200 (СМР)	1	дизтопливо	577	1,00				35 486				35 486
		дизмасло	9	1,00				554				554
САТ 3512В (подгот. работы, бурение, крепление, испытание)	3	дизтопливо	4777		0,25	1,00	0,18		7 166	698 448	172 242	877 856
		дизмасло	11		0,25	1,00	0,18		16	1 576	389	1 981
Теплогенератор ТГЖ-0,29	2	дизтопливо	485			0,86	0,86			61 253	83 919	145 173
Итого		дизтопливо						35 486	7 166	759 701	256 162	1 058 514
		дизмасло						554	16	1 576	389	2 535

Потребность в нефти за все время строительства скважины для котельной установки ПКН-2М:

$$4850 \text{ кг/сут} \times (6 \text{ сут} + 146,2 \text{ сут}) / 365 \text{ сут} \times 315 \text{ сут} = 637 \text{ 051 кг}$$

Расчет потребления ГСМ при испытании с передвижной БУ

Продолжительность строительства скважины:

СМР (повторный монтаж, демонтаж установки, монтаж и демонтаж установки для испытания): 64,8 сут.

Подготовительные работы: 6 сут.

Бурение, крепление: 146,2 сут.

Испытание в колонне - 201,7 сут.

Продолжительность отопительного периода: 315 сут.

Наименование потребителя ГСМ	Кол-во, шт	Вид ГСМ	Норма расхода, кг/сут	Коэффициент				Потребность, кг				
				СМР	Подготовительные работы	Бурение, крепление	Испытание в колонне	СМР	Подготовительные работы	Бурение, крепление	Испытание в колонне	Всего
АСДА-200 (СМР)	1	дизтопливо	577	1,00				37 390				37 390
		дизмасло	9	1,00				583				583
САТ 3512В (подгот. работы, бурение, крепление)	3	дизтопливо	4777		0,25	1,00			7 166	698 448		705 614
		дизмасло	11		0,25	1,00			16	1 576		1 593
АСДА-200 (испытание в колонне)	1	дизтопливо	669				1,00				134 937	134 937
		дизмасло	16				1,00				3 227	3 227
Теплогенератор ТГЖ-0,29	2	дизтопливо	485			0,86	0,86			61 253	84 506	145 759
УПА-60/80 (испытание в колонне)	1	дизтопливо	521				1,00				105 086	105 086
		дизмасло	15				1,00				3 026	3 026
Итого		дизтопливо						37 390	7 166	759 701	324 529	1 128 786
		дизмасло						583	16	1 576	6 253	8 429

Потребность в нефти за все время строительства скважины для котельной установки ПКН-2М:

$$4850 \text{ кг/сут} \times (6 \text{ сут} + 146,2 \text{ сут}) / 365 \text{ сут} \times 315 \text{ сут} = 637 051 \text{ кг}$$

12.3 ОСВЕЩЕНИЕ

В помещениях и наружных установках, отнесённых к невзрывоопасным зонам, применены светильники промышленного изготовления типа НСП-47-01-100 с энергосберегающими лампами, обеспечивающими достаточную освещённость. Во взрывоопасных зонах – блок приготовления раствора, вибросита и т.д. применены светильники со светодиодными лампами, во взрывобезопасном исполнении. Осветительные сети выполнены изолированным проводом с отдельным нулевым защитным проводом на стойках с изоляторами типа НС-16 или ТФ-20 на высоте более 2,5 метров. Металлические корпуса светильников занулены. Ввод в светильники выполняется гибким кабелем. Также буровая должна быть оснащена переносным светильником напряжением не более 12 В во взрывозащищённом исполнении и оборудованным защитной сеткой от механических повреждений.

При проводке освещения на жилой поселок используется кабель гибкий марки КГ, электроснабжение осуществляется от РЩ-1 буровой установки. Способ прокладки кабелей по кабельной эстакаде в металлических лотках на высоте не менее 2,5 м и с защитой от механических повреждений при прокладке на высоте менее 2,0 м.

Электроосвещение проектируемых объектов выполняется современными осветительными приборами с применением энергосберегающих ламп (ЭСЛ), во взрывоопасных зонах используются светильники во взрывобезопасном исполнении. Управление электроосвещением предусматривается автоматическое и дистанционное.

Взамен ламп накаливания используются лампы Master PL-T Polar для применения в условиях пониженных температур. Данные лампы мощностью 15 Вт заменяют лампы накаливания 75 Вт, мощностью 20 Вт – 100 Вт и 23 Вт – 125 Вт. ЭСЛ Tornado мощностью 32 Вт заменяет лампу накаливания мощностью 150 Вт, Tornado High мощностью 42 Вт – 200 Вт; (эти лампы имеют цоколь E27), 60 Вт – 300 Вт (эти лампы имеют цоколь E27), 75 Вт – 350 Вт (эти лампы имеют цоколь E40).

12.4 ОТОПЛЕНИЕ И ВЕНТИЛЯЦИЯ. ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Для снабжения технологическим паром на буровой устанавливается блочная котельная ПКН-2М. Подача пара потребителям производится по теплоизолированному паропроводу из электросварных труб диаметром 73 мм с возвратом конденсата в котельную.

Для подачи и распределения подогретого воздуха в здании МНО и вышечного силового блоке монтируются воздуховоды сечением 1,2 x 1,2 м длиной 24 м, сечением 0,3 x 0,4 м длиной 20 м.

Для обогрева превенторов используются два теплогенератора ТГЖ-0,29.

Отопление вагон-домиков и блок-боксов электрообогревателями – 1,5 кВт, кондиционерами и тепловыми завесами – 1,5 кВт. Общая мощность – 6 кВт на один вагон-дом.

Буровая установка оборудуется вентиляцией в соответствии с п. 321 ПБ НПП и требованиями п. 12 СП 60.13330.2012.

Ввиду частых случаев большой загазованности, превышающей ПДК, устанавливается принудительная вытяжная вентиляция в блоках очистки, емкостном и насосном. Для предотвращения внезапного поступления в воздух больших количеств взрывоопасных веществ в вышеуказанных блоках предусмотрен постоянный режим работы вентиляции с момента вскрытия продуктивного пласта согласно п. 321 ПБ НПП.

Блок очистки оснащается основной и аварийной вытяжной механической вентиляцией. Каждая рассчитана на 8-ми кратный воздухообмен. Для аварийной вентиляции использована основная система вытяжной вентиляции с дополнительным вентилятором на аварийный расход воздуха. Воздух удаляется из верхней зоны помещения и из нижней зоны от вибросита и пескоотделителя.

Устье скважины оборудуется основной приточно-вытяжной вентиляцией. В емкостном блоке устанавливается основная вытяжная вентиляция, обеспечивающая 5-ти кратный воздухообмен от всех люков емкостей. Из наиболее загазованной зоны воздух удаляется местным отсосом, рассчитанным на 3-х кратный обмен воздуха.

В насосном блоке предусмотрена основная вытяжная механическая вентиляция, рассчитанная на обеспечение 8-ми кратного воздухообмена по полному объему помещения.

На основании требования ВНТП 3-85 применены вентиляторы и электрокоммуникации во взрывобезопасном исполнении. Срок службы оборудования должен быть не менее 10 лет. Допускается установка других типов вентиляторов и оборудования, получивших сертификаты соответствия.

Электроснабжение электрооборудования системы вентиляции буровой установки осуществляется от РП-0,4 кВ по кабельным линиям КЛХЛ. Кабели прокладываются по существующим металлоконструкциям блоков буровой, в необходимых местах – в водогазопроводных трубах.

При монтаже буровой устанавливается электрооборудование с повышенной надежностью против взрыва:

- магнитные пускатели типа ПМ 700А-25 НМБ с масляным заполнением оболочки, маркировка по взрывозащите - НБМ;
- кнопка управления КУ-92-IEXd - с взрывонепроницаемой оболочкой, маркировка по взрывозащите - IExd;
- коробка распределительная типа У614-АУ2 IP54 – без специальных средств по взрывозащите.

На буровой установке монтируется ручное и автоматическое управление системой вентиляции. Согласно п. 12 СП 60.13330.2012 предусмотрено дистанционное отключение вентиляции при пожаре.

Предусмотрено автоматическое включение систем аварийной вентиляции при образовании в воздухе рабочей зоны помещения концентраций вредных веществ, превышающих ПДК или ДАК, а также концентраций горючих веществ в воздухе помещения, превышающих 20% НКПРП газо-, паро-, пылевоздушной смеси. Одновременно должен включаться предупреди-

тельный сигнал. А при достижении 50% предела должно быть обеспечено полное отключение оборудования и механизмов.

С целью уравнивания потенциалов все воздуховоды вентиляционных систем, металлические корпуса технологического и отопительно-вентиляционного оборудования, стационарно проложенные трубопроводы присоединены к сети заземления и зануления.

Таблица 12.5 – Спецификация теплофикационной котельной установки

Котельная		Котлы		Вид топлива	Конструкция здания котельной	Характеристика теплофикационной котельной установки	Кол-во скважин, одновременно обслуживаемых котельной
тип	кол-во	тип	кол-во				
ПКН-2М	1	Е-1,0-0,9Г	3	Нефть (мазут)	Одноэтажное блок-здание II степени огнестойкости (из негоряемые конструкций и материалов в соответствии с требованиями СНиП 21-01-97)	Расход топлива–202,1 кг/ч, Теплопроизводительность – 0,7 (0,61) МВт (Гкал/ч), Номинальная температура пара +170 °С, Объем парового котла – 0,16 м ³	1

Таблица 12.6 – Система проветривания оборудования и закрытых помещений буровой

Наименование помещения	Отопление		Вентиляция	
	название, тип отопителей	кол-во, шт.	название, тип вентиляторов	количество, шт.
Высечный блок	паровые регистры	4	–	–
Насосный блок	то же	4	ВР-300-45-3,15ВК1	2
Блок приготовления, хранения раствора	то же	3	ВР-300-45-3,15ВК1	2
Блок очистки бурового раствора	то же	2	ВР-300-45-3,15ВК1	2 (в т. ч. вытяжная вентиляция под выброситами)
Бытовые и служебные помещения	пожаробезопасные электрообогреватели	44	Вытяжная вентиляция (в составе блочно-комплектного оборудования)	
Устье скважины	–	–	ВР-300-45-3,15ВК1	2 (приточновытяжная вентиляция)

Примечания:

1. Согласно п. 321 ПБ НПП, все закрытые помещения буровой установки, где возможны возникновение или проникновение воспламеняющихся смесей, оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями санитарных норм и правил.

2. Применять вентиляторы следует во взрывозащищенном исполнении по ТУ 4861-036-000270366-96.

12.5 СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Таблица 12.7 – Водоснабжение

Назначение вида снабжения	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой
Водоснабжение: - для технических нужд	ЦПС «Южно-Хыльчюуского месторождения» летом – вода из поверхностных источников, определенных по результатам инженерных изысканий	21,0 –
- для хозяйственно-питьевых нужд	привозная из г. Усинск (летом – вертолетом)	344,9 276,0

Обеспечение персонала водой на хозяйственно-питьевые нужды предусмотрено привозной бутилированной водой. Качество питьевой воды должно соответствовать ГОСТ 51232-98 «Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством» и СанПиН 2.1.4.1074-01 «Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения». Доставка воды осуществляется в герметичных многооборотных бутылках из поликарбоната вместимостью 19 л, приобретаемых оптовым путем или по договору с поставщиком. В соответствии с проектными решениями в качестве населенного пункта для приобретения бутилированной воды принят г. Усинск, но в процессе строительства объекта выбор поставщика и/или пункта снабжения осуществляется непосредственно буровым подрядчиком. Бутилированная вода, отпускаемая в продажу, должна соответствовать стандартам качества и иметь все необходимые сертификаты. На территории комплекса вагон-домиков предусмотрено помещение для хранения воды, имеющее освещение, отопление и автоподъезд.

Источником производственного и противопожарного водоснабжения является привозная вода зимой с ЦПС «Южно-Хыльчюуского месторождения», летом из поверхностных источников, определенных по результатам инженерных изысканий.

В составе циркуляционной системы буровой установки имеется емкостной парк, в том числе для обеспечения запаса воды. Подача воды будет осуществляться по трубопроводу с помощью насоса.

Технические характеристики насоса КМ-65-50-160/2-5:

- напор: 32 м;
- производительность: 22 м³/час;

Расчёт условного диаметра производственного водопровода на площадке буровой:

$$D_y = \sqrt{\frac{4 \cdot Q}{3600 \cdot \pi \cdot V}} = 0,0188 \sqrt{\frac{Q}{V}};$$

где D_y – условный диаметр трубопровода (м);

Q – производительность насоса (м³/ч);

V – скорость движения жидкости в трубопроводе (м/с).

$$D_y = 0,0188 \sqrt{\frac{22}{3}} = 0,050,$$

принимаем условный диаметр водопровода – 50 мм.

При прокладке водопровода используются трубы стальные (ст. 09Г2С) бесшовные горячечедеформированные.

Для предотвращения размораживания, водяные линии прокладываются совместно с паровыми линиями в тепловой изоляции матами минераловатными (толщиной 60 мм) с кровным слоем сталью тонколистовой оцинкованной (толщиной 0,5 мм).

Для целей пожаротушения вода поступает в две предусмотренные накопительные ёмкости объёмом 25 м³, в которых неснижаемый запас поддерживается в полном объёме (вода может быть использована только для нужд пожаротушения, для иных производственно-хозяйственных нужд использование данного запаса воды запрещается). Расчет необходимого на противопожарные нужды объема воды приведен в разделе 9 Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности. Также имеется водяной насос (1Д315-71 производства ОАО «Ливгидромаш» производительностью 315 м³/ч, напор составляет 50 м), подающий воду на два пожарных стояка, оборудованных пожарными рукавами. Один пожарный стояк расположен в районе выщечно-лебедочного блока, второй – в зоне административно-бытовых зданий. Кроме того, для нужд пожаротушения используется имеющаяся на объекте переносная мотопомпа типа П 13/60, производительностью 13 л/с, с давлением 6 кгс/см², радиус действия – 100 м.

Ёмкости для хранения воды обвязываются паропроводом, оборудуются паровыми регистрами, для предотвращения замерзания воды в зимнее время. Паровые линии утепляются аналогично водяным линиям.

12.6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Заземление электрооборудования и электроприборов выполняется согласно разделу 1 глав 1.7, 1.8 ПУЭ. Проектной документацией предусматривается применение системы заземления TN-S.

Сопротивление заземляющего устройства не должно быть более 4,0 Ом. На территории БУ смонтировано единое заземляющее устройство (ЗУ) с помощью искусственных заземлителей и естественных – технической колонны после её монтажа, заглубленных металлических частей сооружений БУ. При заземлении оборудования а также жилого поселка используют заземлители (стальные трубы диаметром 76 мм) с заземляющими проводниками (стальная катанка сечением 12 мм²). Глубина залегания труб в песчано-насыпном грунте – 2-2,5 м, катанка прокладывается в земле и крепится к трубам с помощью электросварки.

Функцию молниезащиты вышеуказанных сооружений выполняет буровая вышка, т.к. все сооружения находятся в зоне стальной конструкции вышки буровой установки.

Молниезащита и защита от статического электричества обеспечивается путем присоединения всех технологических трубопроводов и аппаратов к заземляющему устройству. По устройству молниезащиты буровая установка относится ко II категории (табл. 1 РД 34.21.122-87). В целях защиты от прямых ударов молнии в грозовой период в качестве естественного молниеотвода используется буровая вышка.

В качестве заземлителей молниезащиты применяется защитное заземляющее устройство, выполненное вертикальными электродами из круглой стали длиной 5 м и диаметром 18 мм, погружаемыми в грунт на глубину 0,5 м от поверхности земли и соединяемыми между собой круглой сталью диаметром 12 мм (внешние контуры заземления). Внутренние контуры заземления выполняются, из полосовой стали 4×25. После начала буровых работ дополнительно в качестве естественного заземления используется обсадная труба (кондуктор), спущенная в скважину (п. 1.7.109 ПУЭ).

Для защиты обслуживающего персонала от поражения электрическим током, согласно СП 76.13330.2016, все металлические нетоковедущие части электрооборудования подлежат занулению и заземлению путем присоединения их к заземляющему устройству.

В качестве зануляющих проводников используются нулевые защитные проводники, проложенные от распределительного пункта (РЕ-проводники).

Склад ГСМ находится в зоне стальной конструкции вышки буровой установки. Корпуса отдельно стоящих емкостей присоединены к заземлителям.

13 ПРОДОЛЖИТЕЛЬНОСТЬ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Монтаж буровой установки (повторный) – 41,4 сут.

Подготовительные работы: повторный монтаж – 6,0 сут.

Испытание (освоение) скважины в колонне с установки ZJ50DBS – 200,3 сут.

Испытание (освоение) скважины в колонне с установки УПА-60/80 – 201,7 сут

Демонтаж установки – 20,1 сут.

Монтаж установки на испытание – 2,3 сут.

Демонтаж установки на испытание – 1,0 сут.

Бурение и крепление (включая испытание в открытом стволе 8,3 сут.):

Интервал, м	Продолжительность, сут.	Суммарное количество суток	Работы
30	0,7	0,7	Бурение под направление
30	1,1	1,8	Спуск и цементирование направления 630,0 мм
443	4,1	5,9	Бурение под кондуктор
443	4,3	10,2	Спуск и цементирование кондуктора 425,5 мм
961	3,6	13,8	Бурение под I промежуточную колонну
961	9,0	22,8	Спуск и цементирование I промежуточной 323,9 мм
1897	6,2	29,1	Бурение под II промежуточную колонну
1897	6,5	35,6	Спуск и цементирование II промежуточной 244,5 мм
3802	17,1	52,7	Бурение под эксплуатационную колонну
3802	10,9	63,6	Спуск и цементирование эксплуатационной колонны 177,8 мм
4327	73,2	136,8	Бурение под хвостовик + испытание в открытом стволе
4327	9,4	146,2	Спуск и цементирование хвостовика 127,0 мм

Время на производство буровых работ рассчитано на основании утверждённых норм на механическое бурение, ЕНВ на бурение. Утвержденные временные нормы на механическое бурение и нормативная карта строительства скважины представлены в приложении В.

В расчёт продолжительности буровых работ не включены потери времени на ликвидацию осложнений и организационные простои.

Суммарное время продолжительности строительства скважины (полный цикл) составит:

- при испытании с установки ZJ50DBS – 414,0 сут;
- при испытании с установки УПА-60/80 – 418,7 сут.

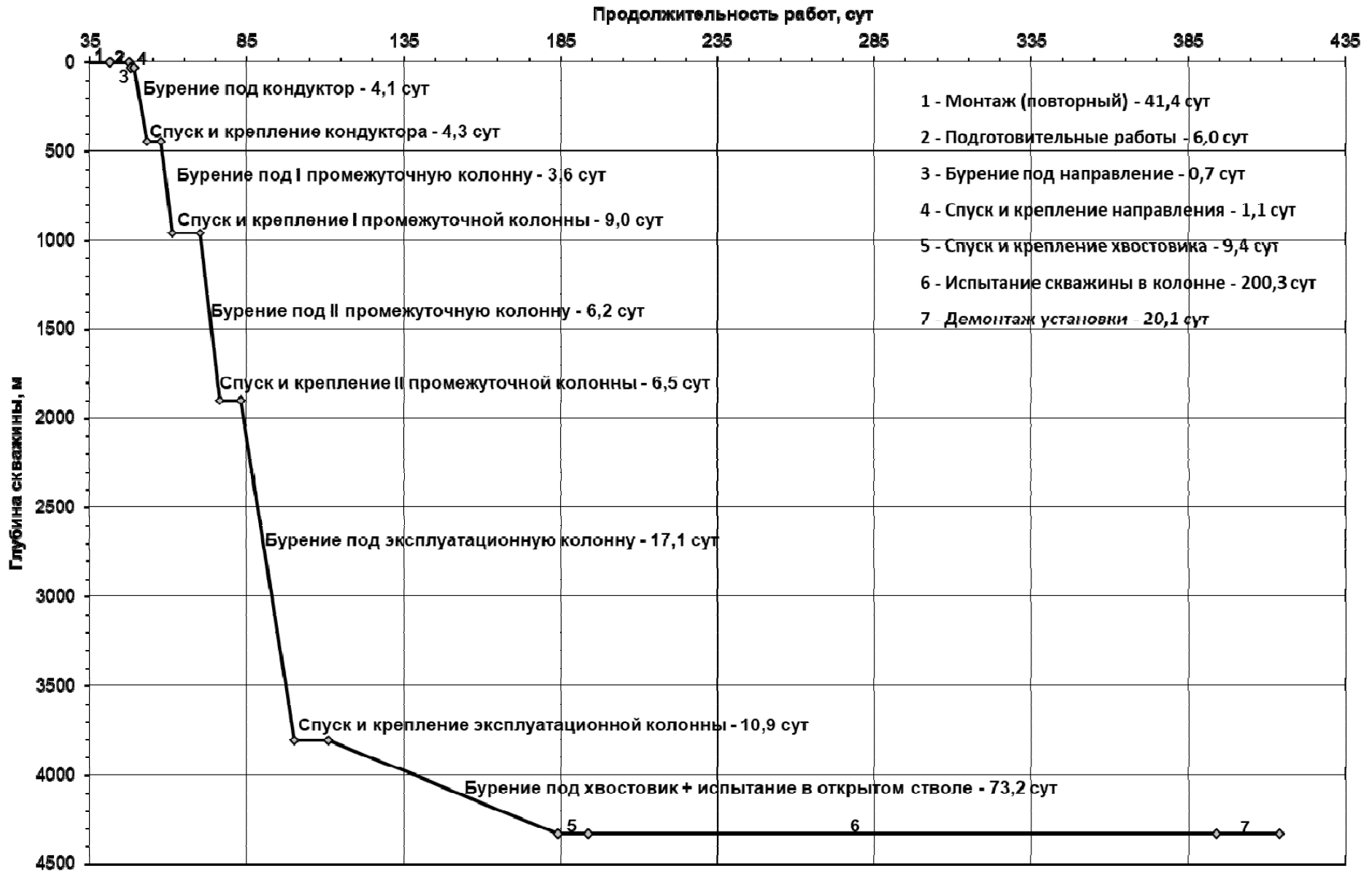


Рисунок 13.1 – График продолжительности строительства скважины (испытания с установки ZJ50DBS)

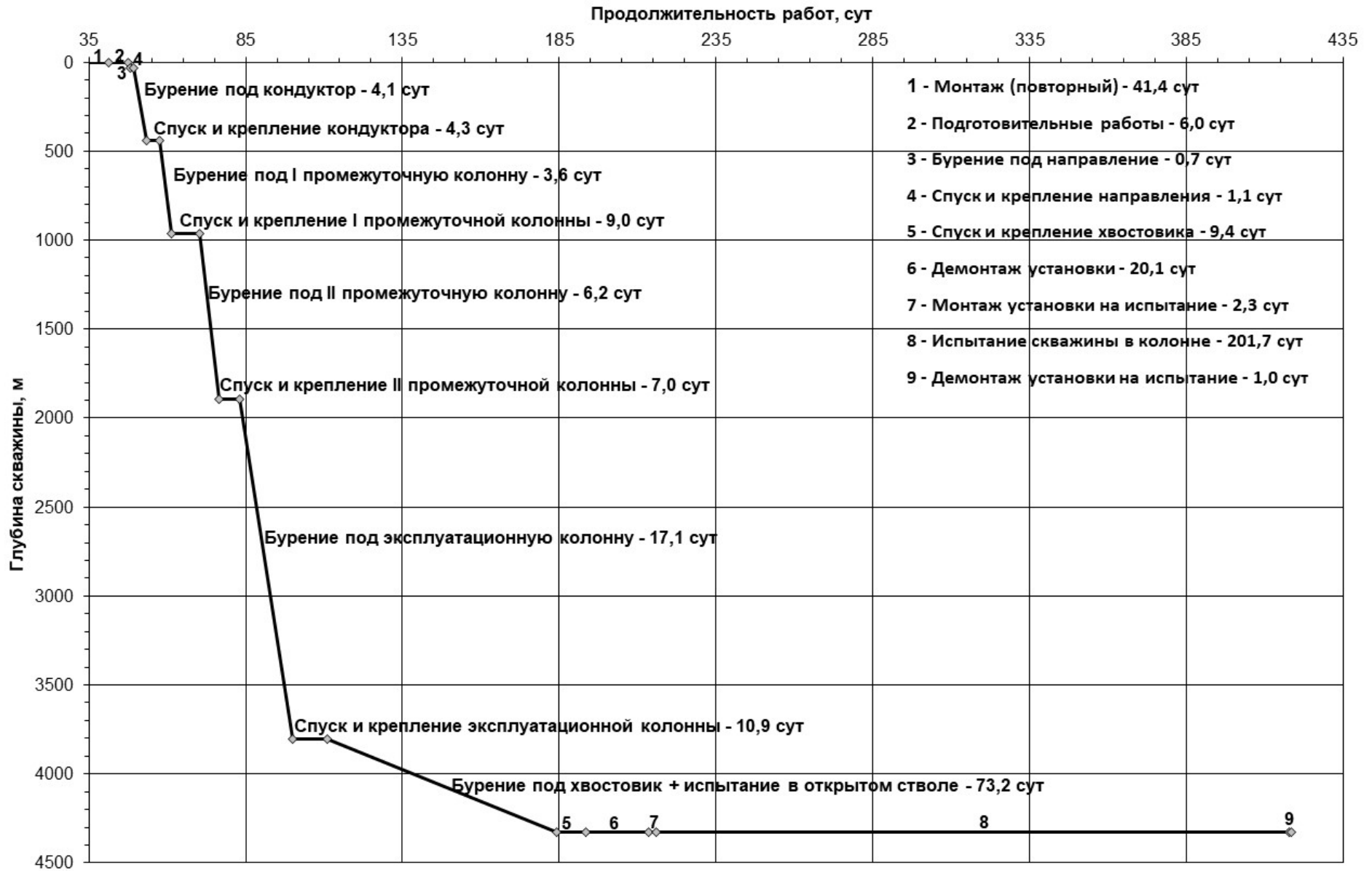


Рисунок 13.2 – График продолжительности строительства скважины (испытания с установки УПА-60/80)

14 МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ

14.1 – Средства механизации и автоматизации буровой установки

Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Номера чертежей или технические условия
Верхний силовой привод	Tesco 500 ESI 1350	Tesco
Ротор	ZP375	в комплекте БУ
Лебедка буровая	JC50DB	в комплекте БУ
Талевый блок	YC320	в комплекте БУ
Вспомогательный привод	KD16-109.83	в комплекте БУ
Самоподъемное основание установки	DZ 3150/9	в комплекте БУ
Кран консольно-поворотный	BZD5-8x8A3	в комплекте БУ
Комплексная гидростанция	TY-01	в комплекте БУ
Устройство для подъема и опускания вышки с гидравлическим приводом		в комплекте БУ
Гидравлическое устройство для перемещения превенторов (2 x 20 т)	FY- 40YD/4000	в комплекте БУ
Гидравлический силовой ключ для бурильных труб	ZQ 203-125	в комплекте БУ
Гидравлический силовой ключ для обсадных труб	TQ340-35Y	в комплекте БУ
Гидрораскрепитель – 2 шт.	YM-10/16	в комплекте БУ
Гидравлический лифт		в комплекте БУ
Гидравлическая катушка для перемотки каната	YDS35	в комплекте БУ
Пневмоуправляющая система		в комплекте БУ
Осушитель для пневмосистемы	ADH-12/10	в комплекте БУ
Устройство для сбора конденсата		в комплекте БУ
Пневматическая лебедка 5 т – 2 шт.	XJFN-5/35	в комплекте БУ
Пневматическая лебедка 3 т – 1 шт.	BU7APTABP1	в комплекте БУ
Гидравлическая лебедка 3 т – 1 шт.	YJ3	в комплекте БУ
Эвакуатор верхового рабочего	RG10D	в комплекте БУ
Пневматический клиновой захват или механизм для удержания труб	ZP375	в комплекте БУ
Подвесной машинный ключ – 2 шт.	Q3-1/2-17/90	в комплекте БУ
Механизм крепления неподвижного конца талевого каната – 2 шт.	JZG34a	в комплекте БУ
Успокоитель ходового конца талевого каната		в комплекте БУ
Устройство для намотки каната		в комплекте БУ
Штропы – 2 шт.	DH-350	в комплекте БУ
Устройство противозатаскивания талевого блока		в комплекте БУ
Ограничитель нагрузки на крюке		в комплекте БУ
Устройство для сбора раствора		в комплекте БУ
Приспособление для крепления каротажного ролика		в комплекте БУ
Пакер устьевого опрессовочный (кап-тестер)	ПГ-ЯГ, ПОУ, ПУВ	

14.2 – Средства контроля

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п.	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт.
1. ИЗМЕРЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ		
Система управления бурением ТОТСО		1
Система контроля параметров бурения (СКПБ) ИВЭ-50 14.311G, в том числе:		1
- датчик уровня расхода бурового раствора на выходе из скважины ИВЭ-50-5М		1
- индикатор веса ИВЭ-50-2		1
- измеритель крутящего момента ДИМ-200А		1
- датчик измерения момента на механическом ключе ИВЭ-50-2.4		1
- комплект измерения момента на гидравлическом ключе ИВЭ-50-3, датчик индуктивного типа ISB		1
- датчик оборотов ротора ДИ-300.3-1		1
- датчик плотности бурового раствора ДПЛ-3		1
- датчик оборотов бурового насоса ДИ-300.3-1		1
Система управления VFD/МСС		
Электрический тахометр ИСР-1		1
Индукционный расходомер РГР-7, РГР-100		1
Указатель уровня УМП-100		1
Станция геолого-технических исследований СГТИ («Разрез 2», «Сириус» или аналогичные)	АЯЖ 1.000.041 ТУ	1
Пульт бурильщика ПБ-4.15		1
Система технологического контроля параметров бурения «СГТ-микро»	ТУ 4210-012-00230585-96	1
Станция цементирования – СКЦ-2М		1
Забойная телеметрическая система		1
Пульт управления противовыбросовым оборудованием – СУ 21-65		1
2. ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ И ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА		
Весы рычажные – плотномер ВРП-1	ГД2.843.000.РЭ	1
Ареометр ASP-1		1
Плотномер АВП-1		1
Прибор ВМ-6	ТУ 25-08-260-67	1
Фильтр-пресс ФЛР-1	ТУ 2.-04-2774-74	1
Полевой вискозиметр СПВ-2, СПВ-5, ВСР-1	ТУ 25-1604.003-82	1
Ротационный вискозиметр ВСН-3	ТУ 25-04-2559-75	1
Прибор СНС-2		1
Отстойник ОМ-2	ГД2.845.000.РЭ	1
Технический термометр ТТП		1
Индикаторная бумага "РИФАН"		1
Конус АзНИИ КР-1	ТУ 25-04-52-75	1
Прибор Вика типа ИВ-2	ГОСТ 1581-85	1
Переносная лаборатория глинистых растворов КЛР-1	ТУ 25-1604-86	1
3. ИЗМЕРЕНИЕ ИЗНОСА (ТОЛЩИНЫ) СТЕНОК ОБСАДНЫХ И БУРИЛЬНЫХ ТРУБ		
Индикатор дефектов скважинный ДСИ	АХБ-431.524.002.ТО	1

Наименование, а также тип, вид, шифр и т.п.	ГОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	Количество, шт.
УД2-12, УД-11ПУ	МИБ 1-04	1
ГСПУТ-91	ЩО2.787.003.Д6	1
УТ 931	ЩО2.787.011	1
4. ИЗМЕРЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ, УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, МЕТОДОМ ОПРЕССОВКИ ДАВЛЕНИЕМ ИЛИ СНИЖЕНИЕМ УРОВНЯ. ИЗМЕРЕНИЕ УРОВНЯ		
Манометры буровые типа МБТ-1		7
Манометры типа МО, МТИ		7
Уровнемер, каротажный подъёмник, трубы		1
5. ИЗМЕРЕНИЕ УСТЬЕВОГО, ЗАБОЙНОГО И ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЙ		
Манометры буровые типа МБГ-1		7
Манометры типа МО, МТИ		7
Манометр скважинный автономный МИКОН	RU.C.30.065.A № 35871	1
6. ИЗМЕРЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ		
Термометр ТПТ-8	ТУ 4211-030-17113168-98	1
Термометр лабораторный ТЛ-5 N1	ТУ 25-2021.003-88	1
Термометр скважинный унифицированный ТСУ-1	ТУ 25-1613.006-85	1
Термометр промышленный ТП-6	ТУ 25-11.388-76	1
Термометр промышленный ТП-25		1
Манометр скважинный автономный МИКОН	RU.C.30.065.A № 35871	1
7. ИЗМЕРЕНИЕ ПОГЛОТИТЕЛЬНОЙ СПОСОБНОСТИ ПЛАСТА		
Глубинный расходомер		1
8. ИЗМЕРЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА И СОДЕРЖАЩИХСЯ В НЕМ ФЛЮИДОВ		
Прибор эл. каротажа ЭК-Х, Э-1	АХБ-431.527.012.ИП МИ 1376.86 АЯП-2.899.001.ТО	1
Микрозонд МДО-3, МБК, МК-АГАТ	АКБ-431.527.005.ИП	1

На все оборудование КИПиА необходимо иметь сертификаты соответствия и разрешения на применение на объектах, подконтрольных Ростехнадзору.

Средства контроля воздушной среды: Стационарный двенадцатиканальный газоанализатор GH-120А, переносной газоанализатор AG-6000, портативный газоанализатор AG-5100 или ЕС-80НС, универсальный переносной газоанализатор ГПХВ-2, переносной сигнализатор «Сигнал-2» или газоанализатор АНКАТ-7664, индивидуальный газосигнализатор сероводорода с цифровой индикацией и сигнализацией тревоги HS-82, конус или флюгер и указатель сторон света. При отсутствии заложенных в проекте импортных газоанализаторов и газосигнализаторов возможно применение отечественных, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора.

В производственных помещениях и в рабочих зонах наружных установок, где возможно выделение взрывоопасных паров и газов, организуется постоянный контроль воздуха. Первичные приборы (датчики ПДК и ДВК) в помещениях устанавливаются в соответствии с плотностями газов и паров в местах наиболее вероятного проявления загазованности.

В производственных помещениях датчики ПДК устанавливают в местах преимущественного пребывания персонала в количестве не менее одного датчика на 200 м² площади, но не менее 1 датчика на помещение.

Датчики ПДК устанавливаются на расстоянии не менее 3 м от воздухоподающих устройств приточной вентиляции, не менее 1 м от возможных источников утечки вредных веществ: в помещениях у рабочего места персонала (на высоте 0,5 м от уровня земли/пола); у

вибросита на высоте 0,5-0,7 м от его поверхности; на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали); в подвыщечном пространстве на уровне универсального превентора на расстоянии 1 м от оси скважины в направлении преобладающего ветра; в насосном помещении между насосами.

На скважине должны быть предусмотрены:

- 1) световые сигналы от датчиков ПДК сероводорода – на рабочей площадке у кабины бурового станка; в насосном помещении у пульта управления; у вибросита; в культбудке;
- 2) звуковые сигналы от группы датчиков ПДК.

Согласно п. 1400 ПБ НГП стационарные газосигнализаторы должны иметь звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пункт (пульт управления, станцию ГТИ) и по месту установки датчиков. Стационарные газосигнализаторы должны проходить проверку в соответствии с п. 563 ПБ НГП.

Помещения производственных объектов должны быть оборудованы постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, а также системой аварийной вентиляции, заблокированной с приборами контроля состояния воздушной среды для автоматического включения при превышении ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны – п. 1394 ПБ НГП.

В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала должны быть установлены газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения – п. 1394 ПБ НГП.

Датчики дозврывоопасных концентраций взрывопожароопасных веществ (ДВК) устанавливаются с учётом плотностей контролируемых газов и паров: в блоке очистки у вибросита и пескоотделителя; у основания вышки в начале желобной системы; у ротора в выщечно-лебедочном блоке; в насосном блоке и блоке приготовления растворов; в емкостном блоке; у емкостей топлива ДГУ; по периметру склада ГСМ.

Вторичные блоки газоанализаторов располагаются в помещении станции ГТИ, где обеспечивается постоянное дежурство оператора.

Автоматические газоанализаторы блокируются с устройствами световой и звуковой сигнализации, оповещающей персонал о наличии в помещении концентраций паров и газов, достигших 20 % НКПВ. Предусмотрено автоматическое включение вентиляции при достижении 10 % НКПВ, при достижении 50 % НКПВ – полное отключение оборудования и механизмов. Предусмотрено отключение вентиляции при пожаре.

Дополнительно контроль воздушной среды организован переносными газоанализаторами.

Котельная выполнена в блочно-комплектном исполнении полной заводской готовности, оснащена средствами КИПиА. Управление работой котла, системой водоподготовки и т.д. предусмотрено в автоматическом режиме.

Система автоматизации котельной предусматривает контроль и сигнализацию основных технологических параметров, в т.ч. контроль и сигнализацию загазованности СО, которая должна срабатывать на двух порогах (уровнях) концентрации: первого уровня «Порог 1» – при достижении предельно допустимой концентрации СО, равной 20 ± 5 мг/м³ (ПДК р.з.); второго уровня «Порог 2» – при достижении концентрации СО, равной 95-100 мг/м³ (5 ПДК р.з.).

Котельная оснащается устройствами, автоматически прекращающими подачу топлива к горелкам (согласно п. 15.5 СНиП II-35-76) при: понижении давления жидкого топлива перед горелками, кроме котлов, оборудованных ротационными горелками; уменьшении разрежения в топке; понижении давления воздуха перед горелками для котлов, оборудованных горелками с принудительной подачей воздуха; погасании факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается; повышении или понижении уровня воды в барабане; неисправности цепей защиты, включая исчезновение напряжения, только для котельных второй категории.

Вывод сигналов о неисправности оборудования котельной и срабатывании главного быстродействующего запорного клапана топливоснабжения котельной осуществляется в помещении с постоянным присутствием дежурного персонала.

Приборы, устанавливаемые на наружной площадке приняты исполнения ХЛ1. Присоединение датчиков давления к технологическому оборудованию предусмотрено через разделители сред, импульсные линии заполняются незамерзающей жидкостью.

Электрооборудование, контрольно-измерительные приборы, электрические светильники, средства блокировки, устанавливаемые во взрывоопасных зонах классов В-Іг и В-Іа, выполнены во взрывозащищенном исполнении и имеют уровень взрывозащиты, соответствующий классу взрывоопасной зоны, вид взрывозащиты – категории и группе взрывоопасной смеси – ПА-ТЗ .

Электропитание оборудования КИПиА осуществляется по 1-ой категории надежности электроснабжения обеспечивается проектными решениями внешнего и внутреннего электро-снабжения и резервированием источников питания.

Степень автоматизации ДЭС – первая.

В соответствии с требованиями п. 27 ПБ НГП, проектной документацией предусматривается постоянная видеорегистрация процесса строительства скважины. При этом должен формироваться видеоархив с использованием электронных средств носителей информации. Обновление архива производится не чаще, чем через 30 календарных дней. При видеорегистрации аварий и инцидентов видеоархив обновляется по окончании расследования их причин.

Видеокамеры монтируются в следующих точках контроля: общий вид буровой установки, буровая площадка (стол ротора), насосный блок, приемные мостки, панель КИПиА, система очистки. Данная схема позволяет полностью контролировать процесс работы буровой бригады, представителей сервисных компаний, спецтехники.

Видеокамеры, монтируемые во взрывоопасных зонах выполнены во взрывобезопасном исполнении.

14.3 – Средства диспетчеризации

Наименование устройства	Шифр	ГОСТ или ТУ
Спутниковая связь. Аппаратный состав: 1. Ku-Band 2W LINKSTAR BUS (СВЧ передатчик 2 Вт) 2. Ku-Band DRO LNB (10,95-11,7 GHz) (малошумящий преобразователь частоты) 3. LINKSTAR RCST Indoor Unitwith Power Cord (каналообразующее оборудование LinkStar DU) 4. Antenna 1,8 M Ku-Band, X-Pol, No Mount, Class 1, WR-75Feed (антенна диапазона 14/11-12 ГГц, диаметром 1,8 м) 5. VOIP-шлюз AddPac AP200D 6. Телефон		Импортовое

14.4 – Осуществление контроля за состоянием скважины с использованием станции геолого-технологических исследований (ГТИ)

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

Осуществляемый при строительстве скважины комплекс геолого-технологических исследований, предоставляемая станцией ГТИ отчетность должны соответствовать Указанию ПАО «ЛУКОЙЛ» РМ-159 от 16.11.2018 «Минимальные требования к оказанию услуг по проведению геолого-технологических исследований при строительстве и реконструкции скважин на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ».

Параметры, постоянно контролируемые станцией ГТИ: вес инструмента (нагрузка на крюке); крутящий момент стола ротора (ВСП); частота вращения стола ротора (ВСП); скорость перемещения талевого блока; положение талевого блока; перемещение инструмента; глубина бурения; давление, расход, плотность и температура бурового раствора на входе в скважину; газосодержание, температура, плотность и расход бурового раствора на выходе из скважины; число двойных ходов насосов; уровень бурового раствора в резервуарах; суммарный объем бурового раствора в емкостях; диэлектрическая проницаемость и минерализация раствора на входе и выходе из скважины.

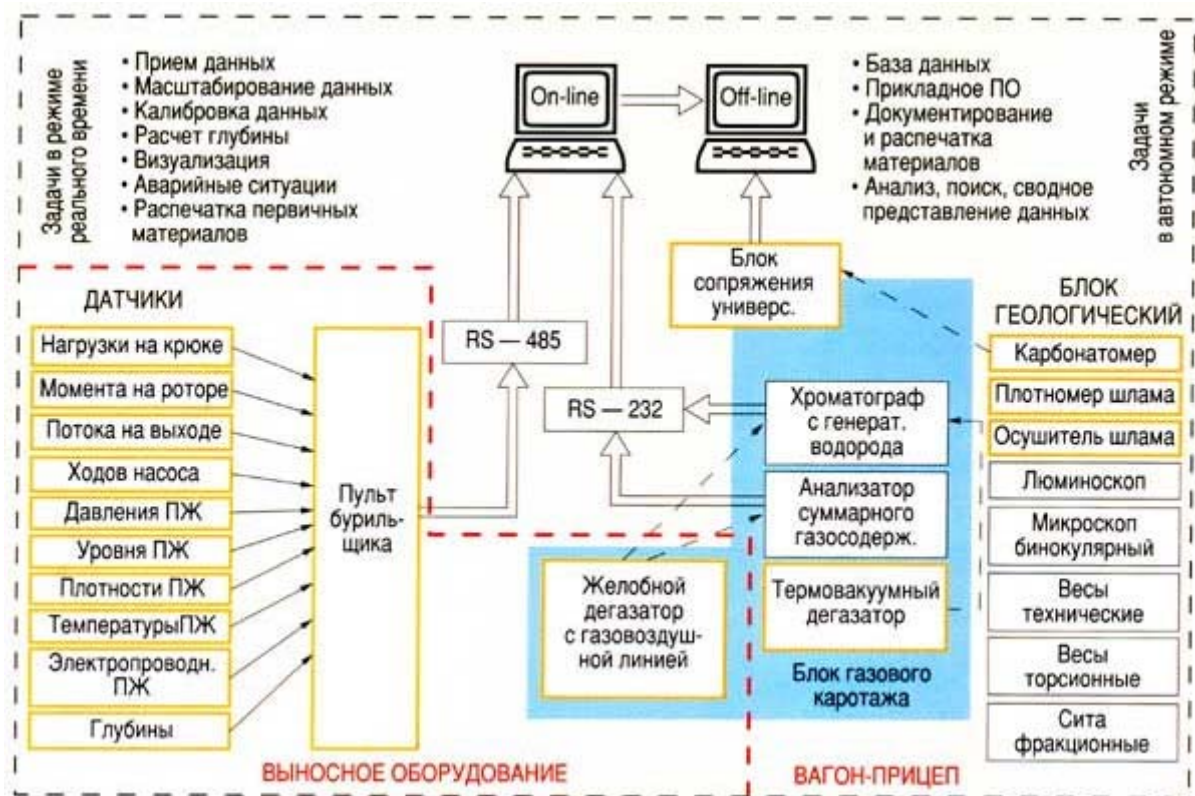


Рисунок 14.1 – Принципиальная схема станции ГТИ

14.5 – Конкретные решения, выполняемые комплексом ГТИ при бурении скважин

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<p><u>Геологические задачи</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Оптимизация получения геолого-геофизической информации (выбор и корректировка: интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов; интервалов, методов и времени проведения изменяемой части обязательных детальных исследований ГИРС); • Оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза; • Оперативное выделение пластов-коллекторов; • Определение характера насыщения пластов-коллекторов; • Оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов-коллекторов; • Контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов; • Выявление реперных горизонтов. 	<p>Исследование шлама, керна, бурового раствора:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Отбор образцов шлама через 5 м по всему разрезу и через 1-2 м в перспективных интервалах; • Фракционный анализ шлама; • Определение карбонатности пород (кальцит, доломит и нерастворимый остаток); • Люминесцентный анализ шлама и бурового раствора; • ИК-спектрометрия шлама с целью количественного определения нефти; • Оценка плотности и пористости шлама; • Определение объемного газосодержания бурового раствора; • Измерение суммарного газосодержания бурового раствора; • Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газовоздушной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора; • Периодическая термовакuumная дегазация (ТВД) проб раствора для калибровки дегазатора; • ТВД проб шлама. 	<ul style="list-style-type: none"> • Измерение окислительно-восстановительного потенциала; • Пиролиз горных пород; • Фотоколориметрия; • Определение вязкости и водоотдачи бурового раствора.
<p><u>Технологические задачи</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении; • Оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач; • Распознавание и определение продолжительности технологических операций; • Выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот; • Оптимизация спускоподъемных операций (ограничение скорости спуска, оптимизация загрузки грузоподъемных механизмов); • Контроль гидродинамических давлений в скважине; 	<p>Измерение и определение технологических параметров:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Глубина скважины и механическая скорость проходки; • Вес на крюке и нагрузка на долото; • Давление бурового раствора на стояке манифольда; • Давление бурового раствора в затрубье; • Число ходов насоса или расход на входе в скважину; • Расход бурового раствора на выходе из скважины (допускается индикатор потока); • Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости; 	<ul style="list-style-type: none"> • Удельное электрическое сопротивление раствора на входе и выходе; • Виброакустические характеристики работы бурового инструмента.

Решаемые задачи	Обязательные исследования и измерения	Дополнительные исследования и измерения
<ul style="list-style-type: none"> • Раннее обнаружение проявлений и поглощений при спускоподъемных операциях, управление доливом; • Определение пластового и перового давлений (прогнозирование зон АВПД и АВПоД); • Контроль спуска и цементирование обсадной колонны; • Диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе времени; • Диагностика работы бурового оборудования. 	<ul style="list-style-type: none"> • Скорость спуска и подъема бурового инструмента; • Плотность бурового раствора на входе и на выходе из скважины; • Скорость вращения ротора (при роторном бурении); • Крутящий момент на роторе (при роторном бурении); • Температура раствора на входе и на выходе из скважины. 	

Места расположения датчиков комплекса обязательных исследований и измерений

Наименование исследований	Место расположения датчиков
Определение объемного газосодержания бурового раствора, измерение суммарного газосодержания бурового раствора, расход бурового раствора на выходе из скважины (или индикатор потока), температура раствора на выходе из скважины, плотность бурового раствора на выходе из скважины	Желобная система, по возможности ближе к устью скважины
Дискретное или непрерывное измерение компонентного состава углеводородного газа (УВГ) в газозудной смеси (ГВС), извлеченной из непрерывно дегазируемого бурового раствора	Перед дегазатором
Вес на крюке	Неподвижный конец талевого каната
Давление бурового раствора на стояке манифольда	Стояк манифольда
Число ходов насоса	Буровые насосы
Расход на входе в скважину, плотность бурового раствора на входе в скважину, температура раствора на входе в скважину	Нагнетательная линия манифольда
Уровень и объем бурового раствора в приемных емкостях и доливочной емкости	Приемные емкости и доливочная емкость
Скорость вращения ротора, крутящий момент на роторе (при роторном бурении)	Ротор

14.6 – Информационная система сопровождения строительства скважин

Проектной документацией предусмотрено использование в процессе строительства скважины Информационной системы сопровождения строительства скважин.

Информационная система сопровождения строительства скважин (ИС ССС) предназначена для автоматизации следующих процессов:

- контроль технологии проведения работ и соблюдения требований технического проекта на строительство скважины;
- оптимизация процессов строительства скважин с использованием специальных инженерных программ;
- контроль соответствия реальных финансовых затрат затратам, представляемым к оплате подрядчиком буровых работ;
- формирование текущих и окончательных технико-экономических показателей строительства скважин;
- формирование «электронного дела» скважины.

В состав ИС ССС входят функциональные модули:

- Унифицированная система отчетности
 - работа с базой данных
 - авторизованный регламентируемый доступ пользователей
 - возможность просмотра, формирования и редактирования схемы и представлений справочного раздела БД
 - возможность ввода и редактирования объектов базы данных
- Формирование электронного дела скважины
 - хранение неоцифрованных документов по скважине в виде сканированных копий с подлинников документов, оформленных в процессе строительства скважин
 - ведение протокола просмотра и занесения документов и данных в раздел БД «Электронное дело скважины», а также выгрузка и передача данных для обмена между уровнями
 - прием данных в различных растровых форматах
- Оперативное управление строительством скважины
 - отображение данных технологических параметров в реальном времени
 - контроль технологического режима бурения скважины (выявление превышения пороговых значений)
 - формирование и сохранение экранов для просмотра данных
 - формирование и сохранение передаваемых управленческих решений в БД
- Комплексная система анализа геолого-технологической и геофизической информации
 - расчеты по прогнозу аномально-высоких пластовых давлений и давлений гидро-разрыва
 - литолого-стратиграфическое расчленение разреза
 - гидравлические расчеты в скважине
 - корреляция вскрываемых скважинами разрезов
 - выделение коллекторов и оценка характера их насыщения
 - анализ отработки долот
 - просмотр и обработка данных.
- Формирование технико-экономических показателей
 - формирование показателей в БД
 - анализ затрат времени и финансовых средств на строительство скважин
 - экспорт выходных форм ТЭП в электронные таблицы Microsoft Excel.

ИС ССС используется специалистами служб бурения нефтегазодобывающих обществ. При необходимости мониторинга строительства особо значимых и сверхсложных скважин к системе подключаются пользователи корпоративного центра.

15 ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Подраздел разработан в соответствии со следующими нормативными документами:
Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ;

Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.;

РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

15.1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ

Проектной документацией решаются задачи строительства поисково-оценочной скважины № 34 Хыльчюуской структуры.

Площадка скважины в административном отношении расположена на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области.

Начало бурения определяется 2024 годом, скважина наклонно-направленная, глубина скважины по вертикали 4250 м, по стволу 4327 м.

Основная задача, решаемая скважиной – изучение геологического строения Хыльчюуского участка недр, поиск залежей углеводородов, оценка запасов по категории С₁ и С₂.

В процессе бурения возможны нефтегазопроявления пластового флюида с параметрами, приведёнными в таблице 4.6.

Данные об отводимых под площадку строительства скважины участках приведены в разделе 4 Конструктивные и объёмно-планировочные решения.

Численность работающих на объекте приведена в п. 17.2 настоящей книги.

15.2. ПЕРЕЧЕНЬ ОПАСНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

15.2.1 Основные составляющие проектируемого объекта

Основные опасные составляющие проектируемого объекта представлены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Основные опасные составляющие проектируемого объекта

Составляющие опасного объекта	Краткая характеристика составляющих опасного производственного объекта
Производственная площадка	Буровая установка. Цементировочный агрегат ЦА-320М, насосный агрегат СИН31. Противовыбросовое оборудование. Арматура фонтанная. Котельная ПKN-2М.
Склад ГСМ	Хранение нефти для котельной, дизельного топлива и моторного масла для двигателей буровой установки и электростанций.
Склад химреагентов	Хранение компонентов для приготовления бурового раствора (подвозят по мере необходимости)

15.2.2 Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

В процессе строительства скважины используются химические реагенты, относящиеся ко II классу опасности по ГН 2.2.5.3532-18, являющиеся высокоопасными токсичными веществами: каустическая сода NaOH, соляная кислота HCl 14 %. При работе с данными химическими реагентами обязательно использование средств индивидуальной защиты (спецодежда, очки, респиратор, перчатки), обязательно должна быть возможность промыть чистой проточной водой те части тела, на которые могут попасть опасные вещества.

Используемая в процессе приготовления бурового раствора каустическая сода, применяется и хранится только в сухом гранулированном виде, в многослойной герметичной мешкотаре.

Используемая для переработки бурового раствора и для интенсификации притока пластового флюида в процессе освоения скважины соляная кислота завозится на объект по мере необходимости, хранение соляной кислоты на площадке куста скважин не допускается.

Кислота необходимой концентрации доставляется на объект посредством кислотовоза СИН37 в составе седельного тягача Урал 44202-0321-41 (44202-0321-31) и полуприцеп-цистерны на шасси Нефаз 9334-10-11 или автоцистерной для перевозки агрессивных жидкостей АЦК-105 на вездеходном шасси, или аналогичной техникой.

15.2.3 Сведения о признаках принадлежности проектируемого объекта к категории опасных производственных объектов

Для опасных производственных объектов бурения и добычи нефти, газа и газового конденсата, в соответствии с приложением 2 к Федеральному закону 116-ФЗ, устанавливаются следующие возможные классы опасности:

1) II класс опасности – для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода свыше 6 процентов объёма такой продукции;

2) III класс опасности – для опасных производственных объектов, опасных в части выбросов продукции с содержанием сернистого водорода от 1 процента до 6 процентов объёма такой продукции;

3) IV класс опасности – для опасных производственных объектов, не указанных в подпунктах 1 и 2.

Таким образом, проектируемый объект может быть отнесён ко IV классу опасности – опасный производственный объект низкой опасности.

В соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ, проектируемый объект подлежит обязательной регистрации в государственном реестре опасных производственных объектов, в порядке, установленном законом. Присвоение класса опасности опасному производственному объекту осуществляется при его регистрации в государственном реестре.

15.3 ДАННЫЕ О ТЕХНОЛОГИИ И АППАРАТУРНОМ ОФОРМЛЕНИИ

Процесс строительства скважин включает следующие этапы: вышкомонтажные работы, бурение и крепление, испытание. В период бурения и крепления используется буровая установка ZJ50DBS, в период испытания – ZJ50DBS или УПА-60/80.

Суммарная потребность компонентов бурового раствора, а также химреагентов для обработки цементного раствора на скважину приведена в табл. подраздела 7, 9. Химреагенты по мере необходимости завозятся из г. Усинска и хранятся на складе химреагентов. Склад химреагентов представляет собой стандартные 20-футовые металлические ISO-контейнеры, предохраняющий химреагенты от взаимодействия с окружающей средой.

Для предотвращения нефтегазоводопроявлений предусмотрено оборудование устья скважины противовыбросовым оборудованием по схеме ОП5 в процессе бурения и испытания скважины.

На площадке строительства скважин располагается склад ГСМ, оборудованный согласно п. 12.2 проектной документации.

Нефть доставляется с ЦПС «Южно-Хыльчуйского месторождения», дизельное топливо и моторное масло по мере необходимости доставляется из г. Усинск.

Для хранения ГСМ используются резервуары типа РНГ, производства ЗАО «Ухтинский экспериментально-механический завод».

В целях предотвращения разгерметизации склада ГСМ и разлива горючей жидкости, предусмотрены следующие проектные решения:

- склад ГСМ обвалован по периметру, высота обвалования составляет 1 м;
- емкости с ГСМ установлены на фундамент, исключающий прогиб и деформацию стенок.

Ёмкости ГСМ оборудованы:

- приёмо-раздаточными патрубками с запорной арматурой;
- дыхательными и предохранительными клапанами равнозначной пропускной способности, установленными на самостоятельных патрубках, вентиляционными патрубками с огнепреградителями;
- приборами контроля, сигнализации и защиты;
- устройствами подогрева.

Трубопроводная обвязка резервуаров и насосной обеспечивает возможность перекачки продуктов из одного резервуара в другой в случае аварийной ситуации.

Резервуары ЛВЖ и ГЖ для освобождения их в аварийных случаях от хранимых продуктов оснащаются быстродействующей запорной арматурой с дистанционным управлением из мест, доступных для обслуживания в аварийных условиях.

Тип климатического исполнения дыхательных и предохранительных клапанов – ХЛ1 (по ГОСТ 15150-69).

Оборудование и приборы, используемые на объекте должны быть взрывозащищенными (по классификации согласно гл. 6 федерального закона № 123-ФЗ), а также отвечать следующим требованиям:

- взрывобезопасное электрооборудование (уровень 1);
- электрооборудование имеет искробезопасную электрическую цепь (i);
- по допустимости применения в зонах – с промышленными парами (группа II);
- по наибольшей допустимой температуре поверхности – класс Т4 (135 °С).

15.4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ

15.4.1 Описание технических решений, направленных на предупреждение аварийных ситуаций

Для обеспечения безопасности при строительстве скважин буровые установки предусмотрено оснастить техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда.

В качестве решений по исключению аварий и выбросов опасных веществ проектом предусмотрены следующие средства механизация и автоматизации:

- катушка-лебедка для вспомогательных работ;
- пневматический клиновой захват или механизм для удержания труб;
- автоматический стационарный буровой ключ;
- пневматический раскрепитель бурильных свеч;
- влагоотделитель для пневмосистемы;
- искрогаситель выхлопных газов для двигателей внутреннего сгорания;
- приспособление против скатывания труб со стеллажей;
- накаты трубные;
- крюк самозакрывающийся для подтаскивания бурильных труб, инструмента и вспомогательных работ;
- блок якорный;
- крючок для подвески штропов;
- вилка для захвата вкладышей ротора;
- механизм для крепления, перепуска и измерения нагрузки неподвижной ветви талевого каната;
- ограничитель подъема талевого блока;
- отключатель буровой лебедки при перегрузке талевой системы и вышки;
- приспособление для правильной намотки каната на барабан лебедки стационарных буровых вышек;
- ключ для загибания шплинтов роликовых и втулочных цепей;
- приспособления для стягивания втулочно-роликовых цепей;
- приспособление для напрессовки и распрессовки пластин приводных рашковых цепей;
- очиститель бурильных труб;
- предохранитель к манометрам буровых насосов;
- комбинированный колпачок для перемещения долот типа ММБ-9-3-121;
- приспособление для отвинчивания долот;
- успокоитель талевого каната;
- стяжка для растяжных канатов вышек;
- приспособление для рубки стальных канатов;
- тележка для выброса бурильных труб из буровой;
- приспособление для смены талевого каната;
- устройство для долива скважины при подъеме бурильного инструмента;
- устройство против разбрызгивания бурового раствора;
- люлька универсальная верхнего рабочего для спуска обсадных колонн;
- устройство защитного отключения;
- приспособление для надевания предохранительных колец на бурильные трубы;
- пусковая задвижка с дистанционным управлением;

- предохранительный клапан со срезающим шплинтом (для сброса жидкости из нагнетательного трубопровода буровых насосов при превышении давления выше допустимого);
- подсвечник с подогревом;
- комплекс механизмов для смены быстроизнашивающихся деталей буровых насосов;
- съемник гидравлический для буровых насосов;
- устройство для безопасной смены резинового разделителя (виккеля блока воздушных колпаков бурового насоса).

Также проектом предусмотрены средства контроля технологических процессов, обеспечивающих измерение:

- основных параметров бурения;
- параметров промывочной жидкости и тампонажного раствора;
- износа (толщины) стенок обсадных и бурильных труб;
- герметичности обсадной колонны, устьевого оборудования методом опрессовки давления или снижения уровня и измерения уровня;
- устьевого, забойного и пластового давления;
- температурного режима работы скважины;
- поглощательной способности пласта.

Необходимая нормативно-техническая документация по безопасности труда включает:

1. Инструкции по промышленной безопасности и охране труда (ИПБОТ) для всех работников;
2. ИПБОТ 024-2008 Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для работников сторонних организаций;
3. Инструкции по промышленной безопасности и охране труда (ИПБОТ) при выполнении различных работ при строительстве скважин.

15.4.2 Описание технических решений, направленных на локализацию аварийных ситуаций

Для обеспечения безопасности работающих, на случай пожара при строительстве скважины, каждая строящаяся буровая должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Перечень первичных средств пожаротушения представлен в разделе 9 Проектной документации – Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Нормативно-техническая документация по пожарной безопасности включает в себя:

1. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85;
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Требования к производству сварочных работ на опасных производственных объектах», утв. приказом Ростехнадзора от 11.12.2020 N 519.

На случай аварийных ситуаций связь осуществляется с помощью радиостанции в вахтовом поселке и переговорных сигнализирующих устройств для буровых бригад.

15.4.3 Мероприятия по обеспечению безопасности при бурении скважин в зоне распространения ММП

Интервал 0-350 м сложен многолетнемерзлыми породами. Для предотвращения растепления и усадки ММП проектной документацией предусмотрено выполнение требований раздела XXVII ПБ НГП ПБ НГП, а также ряд основных технико-технологических мероприятий.

При бурении под кондуктор в качестве промывочного агента предусмотрено применение высоковязкого полимерглинистого бурового раствора с регулируемым содержанием твердой фазы (п. 518 ПБ НГП).

Кондуктор перекрывает всю толщу ММП с заходом башмака не менее чем на 50 м в устойчивые глины подстилающих отложений.

Бурение под направление и кондуктор производится в максимально короткие сроки, что сводит к минимуму тепловое воздействие на ММП.

Кондуктор в интервале ММП цементируется цементно-песчаной смесью, состоящей из цемента ПЦТ П-50 и вспученного перлитового песка (РД 39-00147001-767-2000) с добавлением ускорителя схватывания – хлористого кальция. В качестве буферных жидкостей предусмотрено использование незамерзающих композиций на основе диэтиленгликоля.

При опрессовке колонн и межколонных пространств, в интервале ММП предусмотрено использование незамерзающих жидкостей. Для этого в интервал 0-350 м закачивается незамерзающая жидкость – раствор хлористого кальция.

Для контроля за температурой в зоне ММП предусмотрено проведение термометрии скважины, а также постоянный замер температуры промывочной жидкости на выходе из скважины средствами станции ГТИ. Термометрия скважины проводится с помощью глубинных термометров (термометр электронный глубинный ТЭГ-35, термометр глубинный геликсный ТГИ-1М и т.п.). Замер температуры производится в интервале 0-350 м после спуска каждой обсадной колонны.

15.4.4 Мероприятия по обеспечению безопасности при прострелочно-взрывных работах (кумулятивной перфорации)

В процессе работы бригады освоения скважины, при кумулятивной перфорации эксплуатационной колонны в интервале продуктивного горизонта должны быть соблюдены следующие требования, направленные на безопасность данных работ:

1. Прострелочно-взрывные работы (ПВР) в скважинах должны проводиться в соответствии с требованиями Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности при производстве, хранении и применении взрывчатых материалов промышленного назначения", утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 3 декабря 2020 года № 494.

2. Меры безопасности, вытекающие из принятой технологии ПВР, должны быть указаны в "Техническом проекте на производство ПВР" в конкретной скважине. Разработанный геофизической организацией (подрядчиком) "Технический проект..." должен быть согласован с буровой (нефтегазодобывающей) организацией (заказчиком).

3. При выполнении ПВР в составе сложных технологий испытания и освоения скважин, требующих непосредственного взаимодействия персонала Подрядчика и Заказчика, работы должны выполняться по планам, совместно утверждаемым их руководителями.

4. Руководитель подразделения по выполнению ПВР (начальник партии, отряда) должен иметь право ответственного руководства взрывными работами. Руководитель взрывных работ, выполняемых с применением электровзрывания, должен пройти обучение электробезопасности с присвоением квалификационной группы не ниже III.

5. Непосредственную работу с взрывчатыми материалами (ВМ) могут выполнять только взрывники (каротажики, имеющие Единую книжку взрывника). Отдельные операции по работе с прострелочно-взрывной аппаратурой (ПВА), не связанные с обращением со средствами инициирования (СИ), монтажом и проверкой электровзрывной сети (ЭВС), обращением с отказавшими ПВА могут выполнять проинструктированные в установленном порядке рабочие геофизических партий (отрядов) под непосредственным руководством взрывника или руководителя взрывных работ.

6. Обслуживающий не геофизическое оборудование персонал, привлекаемый для выполнения спускоподъемных операций и задействования аппаратов, спускаемых на насосно-компрессорных или бурильных трубах, должен быть проинструктирован руководителем взрывных работ в части мер безопасности и работать под его наблюдением.

7. Геофизические организации должны иметь эксплуатационную документацию на все применяемые ими ПВА, изделия из взрывчатых веществ (ВВ), приборы взрывного дела, и руководствоваться ими на всех стадиях обращения с ними.

8. Условия применения ПВА в скважинах (максимальные температура и гидростатическое давление, минимальный проходной диаметр и др.) должны строго соответствовать допускаемым эксплуатационной документацией на конкретный ПВА. В скважинах с температурой и давлением в интервале перфорации (интенсификации) на уровне предельно допустимых ($\pm 10\%$) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА.

9. Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке ее территории, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного "Актом готовности скважины для производства ПВР", подписанным представителями Заказчика и Подрядчика.

10. При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторными устройствами, обеспечивающими герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА.

11. Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. При использовании ПВА нежесткой кон-

струкции (бескорпусных перфораторов, пороховых генераторов давления, шнуровых торпед и др.) ограничения по длине шаблона не устанавливаются.

12. Независимо от наличия электроустановок, все металлоконструкции скважины должны иметь надежную металлическую связь между собой, и заземлены на единый заземлитель (контур заземления скважины).

13. На скважине должны быть подготовлены площадки для работ по снаряжению и заряданию ПВА. Эти площадки должны быть удалены от жилых и бытовых помещений не менее чем на 100 м, от устья скважины на 50 м. При зарядке ПВА в ЛПС – 20 м от устья скважины. В случаях невозможности обеспечения указанных расстояний, размещение площадки должно быть выбрано с учетом минимального риска, согласовано с территориальным органом Госгортехнадзора и указано в проекте на производство ПВР.

14. Вокруг мест работы с ВМ и ПВА должны быть выставлены знаки обозначения границ опасных зон взрывных работ:

- мест снаряжения ПВА – радиусом не менее 20 м;
- устья скважины – радиусом не менее 50 м.

15. Для подсоединений отдельных заземляющих проводников геофизического оборудования на металлоконструкции скважины в легкодоступном, хорошо видимом месте знаком "Земля" должна быть обозначена точка подключения.

16. При выполнении ПВР в темное время суток на скважине должно быть освещение, выполненное с учетом требований "Единых правил безопасности при взрывных работах".

17. При использовании электрического метода взрывания должны выполняться меры по защите от блуждающих токов. В особых случаях, при невозможности их выполнения, работу с СИ и по монтажу ЭВС необходимо вести при соблюдении специальных мер, разрабатываемых геофизическими организациями и отражаемых в "Техническом проекте на производство ПВР". При этом в первую очередь должно предусматриваться применение допущенных Госгортехнадзором России технических средств защиты от блуждающих токов - защищенных систем электровзрывания, блокировок и др.

18. Проверка исправности полностью смонтированной ЭВС должна выполняться замером сопротивления при проводимости, допущенным для этих целей Ростехнадзором прибором после спуска аппарата на глубину не менее 50 м. После этого радиус опасной зоны вокруг устья скважины может быть уменьшен по указанию руководителя взрывных работ.

19. При подъеме задействованного ПВА в случае отсутствия аппаратного контроля за фактом и полнотой взрывания, вплоть до осмотра ПВА взрывником, режим опасной зоны вокруг устья скважины должен сохраняться.

Для обеспечения безопасности при хранении взрывчатых материалов должны соблюдаться следующие основные мероприятия:

Хранение взрывчатых материалов предусмотрено на открытых площадках в специальных контейнерах. Контейнеры должны быть исправны, опломбированы и пронумерованы.

Электродетонаторы, а также изделия с взрывчатыми веществами должны находиться только в заводской или специально предназначенной упаковке (таре).

Взрывчатые материалы разрешается хранить до заряжания на местах работ в размере суточной потребности.

Средства инициирования и боевики должны храниться отдельно, на расстоянии, исключающем передачу детонации.

Допускается хранить взрывчатые вещества в зарядных машинах на специально выделенной площадке, при этом срок хранения не должен превышать двух суток.

Допускается хранение не ближе 50 м от устья скважины и сооружений на площадке скважины.

При хранении взрывчатых веществ в контейнерах на площадках допускается размещение их в два яруса. Между рядами контейнеров должны оставаться проходы шириной, обеспечивающей проезд подъемно-транспортных механизмов.

Погрузочно-разгрузочные операции с взрывчатыми материалами на складах должны выполняться механизмами, грузоподъемность которых не менее номинальной массы брутто упакованных взрывчатых материалов, а также вручную. Лебедки подъема груза грузоподъемных машин (а у стреловых кранов и лебедки подъема стрелы) должны быть оборудованы двумя тормозами.

Детонаторы следует помещать в деревянный ящик, обитый изнутри войлоком, а снаружи – металлическими листами. Ящик должен устанавливаться на расстоянии не ближе 2 м от взрывчатых веществ и запирается на замок.

15.4.5 Мероприятия по обеспечению безопасности при работе с кислотными составами

В процессе строительства скважины проектной документацией предусматривается применение кислотных составов, содержащих соляную кислоту HCl 14 %-ной концентрации. Соляная кислота применяется для переработки бурового раствора и интенсификации притока. При освоении скважины кислотный состав, взаимодействуя с породами продуктивного пласта, увеличивает размер пор и каналов, тем самым улучшает коллекторские свойства продуктивного пласта. Максимальное разовое количество кислоты (кислотного состава), доставляемой на объект, в соответствии с объемом емкости кислотовоза – $13,7 \text{ м}^3$, или $13,7 \times 1100 = 15070 \text{ кг}$.

Все работы по освоению скважин и интенсификации притока ведутся по заранее разработанному плану работ, согласованному местным органом Ростехнадзора, а также в соответствии с разработанным, согласованным и утвержденным в установленном порядке технологическим регламентом.

Доставка и закачка в скважину готового кислотного состава осуществляется непосредственно перед началом работ по интенсификации притока посредством кислотовоза СИН37. Кислотовоз СИН37 предназначен для транспортировки, временного хранения и перекачки ингибированных растворов соляной кислоты с концентрацией до 35%, КСПО-2, а также растворов щелочей и солевых растворов. Объем цистерны СИН37 – до $13,7 \text{ м}^3$. Для безопасного проведения работ необходимо предусмотреть наличие резервного, незаполненного кислотовоза, для своевременной перекачки кислотного состава при негерметичности цистерны, или подающих линий на основном агрегате.

Хранение соляной кислоты на площадке буровой не предусматривается.

Закачка кислотного состава в скважину с последующей продавкой осуществляется установкой для кислотной обработки СИН32. Продавка кислотного состава до забоя осуществляется технической водой, после чего закрывается устье скважины (кольцевое пространство) и проводится продавка кислотного состава непосредственно в пласт.

Таким образом, при проведении работ исключается какой-либо контакт персонала, при нормальном рабочем процессе по интенсификации притока скважины.

При транспортировке и работе с кислотным составом необходимо соблюдать следующие мероприятия:

1. Транспортировка кислотного состава кислотовозами должна осуществляться в строгом соответствии с действующими Правилами перевозки опасных грузов автомобильным транспортом.

2. Обязательны к использованию средства индивидуальной защиты:

Работы персонала с неорганическими жидкими кислотами и щелочами должны проводиться с применением средств индивидуальной защиты, выдаваемых персоналу организации в установленном порядке, а именно – спецодежда для защиты от растворов кислот (эмблема красного цвета с изображением ярко-желтой реторты). Костюмы противощелочно-кислотные предназначены для работы с едким натром (концентрацией до 35%) и растворами кислот (концентрацией до 22 %) и могут быть использованы для защиты от высоких концентраций паров СДЯВ. В комплект костюма входят: куртка, брюки, шляпа, резиновые сапоги, перчатки и фартук, шлем-маска. Костюм изготавливается из односторонней прорезиненной ткани двух ростов. Для защиты органов дыхания необходимо иметь соответствующие средства защиты – противогаз ГП-7 с патроном ДПП-1.

В местах, где проводится работа с кислотным составом (устье скважины), следует иметь аварийный комплект средств индивидуальной защиты, а также средства для локализации аварийной ситуации и оказания первой помощи пострадавшим в случае аварийной ситуации (душ или ванна самопомощи, раковина самопомощи и др.), запас чистой пресной воды, нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

В качестве средства локализации утечки необходимо предусмотреть комплект пакетированных сорбентов (например, производства компании SPC-Brady). Количество «пакетов» – 314

шт. для локализации возможных проливов кислотного состава в радиусе 10 м вокруг устья скважины и кислотовоза, 50 шт. размещаемых непосредственно на устье скважины, под фонтанной арматурой, а также 100 шт. размещаемых между кислотовозом и устьем скважины (под подающей линией).

3. При работе с кислотным составом должна обеспечиваться возможность аварийного освобождения резервуара кислотовоза в случае его разгерметизации, или неисправности в другой резервный незаполненный резервуар.

4. На объекте необходимо предусмотреть установку указателя направления ветра, видимого из любой точки территории ведения работ.

5. Кислотный состав прокачивается до нижней границы интервала перфорации скважины (нижней границы фильтра) по насосно-компрессорным трубам, несмотря на кратковременный контакт материала труб с кислотным составом необходимо предусмотреть контроль толщины стенки НКТ неразрушающими методами. Повторное использование насосно-компрессорных труб допускается только после проведения их технического диагностирования и определения остаточного ресурса. Техническое диагностирование оборудования и трубопроводов и определение его остаточного ресурса осуществляются в установленном порядке.

6. Запорная арматура на кислотовозе и на фонтанной арматуре должна быть легкодоступна для персонала. Необходимо обеспечить герметичность и исправность запорной арматуры на кислотовозе и на фонтанной арматуре скважины.

7. Линия подачи кислотного состава должна быть смонтирована с уклоном от кислотовоза к фонтанной арматуре. Величина уклона должна обеспечивать полное опорожнение линий в скважину при полной закачке всего объема кислотного состава. После закачки всего объема кислоты, в цистерну необходимо подать около одного кубического метра технической воды и прокачать ее в скважину за кислотой с целью промывки подающей линии. Дальнейшую продавку кислотного состава осуществлять посредством насосной установки СИН32, технической водой.

16 ПРОТИВОФОНТАННАЯ И ГАЗОВАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Интервалы газонефтеводопроявлений, ожидаемых в процессе бурения скважины, приведены в геологической части проекта.

В целях предупреждения возможных выбросов при проводке скважины необходимо соблюдать требования безопасности, указанные в инструкциях:

1. «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве скважин в нефтяной и газовой промышленности». Госгортехнадзор России, № 80, 31.12.1998г. РД 08-254-98.

2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.

3. «Инструкция по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах нефтяной отрасли. Минтопэнерго России. Госгортехнадзор России, 22.06.1995г.

4. «Типовая инструкция по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтепроявлений при строительстве скважин на нефть и газ. Госгортехнадзор. 16.11.1988г.

Выбор противовыбросового оборудования в проекте произведен согласно ГОСТ 13862-90 по максимальному избыточному внутреннему давлению и необходимому диаметру пропускного отверстия.

Монтаж противовыбросового оборудования следует производить по чертежам, согласованным с Ростехнадзором РФ, Военизированной частью по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов.

Эксплуатацию противовыбросового оборудования следует производить согласно «Инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования».

Проектной документацией предусмотрена установка основного и вспомогательного пультов управления преверторами. В соответствии с требованиями п. 434 ПБ НГП, основной пульт управления устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, вспомогательный – непосредственно возле пульта бурильщика.

В проекте предусмотрено утепление на зимний период всех узлов противовыбросового оборудования (основной пульт, преверторы, блок дросселирования и дегазации).

Система противофонтанной арматуры ВСП включает в себя две встроенные шаровые задвижки, одна из которых имеет дистанционное управление с пульта бурильщика.

Опрессовку обсадных колонн, несущих противовыбросовое оборудование, производить согласно требованиям «Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность» в следующие периоды:

- до спуска в скважину;
- после цементирования колонны;
- периодически в процессе бурения через каждые 50 спускоподъемных операций.

На буровой обязательно иметь следующую документацию по противофонтанной безопасности:

- паспорта на противовыбросовое оборудование, колонную головку, вакуумный дегазатор;
- инструкции, указанные выше;
- график проведения учебных тревог «выброс»;
- фактическую схему обвязки устья скважины ПВО;
- мероприятия по безаварийной проводке скважины;
- практические действия буровой бригады в случае возникновения газонефтеводопроявлений;
- план на вскрытие продуктивных горизонтов и дальнейшее бурение скважины;

- мероприятия по предупреждению истирания промежуточных колонн, несущих противовыбросовое оборудование.

16.1 ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ТРЕБОВАНИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ

Перед вскрытием пласта с возможным флюидопроявлением необходимо:

- проверить готовность персонала к работам с возможными газонефтеводопроявлениями, к которым допускаются бурильщики и другие специалисты, прошедшие соответствующее обучение по курсу "Контроль скважины, управление скважиной при газонефтеводопроявлении";
- подготовить и иметь на буровой план ликвидации аварий, ознакомить с ним производственный персонал и оформить в личных картах инструктажа под роспись, план ликвидации аварий должен быть вывешен на видном месте, доступном для каждого работника;
- провести инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений;
- провести проверку состояния буровой установки, ПВО, инструмента и приспособлений;
- провести учебную тревогу в соответствии с графиком проведения учебных тревог;
- проверить наличие запаса бурового раствора, соответствие проекту параметров бурового раствора в скважине и на поверхности в циркуляционной системе;
- провести оценку готовности к оперативному утяжелению бурового раствора, наличия достаточного количества компонентов для экстренного увеличению его запаса.

Вскрытие продуктивного пласта производить после проверки выполнения всех вышеуказанных мероприятий, подтверждения готовности буровой установки и буровой бригады к продолжению бурения скважины. Проверка осуществляется комиссией под председательством ответственного лица, утвержденного руководителем организации, при участии специалистов службы охраны труда и техники безопасности, других специалистов и представителей противодобывочной службы (противодобывочной военизированной части).

По результатам проверки составить акт готовности, на основании которого военизированный отряд выдаёт письменное разрешение на вскрытие и бурение продуктивного пласта.

Персонал буровой бригады должны быть обучены методам раннего обнаружения ГНВП, практическим действиям по герметизации устья скважины и её глушению. Теоретическая подготовка представляет собой обучение 1 раз в год по программе:

- причины ГНВП, их признаки, механизм воздействия промывочной жидкости на стенки скважины, КИП раннего обнаружения ГНВП, противовыбросовое оборудование и запорная арматура, порядок действий при герметизации устья скважины, правила эксплуатации ПВО, правила применения средств индивидуальной защиты, правила оказания первой доврачебной помощи.

- обучение обязаны пройти бурильщик, помощник бурильщика (первый, второй, третий), дизелист буровой установки, старший дизелист, слесарь буровой установки, электрослесарь по обслуживанию буровой установки, лаборант бурового раствора.

В соответствии с "Методическими указаниями по обучению рабочих бригад бурения и ремонта скважин первоочередным действиям при ГНВП" регламентированное время по герметизации устья скважины составляет:

- при бурении и наличии обратного клапана, шарового крана – 4 мин.;
- при отсутствии обратного клапана, шарового крана – 14 мин.;
- при СПО не более 12 мин.;
- при отсутствии инструмента в скважине, когда устье оборудовано универсальным превентором или превентором с глухими плашками – 4 мин.;
- при спуске одной свечи с навинчиванием шарового крана – 17 мин.;
- при спуске обсадных колонн и при наличии плашек в ПВО под колонну – 16 мин.

16.2 РАННЕЕ ОБНАРУЖЕНИЕ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИЙ (ГНВП). ПРИЗНАКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ГНВП

Признаками ГНВП являются:

- увеличение объёма (подъём уровня) бурового раствора в приёмных ёмкостях при бурении или проведении СПО;
- увеличение расхода (скорости) выходящего из скважины бурового раствора;
- повышение газосодержания в промывочной жидкости;
- несоответствие объёмов металла поднятых (спущенных) труб и доливаемой (вытесняемой) в скважину (из скважины) жидкости;
- снижение плотности бурового раствора;
- поступление жидкости из скважины при неработающих насосах;
- изменение давления при прочих неизменных условиях их работы;
- резкий прирост скорости механического бурения при неизменных параметрах режима;
- увеличение вращающего момента на роторе;
- снижение уровня раствора в скважине при технологических остановках и простоях.

16.3 СТАДИИ КОНТРОЛЯ СКВАЖИНЫ (ЛИНИИ ЗАЩИТЫ ОТ ОТКРЫТОГО ВЫБРОСА)

Первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счёт поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости, для чего:

- в скважине и на поверхности (в циркуляционной системе) обеспечить приготовление и поддержание проектных параметров бурового раствора;

- плотность бурового раствора рассчитывается поинтервально в соответствии с п. 387 ПБ НГП. По совместному решению заказчика, подрядчика и проектировщика допускается подбор плотности бурового раствора в процессе работ, после проведения анализа, в случае поглощения бурового раствора в процессе бурения, вскрытия коллекторов при забойном давлении приближающемся к пластовому. Углубление скважины в таких условиях должно осуществляться по специальному плану с комплексом мероприятий по предотвращению газонефтеводопроявлений.

- при вскрытии или наличии вскрытых высоконапорных горизонтов необходимо проверить возможное поступление флюида в скважину из пласта. Для этого следует при необходимости произвести контрольный спуск инструмента на 100-150 м от забоя в башмак колонны или в безопасную от прихвата зону, сделать технологическую остановку на 6-8 часов и промыть скважину в течение цикла. После этого спустить инструмент до забоя, промыть скважину по циклу с регистрацией параметров бурового раствора. При отсутствии пачек бурового раствора насыщенного газом или с меньшей, чем обычно вязкостью можно произвести подъём инструмента, а при их наличии дальнейшие работы на скважине проводятся по плану утверждённому главным инженером бурового предприятия.

- спуск инструмента при наличии ниже башмака колонны зон, в которых возможно поступление флюида, должен производиться с промежуточными промывками, интервалы которых устанавливаются руководством бурового предприятия в зависимости от интенсивности его поступления и записываются начальником (мастером) в вахтовом журнале. Работы по допуску инструмента на забой при наличии указанных признаков (поступление газа и насыщение им бурового раствора) проводятся по плану, утверждённому руководством бурового предприятия при непосредственном контроле со стороны ИТР. До поступления такого плана вахта действует согласно ПЛВА, согласованному с Ростехнадзором, имеющемуся на буровой;

- перед подъёмом инструмента после отработки долота или проведении других технологических операций, при наличии в скважине пачек раствора с различными параметрами, а также

при различии параметров входящего и выходящего растворов, промыть скважину и привести параметры раствора в соответствие с проектом;

- проводить постоянный контроль параметров бурового раствора со следующей периодичностью:

- условная вязкость – 1 раз в 15 минут
- плотность – 1 раз в 15 минут
- температура выходящего раствора 1 раз в час
- водоотдача – 1 раз в час
- статическое напряжение сдвига 1 раз в час
- водородный показатель 1 раз в 2 часа.

- не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобождённого от газа), находящегося в циркуляции, более чем на $0,03 \text{ г/см}^3$ от установленной проектом величины.

Вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счёт использования гидростатического столба жидкости и противовыбросового оборудования для чего:

- увеличение объёма бурового раствора не должно превышать допустимой величины, которая устанавливается в размере $0,5V_{\text{пр}}$ (но не более $1,5 \text{ м}^3$), рассчитанном по каждому вновь вскрываемому пласту – коллектору. При обнаружении увеличения объёма бурового раствора в приёмных ёмкостях на $1,5 \text{ м}^3$ бурение следует прекратить. Инструмент приподнять над забоем, остановить буровой насос, скважину загерметизировать. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и в затрубном пространстве. В течение 5-10 минут исследовать состояние скважины, выяснить причину увеличения объёма раствора в приёмных ёмкостях, определить параметры ГНВП: давление в бурильной колонне и в затрубном пространстве, объём полученного притока раствора. После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным появлением грифонов вокруг скважины. Сообщить в диспетчерскую или инженерно-технологическую службу, приступить к подготовке ликвидации ГНВП под руководством ответственного ИТР по плану ПЛА, утверждённому главным инженером бурового предприятия, на основе карты глушения;

- при снижении давления в нагнетательной линии немедленно определить его причину;

- при повышении газосодержания в буровом растворе выше 5% по объёму бурение прекратить, приступить к дегазации бурового раствора, довести раствор до требуемых параметров и продолжить углубление;

- при изменении скорости потока выходящего потока бурового раствора определить размер увеличения объёма раствора в приёмных ёмкостях;

- к подъёму бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии ГНВП, разрешается приступать только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъёма и спуска бурильной колонны. Особенно тщательно следует контролировать объём доливаемого бурового раствора, сопоставляя его с объёмом поднимаемого металла труб. При разнице между объёмом доливаемого раствора и объёмом металла поднятых бурильных труб более $0,5 \text{ м}^3$ подъём должен быть прекращён. С момента обнаружения ГНВП до момента полной герметизации устья скважины в приёмную ёмкость должно поступить не более $1,5 \text{ м}^3$ раствора;

- спуск колонны бурильных труб осуществляется при непрерывном контроле объёма вытесняемого раствора.

Порядок герметизации скважины при бурении:

- остановить вращение ВСП;
- поднять долото над забоем из расчёта выхода первой муфты на $0,5 \text{ м}$ над ротором;
- зафиксировать тормоз буровой лебёдки;
- остановить насос без закрытия ДЗУ;

- открыть задвижку с гидроприводом, крестовины превентора на линии, ведущей к открытому дросселю;
- закрыть универсальный превентор (или верхний плашечный);
- закрыть задвижку перед дросселем.

Третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация ГНВП стандартными методами, а так же по ПЛА и обеспечение возможности восстановления первой линии защиты.

16.4 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОПЕРАЦИИ ПО КОНТРОЛЮ ВОЗМОЖНОГО ПОСТУПЛЕНИЯ ФЛЮИДА В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Для проверки возможного поступления флюида в ствол скважины при необходимости произвести трёхкратный подъём долота над забоем на высоту равную длине бурильной трубы и провести полный вымыв забойной пачки на устье при периодическом вращении инструмента. При отсутствии признаков поступления флюида в ствол скважины продолжить углубление.

Для проведения технологических операций, связанных с подъёмом труб и оставлением скважины без бурильной колонны (смена долота, геофизические работы), необходимо промыть скважину в течение одного цикла. Бурильную колонну поднять в башмак последней обсадной колонны, скважину долить до устья и оставить на требуемое время. В течение технологической остановки проводить наблюдение за состоянием скважины.

После технологической остановки спустить бурильную колонну до забоя, промыть скважину до полного вымыва газированной пачки и выравнивания параметров бурового раствора.

При углублении скважины необходимость в проведении и продолжительность технологических стоянок определяется главным инженером бурового предприятия и планами работ.

Спуск колонны бурильных труб осуществлять при постоянном контроле объёма вытесняемого раствора. При снижении уровня раствора скважину доливать, тщательно контролировать объём доливаемой жидкости. При отклонениях в объёме доливаемого раствора в сторону уменьшения на 0,5 м³ спуск колонны прекратить. Установить причину отклонения в соответствии с признаками раннего обнаружения ГНВП. При установлении факта ГНВП приступить к его ликвидации. Спуск колонны продолжить только после достижения баланса.

При установлении "провала" инструмента – бурение прекратить. Промыть скважину и произвести выравнивание параметров бурового раствора до полного выхода забойной пачки. При получении полного поглощения немедленно заполнить скважину через затрубье до устья буровым раствором, в том числе лёгким или водой.

Проектные решения предусматривают недопущение ГНВП в процессе строительства скважины. Основными из указанных решений являются:

- предлагаемая конструкция скважины (при уточнении в процессе углубления данных о пластовых и поровых давлениях, после их тщательного анализа рассмотреть возможность корректировки конструкции скважины);
- параметры бурового раствора, выбранные в соответствии с исходными горно-геологическими условиями;
- наличие материалов и химических реагентов, в том числе нейтрализующих сероводород для приготовления двойного запаса бурового раствора на поверхности, перед вскрытием продуктивного горизонта, а также наличие градуированной мерной емкости оснащенной уровнем, для контролируемого долива скважины;
- углубление скважины в интервалах, где возможно ГНВП, проводить в присутствии ИТР, владеющего методикой раннего обнаружения проявлений. Работы вести по специальному плану, утверждённому главным инженером бурового предприятия.

16.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП ПРИ СПО

Проведение СПО вызывает колебания давления в скважине вследствие движения колонны бурильных труб в ограниченном пространстве, заполненном буровым раствором. Абсолютные значения переменных давлений могут стать достаточными для гидроразрыва пластов или притока пластового флюида в ствол скважины. Результатом может стать ГНВП и другие осложнения, связанные с изменением прочности горных пород.

Для предупреждения и контроля ГНВП во время СПО следует выполнять мероприятия по регулированию параметров бурового раствора (выровнять свойства по всему объёму циркуляции) и скорости движения труб в скважине, следить за уровнем жидкости в кольцевом пространстве, контролировать разность объёмов доливаемого или вытесняемого бурового раствора и металла извлекаемых или спускаемых труб. Запрещается вести подъём бурильной колонны при наличии сифона или поршневания. При их появлении подъём следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб. При невозможности устранить сифон подъём труб производить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемого и доливаемого объёмов раствора. При невозможности устранить поршневание подъём труб производить с промывкой, вращением труб ротором и выбросом труб на мостки через шурф.

Во избежание снижения давления на пласт, подъём инструмента на высоту 100 м от кровли вскрытого коллектора производить на первой скорости.

При вскрытом проявляющем горизонте нельзя допускать падение уровня бурового раствора в скважине. Через каждые 5 свечей бурильных труб (для УБТ – после подъёма каждой свечи) должно быть обеспечено контролируемое по объёму заполнение скважины с отметкой времени заполнения по индикаторной диаграмме.

После подъёма долота необходимо долить скважину до устья, убедиться в отсутствии перелива или падения уровня.

При наличии вскрытых проявляющих трещиноватых горизонтов, любые остановки при отсутствии в скважине бурильной колонны должны быть сведены к минимуму. В случае вынужденных остановок, при отсутствии инструмента в скважине, должно быть установлено постоянное наблюдение за устьем и обеспечена быстрая возможность герметизации устья на "аварийной" трубе ("аварийная" труба – специальная опрессованная бурильная труба, по диаметру и прочностным характеристикам соответствующую верхней секции бурильной колонны; труба должна быть окрашена в желтый цвет и снабжена шаровым краном, находящемся в открытом положении). При отсутствии такой возможности в скважину должна быть опущена "аварийная" труба с шаровым краном, скважина – загерметизирована.

Если при полностью поднятом инструменте начнётся перелив скважины, следует приступить к спуску на максимально возможную глубину, наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном, присоединить ВСП, загерметизировать устье и наблюдать за ростом давления в затрубном пространстве. При достижении критической величины давления (80 % от давления опрессовки обсадной колонны при бурении под эксплуатационную колонну и 90 % давления опрессовки эксплуатационной колонны) производить стравливание через дроссельную линию до появления жидкости.

Дальнейшие работы производить по плану, утверждённому главным инженером бурового предприятия.

При спуске и подъёме инструмента постоянно наблюдать за положением уровня в скважине, вытеснением раствора при спуске свечи и наличием перелива при подъёме порожнего элеватора. Через каждые пять спущенных свечей (УБТ – через каждую свечу) по мерной линейке, установленной в приёмных ёмкостях, замерять объём вытесненного раствора сопоставлять его с предыдущим и регистрировать. Уменьшение против контрольного объёма бурового раствора, доливаемого в затрубье, при подъёме бурильной колонны на $\frac{1}{4} V_{пр}$ (но не более 1 м^3) и увеличение против контрольного объёма бурового раствора в приёмной ёмкости при спуске бурильной колонны на $\frac{1}{4} V_{пр}$ (но не более 1 м^3) свидетельствует о начале ГНВП. В этом случае

следует немедленно приступить к спуску бурильных труб, контролируя объём вытесняемого бурового раствора, спуск необходимо продолжать до тех пор, пока объём поступившего пластового флюида не превысит $\frac{1}{2} V_{\text{пр}}$.

При спуске инструмента проводить промывку в башмаке колонны или в зоне, расположенной выше проявляющего горизонта. Дальнейший спуск при наличии ниже башмака зон, в которых наблюдается разгазирование, должен производиться с продолжительностью не менее одного цикла или до выхода забойной пачки и приведения его параметров в соответствие с проектом.

В случае остановок продолжительностью до двух часов, при вскрытых продуктивных горизонтах во время проведения СПО наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном и обеспечить непрерывное наблюдение за устьем скважины и возможность немедленного закрытия превентора. При ожидаемых остановках более двух часов должны быть приняты меры по спуску инструмента в башмак колонны.

Для уменьшения нагрузок на пласт допуск последних 50-100 м бурильных труб до зоны поглощения производить со скоростью не более 0,5 м/с.

При обнаружении перелива из скважины остановить спуск инструмента, наверхнуть "аварийную" трубу с шаровым краном, присоединить ВСП, загерметизировать устье и регистрировать давления на стояке и в затрубье. В случае возрастания давлений дальнейшие работы проводить в соответствии с проектными решениями или по дополнительному плану.

16.6 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП И ПОРЯДОК РАБОТЫ ПО ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ ПРИ ОТСУТСТВИИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА В СКВАЖИНЕ И ПРИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ РАБОТАХ. ИСПЫТАНИЕ СКВАЖИНЫ

При бурении в интервалах возможных ГНВП продолжительность остановок должна быть сведена к минимуму.

При вскрытых проявляющих горизонтах запрещается проводить профилактические ремонты при полностью поднятом из скважины инструменте. Смена тормозных колодок, ремонт лебёдки, центрирование вышки, замена двигателя, смена талевого каната и др. должны производиться при нахождении бурильного инструмента у башмака промежуточной колонны при закрытых превенторах и установленном шаровом кране.

При проведении геофизических работы в скважинах под давлением в комплект наземного оборудования должны входить лубрикаторы, испытанные на давление, ожидаемое на устье.

Перед проведением геофизических работ в скважине со вскрытыми проявляющими горизонтами необходимо провести технологическую остановку бурильного инструмента в башмаке обсадной колонны с последующим спуском инструмента до забоя и промывкой не менее одного цикла, до полного выравнивания параметров бурового раствора. Длительность технологической остановки определяется технологической службой бурового предприятия. Разрешение на производство промыслово-геофизических работ даёт руководитель бурового предприятия после комиссионной проверки состояния скважины (по результатам технологической остановки) и готовности буровой.

Продолжительность каротажных работ не должна превышать 75 % продолжительности технологической остановки. В случае необходимости окончание комплекса геофизических работ может быть проведено после повторной подготовки скважины.

В течение всего периода проведения электрометрических работ первый помощник бурильщика ведёт постоянное наблюдение за устьем с контролем уровня бурового раствора в скважине. При увеличении поступившего в приёмную ёмкость объёма промывочной жидкости на величину, превышающую 0,5 от $V_{\text{пр}}$ (но не более 1,5 м³) бурильщик приостанавливает геофизические работы и даёт указание о немедленном подъёме геофизических приборов из скважины. По окончании подъёма приборов буровая бригада приступает к спуску бурильных труб в скважину и продолжает его пока объём поступившего флюида не превысил допустимую вели-

чину (все члены бригады должны знать допустимые объёмы поступления флюида, они должны быть указаны в плане ликвидации возможных аварий и на специальном плакате в культбудке). Инструмент разгружают на ротор, соединяют ВСП с шаровым краном и подвешивают инструмент на талевой системе так, чтобы замок первой трубы был на уровне элеватора. Тормоз лебёдки закрепляется, клинья демонтируются, страхуют, при необходимости колонну от выталкивания. Закрывается выкидная задвижка манифольда буровых насосов. Первый и третий помощники бурильщика проверяют задвижки на выкидных линиях, из которых резервные и задвижка на отводе на дегазатор должны быть открыты, а остальные закрыты. Бурильщик с помощью дублёра пульта управления открывает гидроприводную задвижку на линии дросселирования и закрывают универсальный превентор, а при его отсутствии – верхний плащечный. После 5-10 мин. регистрируют избыточное давление на устье скважины, не допуская его превышения над расчётным для последней спущенной колонны и над давлением гидроразрыва. Сообщают мастеру или руководству бурового предприятия об осложнении на скважине и приступают к вымыву поступившего в скважину флюида по плану ПЛА. При невозможности быстрого подъёма геофизических приборов из скважины (инструмент прихвачен или находится на большой глубине), принимается решение о рубке кабеля и производится спуск бурильного инструмента и глушение скважины как указано выше.

Испытание скважины осуществляется согласно плану работ, составленному с учётом технологических регламентов на указанные работы, утверждённому техническим руководителем бурового предприятия и согласованному с заказчиком.

Приток пластового флюида вызывается созданием регламентируемых репрессий за счёт замены бурового раствора на среду с меньшей плотностью (вода, нефть) при этом разница между плотностями последовательно заменяемых сред не должна превышать $0,5-0,6 \text{ г/см}^3$, при большей разнице ограничиваются темпы снижения противодавления на пласт.

Работы по испытанию скважины осуществляются после выполнения следующих работ:

- шаблонировки эксплуатационной колонны и опрессовки её совместно с колонной головкой и ПВО на расчётное давление;
- установки на устье фонтанной арматуры (опрессованной предварительно на пробное давление) и опрессовки её на давление, на которое опрессована эксплуатационная колонна;
- устье с превенторной установкой, блок манифольда и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утверждённой схемой, согласованной с Ростехнадзором и противофонтанной службой;
- монтаж сепаратора и ёмкостей для сбора пластового флюида и для жидкости глушения скважины.

Запрещается испытание скважины при наличии некачественного цементного камня за эксплуатационной колонной и межколонных перетоков.

16.7 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ ГНВП ПРИ СПУСКЕ КОЛОННЫ-ХВОСТОВИКА

При спуске хвостовика плашки превентора заменяются на плашки, соответствующие диаметру хвостовика, или на приёмных мостках должна находиться бурильная труба с переводником на обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

В процессе спуска хвостовика (потайной колонны) следует контролировать характер и объём вытесняемого бурового раствора в зависимости от типа применяемого обратного клапана. При спуске колонны с клапаном и автоматическим заполнением буровым раствором вести периодический долив с целью контрольной проверки полноты заполнения. Уровень бурового раствора должен быть на устье и контролироваться визуально. Производить промежуточные промывки согласно подразделу 9 Крепление скважины, а также в интервалах осыпей и обвалов.

При достижении проектной глубины необходимо промыть скважину с выравниванием параметров бурового раствора в соответствии с проектными значениями. Промывку скважины производить в течение 1,5-2 циклов, чтобы убедиться в отсутствии разгазированных пачек бурового раствора, с расчётной производительностью по наименьшей скорости восходящего потока в кольцевом пространстве в процессе бурения под данную колонну.

Запрещается начинать цементирование хвостовика при наличии признаков газонефтеводопроявления. Если в процессе цементирования будут обнаружены признаки ГНВП, то цементирование необходимо продолжить при закрытых превенторах с регулированием противодействия в затрубном пространстве. ОЗЦ при этом должно проходить с противодействием в межколонном пространстве. После ОЗЦ произвести опрессовку, способ и давление опрессовки хвостовика назначаются в соответствии с указаниями подраздела 9 Крепление скважины.

16.8 ТРЕБОВАНИЯ К АВАРИЙНОМУ ЗАПАСУ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ, ИНСТРУМЕНТОВ, МАТЕРИАЛОВ, СПЕЦОДЕЖДЫ, СРЕДСТВ СТРАХОВКИ И ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ГНВП И ОТКРЫТЫХ ФОНТАНОВ

В соответствии с требованиями п. 466 ПБ НГП, организация, эксплуатирующая ОПО нефтегазового комплекса, должна обеспечить на складах наличие в полной боевой готовности технических устройств, инструментов, материалов, спецодежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов.

Перечень и количество технических устройств, инструментов, материалов, спецодежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых для ликвидации ГНВП и открытых фонтанов, приняты в соответствии с Положением о складах аварийного запаса оборудования, специальных приспособлений, инструмента, материалов, специальной одежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов. Изменения и дополнения перечня согласовываются с противифонтанными военизированными частями.

Склады аварийного запаса (АЗ) по объёму закладываемых средств подразделяются на основные и вспомогательные. Основные склады размещаются в местах дислокации военизированных отрядов.

Таблица 16.1 – Перечень комплектов оборудования, приспособлений, инструментов и других материалов, подлежащих хранению на складах аварийного запаса

№ п/п	Наименование комплекта	Место хранения	
		Основной склад АЗ	Вспомогательный склад АЗ
1	Приспособления и оснастка для сброса аварийного оборудования и наведения запорной арматуры	X	X
2	Оборудование для создания базы на устье скважины	X	-
3	Запорная арматура для установки на устье скважины	X	X
4	Приспособления для сверления отверстий и тампонирувания	X	-
5	Устройства для резки труб	X	-
6	Оборудование и приспособления для принудительного спуска и подъема труб под давлением	X	-
7	Приспособления и устройства для растаскивания оборудования и подготовки устья скважины	X	X
8	Комплект для обустройства рабочих и переходных площадок на устье скважины	X	X
9	Оснащение и материалы бытового обеспечения	X	X
10	Пункт заправки и ремонта газозащитной аппаратуры	X	-
11	Оборудование для электро-, гидро- и пневмопривода приспособлений и устройств	X	-
12	Сменная спецодежда, предохранительные приспособления, защитные средства, материалы, медикаменты	X	X
13	Инструмент и материалы	X	X
14	Оснащение оперативной машины	X	-

Таблица 16.2 – Перечень оборудования, приспособлений, инструмента, материалов, специальной одежды, средств страховки и индивидуальной защиты для укомплектования складов аварийного запаса, необходимых при проведении работ по ликвидации проявлений и открытых газовых и нефтяных фонтанов

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.	<i>Приспособления и оснастка для сброса аварийного оборудования и наведения запорной арматуры¹⁾</i>			
1.1.	Автоприцеп г/п 5-7 тонн	шт.	1	
1.2.	Строп с двумя петлями длиной 2 м из троса:			
	диаметр 16 мм	шт.	2	
	диаметр 18 мм	шт.	2	
	диаметр 22 мм	шт.	2	
1.3.	Зажим клиновой			
	ЗКТ 14-17	шт.	4	
	ЗКТ 17-20	шт.	4	
	ЗКТ 20-23	шт.	4	
	ЗКТ 23-26	шт.	4	
1.4.	Зажим для стальных канатов			
	№ 13 (10-13) мм	шт.	20	
	№ 19 (16-19) мм	шт.	20	
	№ 27 (23-27) мм	шт.	20	
	№ 32 (27-32) мм	шт.	20	
1.5.	Струбцина для страховки фланцев			
	С-40	шт.	6	
	С-75	шт.	6	
	С-100	шт.	4	
	С-113	шт.	2	
	С-172	шт.	2	
	С-250	шт.	2	
1.6.	Приспособление для переоснастки неподвижного конца талевого каната на ходовой	шт.	1	
1.7.	Приспособление для рубки каната	шт.	2	
1.8.	Ролик оттяжной уравнивающий РОУ.000	шт.	6	
1.9.	Комплект шарниров для наведения запорного оборудования	к-т	1	для каждого применяемого типоразмера фонтанной арматуры и ПВО
1.10.	Серьга для крепления ролика за форкопф трактора	шт.	2	
1.11.	Ролик установочный с фиксатором РУ.000 (РУБК.000) со сменными втулками	шт.	8	
1.12.	Ролик с креплением за элеватор РЭ.000	шт.	2	
1.13.	Блок канатный оттяжной БКО.200 или ролик оттяжной г/п 10 т	шт.	1	
1.14.	Талреп (стяжной винт)			
	М20 L=300 мм	шт.	4	
	М30 L=500 мм	шт.	4	
1.15.	Скоба такелажная	шт.	10	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
1.16.	Траверса к крану КП-25	шт.	1	
1.17.	Хомут монтажный универсальный ХМУ-245	шт.	1	
1.18.	Динамометр 10 т	шт.	1	
	Динамометр 20 т	шт.	1	
1.19.	Шпилька-ропсокет с канатом М-36, М-42, М-48	шт.	4	
1.20.	Ролик направляющий к превентору типа ППГ	шт.	4	
1.21.	Ролик монтажный РМ.ППГ	шт.	4	
1.22.	Ролик самоустанавливающийся РС-20	шт.	4	
	<i>1) Перечень предусматривает минимально необходимое количество. По согласованию с военизированными частями Перечень может быть дополнен как по номенклатуре, так и по количеству закладываемых средств.</i>			
2.	Оборудование для создания базы на устье скважины²⁾			
2.1.	Фланец колонный разъемный любой известной конструкции (ФКР, ФКРУ, ФР, ФКН и др.) под трубы			
	диаметр 140 мм	к-т	1	
	диаметр 146 мм	к-т	1	
	диаметр 168 мм	к-т	1	
	диаметр 219 мм	к-т	1	
	диаметр 245 мм	к-т	1	
	диаметр 324 мм	к-т	1	
	диаметр 426 мм	к-т	1	
2.2.	Фланец монтажный каждого типоразмера	к-т	1	
2.3.	Фланец разъемный под муфту трубы			
	диаметр 140 мм	к-т	1	
	диаметр 146 мм	к-т	1	
	диаметр 168 мм	к-т	1	
	диаметр 219 мм	к-т	1	
	диаметр 245 мм	к-т	1	
	диаметр 324 мм	к-т	1	
	диаметр 426 мм	к-т	1	
	<i>2) Комплектуется типоразмерами, соответствующими применяемым в данном районе обсадным трубам.</i>			
3.	Запорная арматура для установки на устье скважины			
3.1. ³⁾	Установка превенторная	к-т	1	
3.2. ³⁾	Крестовина к превентору	шт.	1	
3.3.	Задвижка стальная прямоочная с ручным приводом ЗМ 80х35	шт.	4	
3.4.	Задвижка стальная прямоочная D _y =150 мм, P _p =210 кгс/см ²	шт.	2	
3.5. ³⁾	Фланец с трубной резьбой под превентор	шт.	1	
3.6. ³⁾	Катушка надпревенторная	шт.	1	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
6.5.	Катушка шлицовая СУМ.000	шт.	3	
6.6.	Клинья к шлицовой катушке для труб диаметр 73, 89, 114, 127 мм	к-т	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.7.	Приспособление для открытия клиньев шлицовой катушки со столом под элеватор ПОШ.000	к-т	1	
6.8.	Хомут страховочный для принудительного спуска и задержки труб диаметр 48, 60, 73, 89, 114, 127 мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.9.	Клапаны обратные для насосно-компрессорных труб диаметр 48, 60, 73, 89 мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.10.	Клапаны обратные для бурильных труб диаметр (114-127) мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.11.	Приспособление для открытия обратного клапана	к-т	1	
6.12.	Кран шаровой	шт.	2	
6.13.	Ключ для управления шаровым краном	шт.	2	
6.14.	Клапаны оборудования низа труб диаметр 48, 60, 73, 89, 114, 127 мм	шт.	3	каждого типоразмера применяемых в данном регионе труб
6.15.	Подкладочная вилка под трубы диаметр 48, 60, 73, 89 мм	шт.	1	- " -
6.16.	Шаблоны для калибровки проходного канала инструмента	шт.	1	
6.17. ⁶⁾	Приспособление для выпрессовки манжет герметизирующей головки и протаскивания первой трубы	к-т	1	
6.18.	Блок однорычковый г/п 20-50 т	шт.	2	
6.19.	Блок двухрычковый г/п 20-50 т	шт.	2	
6.20.	Шпильки с двумя гайками М48, М42, М36	к-т	36-48	кол-во, диаметр и длина соответствуют применяемому оборудованию
6.21.	Кольцо металлическое уплотнительное	шт.	5	каждого применяемого размера
6.22.	Лента уплотнительная ФУМ	кг	2	
6.23.	Масло (глицерин технический) для смазки резиновых	л	20	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
6.24.	элементов герметизирующих головок Комплект оборудования для промывки скважины (КОПС) с ЗИП под трубы диаметр (33-48) мм <i>⁶⁾ При наличии гидроустановки – не закладывается.</i>	к-т	1	
7.	<i>Приспособления и устройства для растаскивания оборудования и подготовки устья скважины</i>			
7.1.	Крюк чалочный типа КЧ-1,6 КЧ-2,0 КЧ-2,5 КЧ-3,2	шт. шт. шт. шт.	15 10 5 5	для северных районов КЧ-1,6 ХЛ КЧ-2,0 ХЛ КЧ-2,5 ХЛ КЧ-3,2 ХЛ
7.2.	Канат стальной диаметр 32 мм с чалочными крюками КЧ-3,2 длиной 50 м КЧ-2,5 длиной 50 м КЧ-2,5 длиной 20 м КЧ-2,5 длиной 10 м	шт. шт. шт. шт.	2 2 4 4	
7.3.	Канат стальной диаметр 28 мм с чалочными крюками КЧ-2,5 длиной 100 м	шт.	4	
7.4.	Канат стальной диаметр (18-22) мм в бухте	м	450	
7.5.	Зажим для стальных канатов: № 19 диаметр (16-19) мм № 21 диаметр (20-23) мм № 32 диаметр (27-32) мм	шт. шт. шт.	10 10 10	
7.6.	Скоба такелажная	шт.	10	
7.7.	Скоба с пальцем	шт.	10	
7.8.	Крючья двух- и трехрогие с переводником под буриструмент	шт.	2	
7.9.	Домкрат гидравлический г/п 20-40 т	шт.	2	
7.10.	Газорез для резки металлоконструкций	к-т	1	
7.11.	Шланги кислородные	м	200	
7.12.	Алюминий листовой толщиной (1-2) мм	кг	200	
7.13.	Устройство гидравлическое для резки талевого каната	шт.	1	
8.	<i>Комплект для обустройства рабочих и переходных площадок на устье скважины</i>			
8.1.	Монтажные леса для оборудования рабочих площадок на устье скважины	к-т	1	
8.2.	Доска обрезная (40-50) мм	м ³	5	
8.3.	Гвозди разные	кг	100	
9.	<i>Оснащение и материалы для обеспечения отдыха, быта и приема пищи</i>			
9.1.	Вагон-домик для отдыха с комплектом инвентаря	шт.	3	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
9.2.	и спальных принадлежностей Вагон-сушилка	шт.	1	
10.	<i>Пункт заправки и ремонта газозащитной аппаратуры</i>			
10.1.	Передвижной компрессор производительностью 250 л/мин на давление 300 МПа			
	- компрессоры	шт.	1	
	- компрессоры КД-4-250	шт.	1	
10.2.	Прибор УКП-4	шт.	1	
10.3.	ЗИПы к воздушным аппаратам из расчета на 20 аппаратов	к-т	1	
10.4.	Набор ключей к воздушным аппаратам	к-т	2	
10.5.	Приспособление для контроля и настройки воздушных аппаратов	к-т	2	
10.6.	Спирт-ректификат	л	5	
10.7.	Журнал учета работы компрессоров	шт.	1	
10.8.	Журнал учета проверки и ремонта воздушных аппаратов	шт.	1	
10.9.	Транспортные баллоны	шт.	4	
10.10.	Стол рабочий	шт.	1	
10.11.	Стойка для аппарата	шт.	2	
10.12.	Фильтры	шт.	2	
10.13.	Горноспасатель ГС-8М или ГС-10	шт.	1	
10.14. ⁷⁾	Воздушные дыхательные аппараты	шт.	до 20	
10.15.	Сигнализатор СГГ-3У2	шт.	2	
	⁷⁾ Конкретное количество определяется военизированной службой.			
11.	<i>Оборудование для электро-, гидро- и пневмопривода оборудования, устройств и приспособлений</i>			
11.1.	Электростанция передвижная со щитом управления N=(100-150) кВт	шт.	1	
11.2.	Прожекторная установка	шт.	1	
11.3.	Вентиляторная установка	шт.	1	
11.4.	Электрокабель, провода, электролампы, пускатели, выключатели и др. материалы	к-т	1	состав к-та определяется совместно с комплектующим предприятием
11.5.	Передвижная компрессорная станция ПКС-5 с набором шлангов, отбойных молотков и др.	к-т	1	- " -
11.6.	Станция гидронасосная для привода гидронатаскивателей, установок для спуска труб под давлением (производительность 100-150 л/мин., давление 210 кгс/см ²)	к-т	1	
11.7.	Станция гидронасосная для привода сверлилок, трубо-	к-т	1	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
11.8.	резок, установок для наведения задвижек, кранов и др. (производительность 30-50 л/мин.)	к-т	1	
11.9.	Трубки, шланги высокого давления, тройники, муфты, соединительные переходники и др.	шт.	1	
11.10.	Установка насосная гидравлическая регулируемая для гидроиспытания устройств и приспособлений	к-т	2	
11.11.	Установка пламеподавления ППП-200 с воздушными баллонами, запорной головкой и комплектом мембран	кг	500	
11.12.	Масло гидравлическое (трансформаторное)	кг	2000	
12.	Сменная спецодежда, предохранительные приспособления, защитные средства, материалы, обеспечивающие безопасность при аварийных работах, спасательные оживляющие приборы, медикаменты			
12.1. ⁸⁾	Костюм мужской для нефтяников ГОСТ 12.4.П-82 тип А	шт.	30	
12.2.	Костюм мужской для работников, занятых ликвидацией открытых нефтяных и газовых фонтанов, ТУ 17-911-72	шт.	30	
12.3. ⁸⁾	Костюм мужской брезентовый ГОСТ 03398-681 тип Б	шт.	50	
12.4. ⁸⁾	Куртка рабочая мужская на утепленной подкладке ГОСТ 12.4.084-80	шт.	50	
12.5.	Костюм металлизированный, термозащитный	шт.	50	
12.6. ⁸⁾	Брюки мужские рабочие на утепленной подкладке ГОСТ 12.4.084-80	шт.	50	
12.7. ⁸⁾	Сапоги для геологов ГОСТ 5394-74	пара	50	
12.8. ⁸⁾	Шапка-ушанка ГОСТ 10325-79	шт.	50	
12.9. ⁸⁾	Рукавицы на меховой подкладке ГОСТ 20176-74	пара	50	
12.10. ⁸⁾	Рукавицы тканевые ГОСТ 12.4.010-75	пара	100	
12.11. ⁸⁾	Рукавицы брезентовые ТУ 78-149-69	пара	100	
12.12. ⁸⁾	Нижнее белье	к-т	50	
12.13. ⁸⁾	Портяночный материал	м	100	
12.14. ⁸⁾	Перчатки шерстяные	пара	50	
12.15.	Носилки медицинские	шт.	1	
12.16.	Аптечки универсальные	шт.	5	
12.17.	Сумки медицинские	шт.	5	
12.18.	Монтажный пояс	шт.	5	
12.19.	Очки защитные	шт.	50	
12.20.	Антифоны (беруши)	к-т	100	
12.22. ⁸⁾	Кошма юртовая	кг	50	
12.23.	Манометры разные $P_p=(100-1000)$ кгс/см ² с краном в/д	шт.	10	
12.24.	Искрогасители к тракторам и агрегатам	шт.	10	
12.25.	Брезент	м ²	20	
12.26. ⁸⁾	Спирт-ректификат	л	5	
12.27.	Фал капроновый	м	50	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
12.28.	Карабины к поясам предохранительным	шт.	10	
12.29. ⁸⁾	Каски	шт.	50	
12.30. ⁸⁾	Подшлемники шерстяные	шт.	50	
12.31. ⁸⁾	Валенки	пара	50	
12.32. ⁸⁾	Калоши	пара	100	
12.33. ⁸⁾	Сапоги арктические	пара	50	
	Примечание – в зависимости от климатических условий номенклатура комплекта согласовывается с военными частями.			
	⁸⁾ Хранится на складе предприятия.			
13.	Инструмент и материалы			
13.1.	Ключи рожковые 2-х сторонние искробезопасные: 9x11; 10x12; 11x13; 12x14; 14x17; 17x19; 19x22; 22x24; 24x27; 27x30; 30x32; 32x36; 36x41; 41x46; 50x55; 55x60; 60x65; 65x70; 70x75; 75x80	к-т	2	
13.2.	Ключи гаечные рожковые 2-х сторонние стальные (те же размеры, что и в п.13.1)	к-т	4	
13.3.	Ключи гаечные накидные искробезопасные S=30, 32, 36, 41, 46, 50, 55, 60, 65, 70, 75 мм	к-т	2	
13.4.	Ключи гаечные накидные стальные S=30, 32, 36, 41, 46, 50, 55, 60, 65, 70, 75 мм	к-т	4	
13.5.	Ключ гаечный разводной 17x46	шт.	2	
13.6.	Ключ газовый трубный № 1 1/4" - 1"	шт.	2	
	№ 3 1/2" - 2"	шт.	2	
	№ 4 3/4" - 3"	шт.	2	
	№ 5 1" - 4"	шт.	2	
13.7.	Ключ цепной № 1	шт.	3	
13.8.	Ключ цепной № 2	шт.	3	
13.9.	Ключ цепной № 3	шт.	3	
13.10.	Цепи запасные к ключам	к-т	3	
13.11.	Инструмент слесарный искробезопасный в комплекте: - молоток слесарный 1,5 - 2,5 кг	шт.	1	
	- бородок	шт.	1	
	- зубило слесарное	шт.	1	
	- секач	шт.	1	
13.12.	Инструмент слесарный стальной в комплекте: - молоток слесарный 0,4-0,8 кг	к-т	4	
	- зубило слесарное 150-200 мм			
	- секач			
	- кернер 150 мм			
	- отвертка ручная 200-250 мм			
	- отвертка ручная усиленная 230 мм			
	- плоскогубцы			
	- кусачки			

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	- монтировка 600-700 мм			
	- тисы			
13.13	Кувалда Q = (2-6) кг искробезопасная	шт.	4	
13.14	Кувалда Q = (2-6) кг стальная	шт.	4	
13.15.	Напильники разные	к-т	3	
13.16.	Лом искробезопасный	шт.	4	
13.17.	Лом стальной	шт.	4	
13.18.	Лопаты штыковые и совковые с черенками	шт.	10	
13.19.	Электродрель с набором сверл	к-т	1	
13.20.	Дрель ручная с набором сверл	к-т	1	
13.21.	Щетка стальная для чистки резьбы	шт.	10	
13.22.	Станок ножовочный по металлу	шт.	2	
13.23.	Полотна ножовочные	шт.	100	
13.24.	Заточный станок	шт.	1	
13.25.	Медь листовая (3-6) мм	кг	50	
13.26.	Свинец листовой (3-6) мм	кг	50	
13.27.	Паронит листовой (3-6) мм	кг	10	
13.28.	Асбест шнуровой и листовой	кг	40	
13.29.	Сальниковая набивка	кг	5	
13.30.	Ремень прорезиненный	м	10	
13.31.	Войлок технический	кг	100	
13.32.	Обтирочный материал	кг	40	
13.33.	Резина сырая (маслостойкая)	кг	100	
13.34.	Резина техническая листовая S=(10-20) мм	м ²	4	
13.35.	Инструмент мерительный в комплекте:	к-т	2	
	- линейка измерительная металлическая 500 мм	шт.	2	
	- линейка измерительная металлическая 1000 мм	шт.	1	
	- микрометр до 50 мм	шт.	1	
	- микрометр до 100 мм	шт.	1	
	- линейка металлическая до 200 мм	шт.	1	
	- метр складной металлический 1000 мм	шт.	1	
	- рулетка измерительная РС-10	шт.	1	
	- рулетка измерительная РС-20	шт.	1	
	- циркуль разметочный	шт.	1	
	- кронциркуль 200-500 мм	шт.	1	
	- нутромер 150-430 мм	шт.	1	
	- штангенциркуль 0-200 мм	шт.	2	
	- штангенциркуль 0-320 мм	шт.	1	
	- штангенциркуль 0-500 мм	шт.	1	
	- резьбомер	к-т	1	
13.36.	Набор плотницкого инструмента в комплекте	к-т	1	
13.37.	Солидол	кг	50	
13.38.	Паяльник электрический	шт.	1	
13.39.	Уплотнительная смазка	кг	10	
13.40.	Лента ФУМ	кг	10	
13.41.	Лампа паяльная	шт.	2	
13.42.	Пояс монтажный	шт.	4	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
13.43.	Канат пеньковый диаметр 18-36 мм	м	100	
13.44.	Фонарь групповой во взрывоопасном исполнении	шт.	4	
13.45.	Фонарь индивидуальный во взрывоопасном исполнении	шт.	4	
13.46.	Накидные головки к ключам	к-т	2	
13.47.	Набор для нарезания резьбы	к-т	1	
13.48.	Оправки медные	шт.	10	
13.49.	Оправки стальные	шт.	10	
13.50.	Зажимы для стальных канатов			
	№ 13 (10-13) мм	шт.	10	
	№ 19 (16-19) мм	шт.	10	
	№ 27 (23-27) мм	шт.	10	
	№ 32 (27-32) мм	шт.	10	
13.51.	Манометры разные	шт.	10	
13.52.	Кран высокого давления под манометр	шт.	10	
13.53.	Ведро оцинкованное	шт.	10	
13.54.	Ножницы по металлу	шт.	3	
13.55.	Ножи	шт.	3	
13.56.	Ножницы	шт.	3	
13.57.	Кран высокого давления диаметр 50 мм, Рр=400 кгс/см ²	шт.	6	
13.58.	Трубные заготовки диаметр 127, 146, 168, 245, 324 мм	м	5	каждого типоразмера
	- сталь круглая 40Х диаметр (40-120) мм	т	3	
	- сталь толстолистовая (20-100) мм	т	5	
13.59.	Стальные заготовки для различных фланцевых подделок на высокое давление	т	2	
13.60.	Литье переходных катушек	шт.	4	
13.61.	Латунь круглая диаметр (40-150) мм	кг	100	
13.62.	Канат стальной оцинкованный диаметром 12,5; 15,5; 18; 22	м	200	каждого диаметра
13.63.	Метчики и плашки для резьбы М20; М22; М24; М27; М30; М36; М42; М48	к-т	1	
13.64.	Насосно-компрессорные трубы диаметром 33, 48, 60, 73, 89 мм	м	3500	хранятся на складе предприятия
14.	Оснащение аварийно-оперативной машины			
14.1.	Дыхательные изолирующие аппараты воздушные (в чемоданах)	шт.		по численности боевого расчета
14.2.	Баллоны запасные к газоспасательной аппаратуре:			
	- 2-литровые заполненные воздухом;	шт.	2	
	- 2-литровые заполненные кислородом	шт.	4	
14.3.	Аппарат искусственного дыхания			
	типа ГС-8 (10, 11)	шт.	1	
	типа ГС-10 (на H ₂ S)	шт.	1	
14.4.	Газоанализатор на H ₂ S	шт.	2	
14.5.	Газоанализатор на углеводороды нефти на санитарные и до взрывные концентрации	шт.	2	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
14.6.	Кошма (брезент)	м ²	4	
14.7.	Веревка спасательная (фал капроновый)	м	50	
14.8.	Пояс спасательный металлизированный с карабином и металлическим тросом 20 м	шт.	2	
14.9.	Фонари аккумуляторный во взрывобезопасном исполнении	шт.	2	
14.10.	Флажки сигнальные	шт.	10	
14.11.	Набор знаков для опасных зон и мест	шт.	5	
14.12.	Лента оградительная	м	250	
14.13.	Металлический пруток с одной стороны заостренный диаметр 8-10 мм высотой 1,5 м для оградительной ленты	шт.	20	
14.14.	Мешки спальные	шт.		По численности боевого расчета
14.15.	Палатка 6-местная	шт.	1	
14.16.	Мегафон	шт.	1	
14.17.	Переговорное устройство (стационарное)	шт.	1	На оперативном а/м
14.18.	Сумка командирская	шт.	1	
14.19.	Бинокль 8-12 кратный	шт.	1	
14.20.	Патроны сигнальные:	к-т	1	
	- красный;	шт.	5	
	- желтый;	шт.	5	
	- зеленый;	шт.	5	
	- белый	шт.	5	
14.21.	Набор ключей:			
	- рожковые 70x75, 60x65, 50x55, 41x46, 32x36, 27x30;	шт.	по 2	
	- накидные 75, 65, 55, 46, 41, 36, 32, 30, 27;	шт.	по 2	
	- цепные № 1, 2;	шт.	по 1	
	- газовые № 3, 4, 5	шт.	по 1	
14.22.	Ключ для штурвала задвижек	шт.	1	
14.23.	Ключ превенторных крышек			по типу применяемых превенторов
14.24.	Усилитель для ключей односторонних накидных длиной до 800 мм	шт.	4	
14.25.	Лопата совковая	шт.	1	
14.26.	Лопата штыковая	шт.	1	
14.27.	Лом стальной обмедненный	шт.	2	
14.28.	Лом стальной	шт.	1	
14.29.	Кувалда обмедненная 4-8 кг	шт.	1	
14.30.	Кувалда стальная	шт.	1	
14.31.	Секач кузнечный	шт.	1	
14.32.	Ножовка по дереву	шт.	1	
14.33.	Гвоздодер	шт.	1	
14.34.	Щетка металлическая	шт.	2	

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
14.35.	Станок ножовочный ручной	шт.	1	По численности боевого расчета
14.36.	Полотна	шт.	20	
14.37.	Топор	шт.	1	
14.38.	Зубило	шт.	2	
14.39.	Отвертка	шт.	2	
14.40.	Плоскогубцы	шт.	1	
14.41.	Оправка стальная	шт.	1	
14.42.	Оправка искробезопасная	шт.	2	
14.43.	Молоток стальной	шт.	1	
14.44.	Молоток искробезопасный	шт.	2	
14.45.	Гидравлический резак	шт.	1	
14.46.	Зажимы для стальных канатов	к-т	1	
	10-13 мм	шт.	4	
	16-19 мм	шт.	4	
14.47.	Буксирный трос	шт.	1	
14.48.	Асбестовое полотно	м ²	2	
14.49.	Лента ФУМ	кг	0,3	
14.50.	Лампа паяльная	шт.	1	
14.51.	Столовая посуда			
14.52.	Термос 10-20 л	шт.	1	
14.53.	Маршрутная карта обслуживаемых объектов	шт.	1	
14.54.	Атлас автодорог	шт.	1	
14.55.	Журнал инструктажа по охране труда	шт.	1	
14.56.	Оперативный журнал	шт.	1	
14.57.	Журнал отбора проб воздушной среды	шт.	1	
14.58.	Журнал учета работы оперативной группы	шт.	1	
14.59.	Нормативные документы по безопасному ведению работ при ликвидации аварий (правила, инструкции)	к-т	1	
14.60.	Огнетушитель углекислотный ОУ-5	шт.	2	
14.61.	Вещмешок			На каждого члена оперативной группы
14.62.	Носилки медицинские	шт.	1	
14.63.	Сумка медицинская	шт.	1	
14.64.	Штангенциркуль на 125 мм	шт.	1	
	на 250 мм	шт.	1	
14.65.	Кронциркуль	шт.	1	
14.66.	Нутромер	шт.	1	
14.65.	Рулетка 1 м	шт.	1	
	5 м	шт.	1	
14.66.	Линейка измерительная на 500 мм	шт.	1	
14.69.	Приспособление для приготовления горячей пищи	шт.	1	
	Примечания: 1. Медицинская сумка оснащается согласно таблице оснащения;			

№ комплекта, позиции	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Примечание
	2. Инструмент и приспособления необходимо уложить в ящики; 3. Командирская сумка комплектуется согласно перечню, утверждаемому начальником части; 4. Палатка в летний период.			

17 ОХРАНА ТРУДА

17.1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Работы по строительству рассматриваемого объекта проводятся существующими штатами ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» – дочернего общества ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ», а также персоналом субподрядных организаций (мобильные бригады: буровые, вышкомонтажные, по освоению скважин).

Состав, структуру, организацию и порядок функционирования системы управления ПБ и ОТ на предприятиях ПАО «ЛУКОЙЛ» определяют:

- Положение о системе управления промышленной безопасностью и охраной труда в вертикально интегрированной нефтяной компании ПАО «ЛУКОЙЛ», утвержденное Президентом Компании и согласованное в Ростехнадзоре, Минтруде и МЧС России;
- Положение об уполномоченных (доверенных) лицах по охране труда профсоюзных комитетов ПАО «ЛУКОЙЛ»;
- Положение об организации работы по охране труда в ПАО «ЛУКОЙЛ», дочерних обществах и их филиалах.

Обеспечением эффективности системы управления является Политика ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, принятая 16 мая 2005 г. и утвержденная генеральным директором (с изменениями и дополнениями, принятыми Приказом ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» № 392 от 10.08.2005 г.).

Согласно Политике ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в области ПБ, ОТ и ООС в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» создана система производственного контроля за соблюдением требований ПБ и ОТ, а также принята Программа производственного контроля за соблюдением санитарных правил и выполнением санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий, обязательная для всех подразделений предприятия.

Ответственность за организацию мероприятий по охране труда, соблюдение санитарных правил и обеспечение санитарно-гигиенических условий труда в процессе строительства скважин возлагается на эксплуатирующее подразделение. При привлечении подрядных организаций для выполнения разовых работ соблюдаются следующие условия: обеспечение выполнения требований промышленной безопасности, охраны труда, здоровья и окружающей среды в организации подрядчика не ниже уровня, установленным ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Работы сторонних организаций производятся только по наряду-допуску.

Основные проектные решения приняты с учётом мер по обеспечению безопасности работников при строительстве скважин.

В связи с тем, что работы по строительству скважин по всему циклу (вышкомонтажные работы, бурение, освоение) занимают определенный временной интервал, а также будут производиться существующими штатами предприятия и работниками субподрядных организаций, настоящим проектом новые (постоянные) рабочие места не предусматриваются.

17.2 КОЛИЧЕСТВО РАБОЧИХ МЕСТ И ЧИСЛЕННОСТЬ РАБОТАЮЩИХ

Режим работы принят по существующему режиму работы предприятия для подразделений занятых в строительстве скважин. Учитывая значительную отдаленность месторождения от мест постоянного проживания обслуживающего персонала, а также в соответствии с заданием на проектирование, принят вахтовый режим работы персонала:

- количество смен в сутки – 2,
- продолжительность смены – 12 часов;
- продолжительность вахты – 14 суток.

Часы переработки рабочего времени в пределах графика работы на вахте, не кратные целому рабочему дню, могут накапливаться в течение календарного года и суммироваться до целых рабочих дней с последующим предоставлением дополнительных дней межвахтового отдыха, расчетный период – 1 год.

Переработка в течение 14 дней составляет 88 часов. По окончании вахтовой работы работникам предоставляется межвахтовый отдых в местах постоянного жительства. Продолжительность межвахтового отдыха определяется суммой часов, переработанных сверх установленного законодательством времени в течение вахты из расчета 1 день отдыха за 7 часов переработки. Таким образом, продолжительность межвахтового отдыха составляет 12,57 суток. Также к продолжительности межвахтового отдыха необходимо добавить 2 суток неиспользованные работником выходных дней во время вахты. Таким образом, общая продолжительность межвахтового отдыха составляет 14,57 суток. Вследствие необходимости замены работающей вахты через 14 дней оставшееся время суммируется и добавляется к ежегодному отпуску в количестве 6 суток.

Проектная численность и профессионально-квалификационный состав персонала, по строительству объекта принимается с учётом:

- объёмов необходимых работ;
- всех мероприятий необходимых для обеспечения безаварийного процесса бурения скважин по всему циклу работ;
- условий труда, принятого проектом уровня автоматизации производства;
- вахтового способа строительства объекта;
- норм обслуживания оборудования в соответствии с «Общероссийским классификатором профессий рабочих, должностей служащих и тарифных разрядов» ОК 016-94;
- сменности производства, категорий и специализации работающих;
- планируемой подменой на невыходы и возможного совмещения рабочих профессий для основного и резервного оборудования.

Количество рабочих мест принято минимальным для обеспечения безопасности производства, соответствует количеству применяемого оборудования и установленным зонам обслуживания.

Обслуживание объекта строительства производится вышкомонтажными, буровыми и специализированными бригадами по испытанию, доставляемые из г. Усинска. Работу вышкомонтажных бригад предполагается проводить в одну смену по 12 ч (16 человек); работа буровых бригад – в две смены по 12 ч через 14 суток (по 26 человек в одну смену). В период испытаний на площадке находится бригада из 16 человек (по 8 человек в одну смену).

Для проведения работ по строительству скважины, на место производства бригады будут доставляться автотранспортом (вахтовка).

Для проведения вспомогательных работ на площадке бурения скважин возможно присутствие дополнительного персонала в количестве около 25 человек (инженер-технолог, геолог, авторский надзор, специалисты по креплению скважин, геофизики и др.). Численно-квалификационный состав людей будет уточняться позднее, на этапе подготовки проведения данных работ.

17.3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПЕРСОНАЛА САНИТАРНО-БЫТОВЫМ, МЕДИЦИНСКИМ ОБСЛУЖИВАНИЕМ, ПИТАНИЕМ, ОРГАНИЗАЦИИ СТИРКИ СПЕЦОДЕЖДЫ

Район строительства оборудуется комплексом санитарно-бытовых помещений, обеспечивающий полный цикл жизнедеятельности членов буровой бригады на период строительства скважин, включая их отдых и питание. Перечень и количество санитарно-бытовых помещений для работающих на проектируемом объекте определен в зависимости от групп производственных процессов, согласно ВСН 42-89 вышкомонтажные работы, бурение, крепление, освоение – отнесены к группам 2г, 1в.

Перечень санитарно-бытовых помещений:

В период СМР и работ по испытанию скважины:

Вагон-дом, оборудованный под комнату для приема пищи – 2 шт (18 м²);

Вагон-душевая – 1 шт.;

Вагон-сушилка – 2 шт.;

Вагон-административное здание – 1 шт.;

Вагон-общезитие – 5 шт.

Вагон-склад – 1 шт.

В периоды бурения и крепления скважины:

Вагон-дом, оборудованный под комнату для приема пищи – 2 шт. (18 м²);

Вагон-склад – 1 шт.;

Вагон-душевая – 1 шт.;

Вагон-сушилка 4 шт. (из расчёта 12 шкафов на 2 отделения в каждом вагоне);

Вагон-административное здание – 1 шт.;

Вагон-лаборатория – 1 шт.;

Вагон-слесарная – 1 шт.;

Вагон-общезитие – 11 шт.

Обогрев и отдых бригад осуществляется в вагоне – административном здании, данный вагон оборудован для отдыха и обогрева рабочих. Также предусмотрены умывальные, туалеты (типа «Кедр-11», «Кедр-13», «Ермак 828» или другой модификации теплого туалета, оборудованного рукомойником, отоплением).

Ёмкость для сбора сточных вод столовой, площадку для сбора бытовых отходов установить на расстояние не менее 25 м от пункта питания и жилых зданий.

Спецодежда собирается и вывозится в прачечную.

В помещениях постоянного пребывания персонала имеются аптечки, укомплектованные медикаментами, для оказания первой доврачебной помощи. Весь производственный персонал обучен способам оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях. Проведение предварительного и периодического медицинских осмотров осуществляет Муниципальное учреждение «Усинская центральная районная больница» (договор №09У0872 от 15.04.2009 г). Медицинские услуги на объектах оказывает Общество с ограниченной ответственностью «Институт управления медицинскими рисками и оптимизации страхования» (ООО «МЕДИС») согласно договору № 10У0007.

Во всех помещениях, предназначенных для отдыха буровой бригады, имеются в наличии электрические чайники, а также бытовые фильтры типа «Барьер». В комнате приема пищи имеется установка для кипячения воды, для обслуживания персонала при питании. Кроме того, необходимо учесть, что работающий персонал обеспечен привозной водой питьевого качества.

Таблица 17.1 – Расчет гардеробных для бригад СМР и освоения

Гр. пр. проц.	Число работающих			нормируемые		принятые по расчету				принятые по проекту			
	Всего	муж.	жен.	Тип гардеробных	Число отделений шкафа на 1 человека	Тип гард.	Число шкафов или отделений шкафа			Тип гард.	Число шкафов или отделений шкафа		
							всего	муж.	жен.		всего	муж.	жен.
1а	0	0	0	общие	1	общ.	0	0	0		0	0	0
1б	0	0	0	общие	2	общ.	0	0	0	разд	8	8	0
1в	4	4	0	раздельные	2	разд.	8	8	0	разд	8	8	0
2а	0	0	0	общие	2	общ.	0	0	0		0	0	0
2б	0	0	0	общие	2	общ.	0	0	0		0	0	0
2в	0	0	0	раздельные	2	разд.	0	0	0		0	0	0
2г	12	12	0	раздельные	2	разд.	24	24	0	разд	16	16	0
3а	0	0	0	общие	1	общ.	0	0	0		0	0	0
3б	0	0	0	раздельные	2	разд.	0	0	0		0	0	0
итого	16	16	0				32	32	0		32	32	0

Таблица 17.2 – Расчет гардеробных для бригады бурения

Гр. пр. проц.	Число работающих.			нормируемые		принятые по расчету				принятые по проекту			
	Всего	муж.	жен.	Тип гардеробных	Число отделений шкафа на 1 человека	Тип гард.	Число шкафов или отделений шкафа			Тип гард.	Число шкафов или отделений шкафа		
							всего	муж.	жен.		всего	муж.	жен.
1а	0	0	0	общие	1	общ.	0	0	0		0	0	0
1б	0	0	0	общие	2	общ.	0	0	0	разд	0	0	0
1в	3	3	0	раздельные	2	разд.	6	6	0	разд	6	6	0
2а	0	0	0	общие	2	общ.	0	0	0		0	0	0
2б	0	0	0	общие	2	общ.	0	0	0		0	0	0
2в	0	0	0	раздельные	2	разд.	0	0	0		0	0	0
2г	39	39	0	раздельные	2	разд.	78	78	0	разд	78	78	0
3а	0	0	0	общие	1	общ.	0	0	0		0	0	0
3б	0	0	0	раздельные	2	разд.	0	0	0		0	0	0
итого	42	42	0				84	84	0		84	84	0

17.4 ОРГАНИЗАЦИЯ И ОБСЛУЖИВАНИЕ РАБОЧИХ МЕСТ

При проектировании организации и оснащении рабочих мест учитывались:

- уровень автоматизации и механизации работ;
- количество обслуживаемого оборудования, необходимое время и периодичность пребывания обслуживающего персонала на площадке проектируемого объекта;
- требования к квалификации и профессиям, уровень специализации;
- сферы обслуживания (этап полного цикла работ) – вышкомонтажные работы, бурение, освоение.

Рабочая зона, площадки обслуживаемого оборудования, а также функции обслуживания рабочих мест приведены в таблице 17.3. Во время проведения работ по всему циклу строительства скважины, большую часть рабочего времени (смены) персонал проводит на открытом воздухе. Для обеспечения физиолого-эргономических требований персонала предусматривается организация санитарно-бытовых помещений на станции ГТИ, в гардеробных. В бытовых помещениях персонал в течение времени пребывания на проектируемом объекте может переодеться, высушить одежду, обогреться.

Снижение напряженности трудового процесса осуществляется до класса 2 путем:

- рациональной организации рабочего места;
- введения рационального режима труда и отдыха;
- повышения уровня профессиональной подготовки и квалификации.

На период нахождения на вахте работники размещаются в вагон-домах (жилье, питание) на специально оборудованной площадке. Для контроля над содержанием вредных веществ в воздухе в зоне расположения вагон-домов предусмотрен периодический производственный контроль в течение всего периода строительства скважины.

Водоснабжение хозяйственно-питьевых нужд персонала обеспечивается привозной водой из г. Усинска.

Для обогрева зданий и сооружений на площадке строительства скважины предусматривается обустройство котельной, теплоносителем будет являться вода.

Организация и оснащённость рабочих мест выполнена в соответствии с действующими нормами и правилами, с учетом специфики производства работ по каждому рабочему месту:

1. Проектной документацией принята типовая технологическая оснастка рабочих зон, соответствующая функциональному назначению (удобство доступа к органам управления; соответствие оснастки ее функциональному назначению).

2. Конструкция оборудования рабочих зон исключает опасность травматизма, физического перенапряжения, возможность интоксикации, загрязнения тела и окружающей территории.

3. Специальные технические и санитарно-технические средства (ограждения и пр.), устраняющие или снижающие уровни ОВПР, комплектной поставки и не затрудняют выполнение трудовых операций.

4. Рабочие обеспечиваются грузоподъёмными механизмами и агрегатами, управляемыми со специально оборудованных площадок на уровне земной поверхности, стандартным набором инструментов, приспособлений, контрольно-измерительных приборов, средствами для удаления производственных загрязнений, оперативной связью.

5. Применяемые инструменты и приспособления соответствуют требованиям СП 2.2.2.1327-03 и СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ».

6. Хранение топлива, материалов, реагентов, сырья и отходов осуществляется на отдельных площадях (площадка ГСМ, шламовый амбар, контейнеры и стеллажи химреагентов, склад и пр.).

7. Площадки строительства скважины имеют достаточное наружное освещение (прожекторы), предусмотрены рабочий и аварийный режимы работы.

Оборудование вспомогательных процессов (котельная, компрессорный блок, служба ГСМ и пр.), обслуживается отдельными штатами, не входящими в состав таблицы 17.3, либо не требует постоянного присутствия людей (автоматизированная система управления, контроль осуществляется из операторной), поэтому решения по обслуживанию данного оборудования не приводятся.

Таблица 17.3 – Рабочая зона и функции обслуживания рабочих мест

№ п/п	Наименование рабочего места	Рабочая зона	Обслуживающая функция
<i>Инженерно-технические работники</i>			
1.	Геолог, технолог	Станция ГТИ (постоянное РМ)	Контрольная, информационная
2.	Инженер по бурению*	Оборудование и сооружения основного технологического процесса - бурения	Контрольная, информационная, производственно-подготовительная
3.	Мастер буровой установки	Оборудование и сооружения основного технологического процесса на площадке куста скважин	Распределительная, контрольная, информационная, производственно-подготовительная
<i>Бригада освоения</i>			
4.	Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ	Вышечный блок, приводной блок, блок ГУП-100, блок задвижек ПВО	Наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт)
5.	Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ (первый)	Вышечный блок, приводной блок, блок ГУП-100, блок задвижек ПВО	Наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт) Ремонтно-складская и погрузочно-разгрузочная
6.	Машинист подъемника по опробованию скважин	Вышечный блок	Наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт)
<i>Буровая бригада</i>			
7.	Бурильщик эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ	Вышечный блок, приводной блок, блок очистки, блок ФКУ и центрифуги, блок МНО, блок дегазатора, блок ГУП-100, блок задвижек ПВО, кран КПБ-3М, газосепаратор	Строительная, наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт)
8.	Помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ (первый, второй)	Вышечный блок, приводной блок, блок очистки, блок ФКУ и центрифуги, блок МНО, блок дегазатора, блок ГУП-100, блок задвижек ПВО, кран КПБ-3М, газосепаратор	Строительная, наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт) Ремонтно-складская и погрузочно-разгрузочная
9.	Слесарь по обслуживанию буровых	Оборудование и сооружения основного технологического процесса. Переносной инструмент и приспособления	Наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт). Ремонтно-складская и погрузочно-разгрузочная

№ п/п	Наименование рабочего места	Рабочая зона	Обслуживаемая функция
10.	Электромонтёр по обслуживанию буровых	Электрооборудование технологическое, в т.ч приводной блок и пр. Инструменты и приспособления, СИЗ для ремонтно-наладочных работ в электроустановках.	Наладочная, техническое обслуживание, ремонтная (текущий ремонт) сооружений электроэнергетики. Обеспечение электроэнергией
<i>Вышкомонтажная бригада</i>			
11.	Вышкомонтажник	Вышка, оборудование, металлоконструкции. Строительные машины и механизмы, применяемые при строительстве и монтажных работах, СИЗ при работах на высоте	Строительная, наладочная, техническое обслуживание. Ремонтно-складская и погрузочно-разгрузочная
12.	Вышкомонтажник-сварщик	Вышка, оборудование, металлоконструкции. Строительные машины и механизмы, применяемые при строительстве и монтажных работах, сварочный агрегат, СИЗ при работах на высоте	Строительная, наладочная, техническое обслуживание
13.	Вышкомонтажник-электромонтёр	Вышка, высоковольтное оборудование, пульта управления процесса бурения. Строительные машины и механизмы, применяемые при монтажных работах, СИЗ при работах на высоте и в электроустановках	Строительная, наладочная, техническое обслуживание сооружений электроэнергетики. Обеспечение электроэнергией

* Инженеры по бурению: инженер по наклонно-направленному бурению, инженер по буровым растворам

17.5 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ТЕХНИКЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ РАБОТ НА СКВАЖИНАХ, СОДЕРЖАЩИХ СЕРОВОДОРОД

Основные требования по безаварийному функционированию производственных объектов и защите работающих изложены в разделе XLVII ПБ НПП.

Для их выполнения предусматриваются следующие мероприятия:

Перед началом работ на скважинах, содержащих сероводород, рабочие и ИТР под руководством работников противодонной службы проходят специальное обучение безопасному ведению работ, тренировку пользования противогазами и другими средствами защиты, оказанию доврачебной помощи при отравлении сероводородом, в т.ч. по способам искусственного дыхания и сдают экзамены. Все члены бригады подвергаются обязательному периодическому осмотру в сроки, установленные приказом Минздрава РФ № 83 от 16.08.2004 г. Лица, не достигшие 21 года, к работе не допускаются.

На объекте работ оборудуется отдельное помещение со стеллажами для хранения следующих средств индивидуальной защиты:

- противогазы марки В, коробка желтая (или марки КД, коробка серая) - 34 шт. + 9 шт. (аварийный запас);
- запасные коробки - 68 шт.+ 25 шт. (аварийный запас);
- шланговые противогазы ПШ-2 (с принудительной подачей воздуха) - 2 к-та;
- воздушные изолирующие противогазы - 3 к-та;
- газоанализатор ГХ-4 - 2 шт. + 2 шт. (аварийный запас);
- газосигнализатор - 2 шт. + 2 шт. (аварийный запас);
- индикаторные трубки на сероводород - 50 шт.;
- защитные костюмы Л-1 - 2 шт.;
- кислород медицинский - 2 баллона + 2 баллона (аварийный запас);
- аппарат искусственного дыхания ДП-2 - 1 шт. + 1 шт. (аварийный запас);
- медицинские носилки - 2 шт.;
- аварийный искробезопасный инструмент - 2 к-та.

От начала работ в интервале пластов, содержащих флюиды с сероводородом, и до конца этих работ на объекте организовать круглосуточное дежурство сотрудников противодонной службы и ИТР предприятия.

В соответствии с п. 1397-1400 ПБ НПП, для своевременного оповещения о наличии сероводорода в воздухе проектной документацией предусмотрена установка автоматических сигнализаторов – таблица 17.4. Стационарные газосигнализаторы имеют звуковой и световой сигналы с выходом на диспетчерский пульт (пульт управления) и по месту установки датчиков. Проектной документацией предусмотрен автоматический контроль за состоянием воздушной среды в рабочей зоне с выводом показателей датчиков на диспетчерский пункт.

Контроль концентрации сероводорода в воздухе должен проводиться систематически с помощью переносного газоанализатора АГ-6000.

Местами отбора проб являются:

- площадка у устья скважины;
- блок циркуляционной системы;
- площадка у насосов (промывочных агрегатов);
- хозяйственной комплекс.

Анализ воздуха проводят не реже одного раза в смену, и результаты анализов записывают в журнал регистрации анализов.

Каждая партия (отряд) должна обеспечиваться переносным газосигнализатором или газоанализатором и изолирующими противогазами для всех работников (плюс один резервный).

Таблица 17.4 – Средства контроля воздушной среды

Наименование, вид, тип, шифр и т.д.	Кол-во, шт	Место установки датчиков стационарного газоанализатора
Стационарный двенадцатиканальный газоанализатор GH-120A	1	На площадке буровой: на расстоянии 0,5 м от обшивок, на высоте 0,5 м от пола, справа и слева от приемного мостка напротив стола ротора; вплотную к переднему кожуху буровой лебедки. В насосном сарае: у клапанных коробок каждого насоса; на расстоянии 0,5 м от поверхности вибросита. В рабочей зоне подвышечного основания – у пре-вентора, в радиусе 1 м от оси скважины с подветренной стороны. В культбудке – на расстоянии 0,5 м от стены, противоположной входной двери, на расстоянии 0,5 м от пола.
Переносной газоанализатор AG-6000	2	Контроль воздушной среды переносными газоанализаторами осуществляется: в рабочей зоне рабочей площадки – у ротора и пультов управления буровой лебедкой, ключом АКБ, механизмами АСП; в рабочей зоне подвышечного основания – у пре-вентора и манифольдной линии; в рабочей зоне силового блока – у пультов управления дизелями и электродвигателями; в рабочей зоне насосного блока – у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости; в рабочей зоне блока циркуляционной системы; в подсобных, служебных, санитарно-бытовых и жилых помещениях вагон-домиков, в котельной.
Портативный газоанализатор AG-5100 или EC-80HS	4	
Универсальный переносной газоанализатор ГПХВ-2	1	
Переносной сигнализатор «Сигнал-2» или газоанализатор АНКАТ-7664	1	
Индивидуальный газосигнализатор сероводорода с цифровой индикацией и сигнализацией тревоги HS-82	35	Для всех работников (плюс один резервный).
Конус или флюгер и указатель сторон света	1	В месте доступном для обзора.

При отсутствии заложенных в проекте импортных газоанализаторов и газосигнализаторов возможно применение отечественных, имеющих разрешение на применение от Ростехнадзора.

Проектной документацией предусмотрено выполнение п. 1398-1403 ПБ НГП к контролю воздушной среды.

При обнаружении загазованности выше допустимой нормы, отбор проб воздуха ведут непрерывно через каждые 30 минут, дальнейшие работы должны быть прекращены до устранения причины загазованности, и все члены бригады должны надеть противогазы.

Для принудительного удаления газа из промывочной жидкости в проекте предусмотрены вакуумный дегазатор и устройство для отвода и нейтрализации газа. Технологическая схема дегазации промывочной жидкости представлена на рисунке 17.1.

Отделенный в дегазаторе (1) от промывочной жидкости газ отводится по трубопроводу на расстояние 60 м для нейтрализации содержащегося в нем сероводорода. Трубопровод (4) изготавливается из электросварных труб $D = 89$ мм. Подача газа в трубопровод осуществляется с помощью вентилятора ВЦ4-70 № 5И1-03 (3), конец трубы направляется в емкость (5) объемом 6 м^3 , установленную в здании с деревянным каркасом (7), обтянутым бельтингом, площадью

15 м². В здании предусматривается естественная вентиляция через дефлектор (6) ЦАГИ № 1 Д = 200 мм, обеспечивающий 2-х кратный обмен воздуха. Потери тепла при воздухообмене компенсируются отоплением. Емкость (5) заполняется известковым молоком (75% суспензия извести в воде).

Трубопроводы для отвода газа от дегазатора прокладываются по деревянным опорам (8) высотой 3,5 м. В здании ОЦС предусматривается вентиляция через дефлектор ЦАГИ Д = 200 мм – 3 шт.

Для нейтрализации сероводорода непосредственно в скважине, проектом предусмотрено введение в промывочную жидкость нейтрализатора – оксида железа (Ironite Sponge). При выходе на поверхность промывочная жидкость проходит через дегазатор, где отделяется сероводородсодержащий газ. Далее, жидкость в соответствии с технологической схемой промывки проходит процесс очистки, а газ подается в емкость с известковым молоком, где вступает в реакцию:

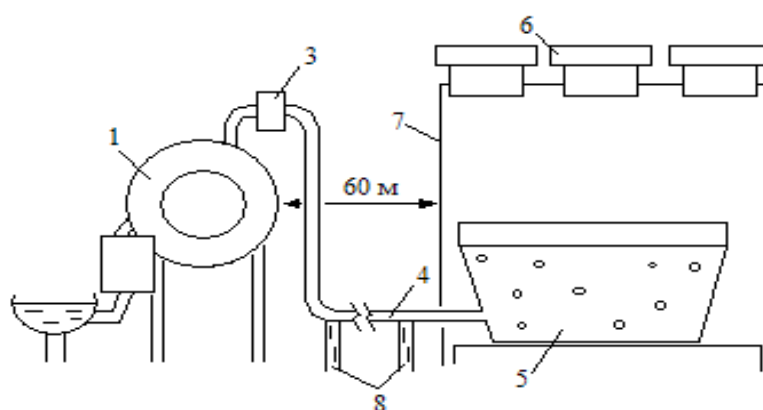
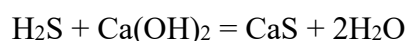


Рисунок 17.1 – Технологическая схема дегазации промывочной жидкости

В результате реакции образуется труднорастворимое соединение CaS, не загрязняющее окружающую среду.

Так как при проведении работ возможно выделение сероводорода, члены бригады должны быть обеспечены противогазами. Для проведения работ в опасной зоне – воздушными изолирующими противогазами, время защитного действия которых 40-180 минут в зависимости от выполняемой работы, при наличии H₂S не более 1% объемных, а для эвакуации людей из опасной зоны - противогазами марки «В» (коробка желтая). Время защитного действия 90 минут при максимальном содержании в воздухе сероводорода 8300-8900 мг/м³ (0,6% объемных).

Воздушные и кислородные респираторы, шланговые противогазы следует применять при работах в атмосфере, содержащей не более 1% сероводорода. При концентрации сероводорода более 1% для ведения спасательных работ допускается применение костюмов Л-1 или легководолазных костюмов.

Запрещается работать в фильтрующих противогазах в местах, где возможно внезапное выделение газа в больших объемах с последующим накоплением.

На объектах, где возможно выделение сероводорода, не допускается использование переносных светильников общего назначения, курение, использование открытого огня, сварочные работы.

В случае возникновения газонефтеводопроявлений, необходимо непрерывно производить закачку промывочной жидкости в скважину при форсированном режиме и при максимальном рабочем давлении, при этом противодействие регулируется на выкиде превенторным штуцером или задвижкой.

Для оперативного оповещения органов МЧС об аварии предусмотрена спутниковая связь.

Помещения производственных объектов должны быть оборудованы постоянно действующей приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением. В помещениях с периодическим пребыванием обслуживающего персонала должны быть установлены газосигнализаторы и вентиляционные установки с ручным включением с наружной стороны помещения.

Работа при аварийных ситуациях в условиях выделения сероводорода должна выполняться в спецодежде, обеспечивающей защиту от сероводорода, или в изолирующих костюмах типа ЗКА.

17.6 ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ТРУДА

Оценка гигиенических условий труда на рабочих местах проектируемого объекта проведена на основании руководства Р 2.2.2006-05 «Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда».

В таблице 17.5, на основании Методических указаний по идентификации и оценке производственных и профессиональных рисков организаций Группы «ЛУКОЙЛ», приведена идентификация опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) на рабочих местах проектируемого объекта, с учётом:

- квалификационных характеристик проектируемых рабочих мест;
- вида работ в принятой системе организации производственного процесса;
- основных рабочих функций и принятого проектом оборудования рабочей зоны;
- источников опасностей производственной среды и трудового процесса;
- анализа опасных и вредных производственных факторов, создающих предпосылки для возникновения неблагоприятных условий труда.

В таблице 17.6 приведена общая гигиеническая оценка условий труда рабочих мест проектируемого объекта. При проведении оценки учитывались статистические данные, данные аттестации рабочих мест и производственного контроля действующих предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», а также проектируемые защитные мероприятия (коллективные средства защиты, СИЗ, принцип «защиты временем», регламентированный режим труда и отдыха пр.).

Следует учесть, что оценка условий труда проведена с учетом проектных решений. Каждый из опасных и вредных производственных факторов трудового процесса требует количественного измерения и оценки по фактическим значениям измеренных величин. Соответствующая работа должна быть проведена в процессе аттестации рабочих мест и при вводе проектируемого объекта в эксплуатацию.

С учётом принятых проектом характеристик условий труда, предусматривается внедрение и использование средств индивидуальной и коллективной защиты (СИЗ и СКЗ) от воздействия опасных и вредных производственных факторов. Контроль эффективности средств защиты на рабочих местах должен производиться в соответствии с техническими условиями, но не реже 1 раза в 2 года для СКЗ и не реже 1 раза в год для СИЗ.

Таблица 17.5 – Идентификация ОВПФ

Опасные и вредные производственные факторы	ИТР			Бригада освоения			Буровая бригада				Вышкомонтажная бригада		
	Геолог, технолог *	Инженеры по бурению*	Мастер буровой установки	Бурильщик	Пом. бурильщика	Машинист подъемника	Бурильщик	Пом. бурильщика	Слесарь	Электромонтёр	Вышкомонтажник	Вышкомонтажник-сварщик	Вышкомонтажник - электромонтёр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Микроклимат (кроме нагревающего)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Нагревающий микроклимат (ТНС-индекс)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-
Искусственное освещение	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Естествен. освещение	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Шум	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Инфразвук	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Вибрация общая	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Аэроионный состав воздуха	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Неионизирующие ЭМИ и ЭМП	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	+	+
Ионизирующие излучения	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Химический фактор	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Аэрозоли преимущественно фиброгенного действия (АПФД)	-	-	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-
Тяжесть труда	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+
Напряженность труда	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
<i>Травмоопасные факторы</i>													
Токопроводящие элементы конструкций, оборудования под напряжением	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	+	+
Скользкое, некачественное покрытие	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Токопроводящие элементы конструкций, оборудования под напряжением	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	+	+

Продолжение таблицы 17.5

Опасные и вредные производственные факторы	ИТР			Бригада освоения			Буровая бригада				Вышкомонтажная бригада		
	Геолог, технолог *	Инженеры по бурению*	Мастер буровой установки	Бурильщик	Помощник бурильщика	Машинист подьемника	Бурильщик	Помощник бурильщика	Слесарь	Электромонтёр	Вышкомонтажник	Вышкомонтажник-сварщик	Вышкомонтажник-электромонтёр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Скользкое, некачественное покрытие	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Возможность падения предметов, обрушения конструкций	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Стихийные бедствия (молния, метель, снегопад)	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Взрывоопасные вещества	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
Жидкости под давлением	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-
Газы под давлением	-	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	+	-
Транспортное средство	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Холодные поверхности	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Движущиеся, разлетающиеся предметы при работе машин и механизмов	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Сварочные работы	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-
Работы на высоте	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	+	+
Перемещение грузов	-	-	-	-	+	-	-	+	+	+	+	+	+
Травмоопасные части (детали, узлы) машин, механизмов, оборудования, приспособлений, инструментов	-	-	-	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+

*В виду сходных условий труда, организации и оснащённости рабочих зон, в общие группы объединены следующие специальности (проведена общая идентификация ОВПФ):

Геолог, технолог;

Инженер по наклонно-направленному бурению, инженер по буровым растворам (инженеры по бурению).

Таблица 17.6 – Общая оценка условий труда по степени вредности и опасности

Наименование специальности	Класс условий труда															Итоговая оценка условий труда
	Химический фактор	Биологический фактор	Аэрозоли ПФД	Акустические			Вибрация общая	Вибрация локальная	Неионизирующие излучения	Ионизирующие излучения	Микроклимат	Освещение	Тяжесть труда	Напряженность труда	Температура открытых территорий	
				Шум	Инфразвук	Ультразвук										
<i>Инженерно-технические работники</i>																
Мастер буровой установки	2	1	1	2	1	1	2	1	1	1	2	2	1	3.1	3.2	3.2 (вредный)
Геолог, технолог*	2	1	1	2	1	1	1	1	2	1	2	2	1	3.1	3.2	3.2 (вредный)
Инженеры по бурению*	2	1	1	2	1	1	2	1	1	1	2	2	1	2	3.2	3.2 (вредный)
<i>Бригада освоения</i>																
Бурильщик	2	1	1	2	2	1	2	2	1	1	2	2	1	2	3.2	3.2 (вредный)
Помощник бурильщика	2	1	2	2	2	1	2	2	1	1	2	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)
Машинист подъёмника	2	1	1	2	2	1	2	2	1	1	2	2	1	2	3.2	3.2 (вредный)
<i>Буровая бригада</i>																
Бурильщик	2	1	1	2	2	1	2	2	1	1	2	2	1	2	3.2	3.2 (вредный)
Помощник бурильщика	2	1	2	2	2	1	2	2	1	1	2	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)
Слесарь	2	1	2	2	2	1	2	1	1	1	2	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)
Электромонтёр	2	1	1	2	2	1	2	1	2	1	2	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)
<i>Вышкомонтажная бригада</i>																
Вышкомонтажник	2	1	1	2	2	1	2	1	1	1	2	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)
Вышкомонтажник-сварщик	2	1	1	2	2	1	2	1	2	1	3.1	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)
Вышкомонтажник-электромонтёр	2	1	1	2	2	1	2	1	2	1	2	2	2	2	3.2	3.2 (вредный)

*В виду сходных условий труда, организации и оснащённости рабочих зон, в общие группы объединены следующие специальности (проведена общая идентификация ОВПФ):

Геолог, технолог;

Инженер по наклонно-направленному бурению, инженер по буровым растворам (инженеры по бурению).

17.7 РЕЖИМ ТРУДА И ОТДЫХА

Как уже указывалось выше, в связи с особенностями производства работ по строительству скважин, размещение персонала при выполнении своих должностных функций предполагается в основном на улице или в неотапливаемых помещениях. В связи с этим необходимо обеспечить рациональное чередование периодов труда и отдыха, определяющееся производственными условиями, характером выполняемой работы, ее тяжестью и протяженностью (особенно для работ в зимний период года).

Для категорий работников, занятых выполнением работ на открытом воздухе (ст. 109 ТК РФ) должны соблюдаться регламентированные перерывы для обогрева (с целью предотвращения обморожения) и отдыха (в зависимости от тяжести труда), которые включаются в рабочее время. Продолжительность перерывов для обогрева и отдыха, работающих на открытых площадках в холодное время года в зависимости от категории энергозатрат должна соответствовать СанПиН 2.2.4.548-96. Обогрев и отдых рабочих предусмотрен в специальных санитарно-бытовых помещениях (вагон-дом, операторная, станция ГТИ).

Для всех категорий работников установлены предельные температуры, ниже которых могут проводиться работы на открытом воздухе только при условии проведения дополнительных организационных мер по предотвращению обморожения – таблица 17.7.

Таблица 17.7 – Предельные температуры работ на открытом воздухе

Скорость ветра, м/с	Предельная температура воздуха, град.С
До 2	Минус 45
От 2 до 5	Минус 40
От 6 до 10	Минус 35
От 11 до 15	Минус 25
16 и более	Минус 20

При выполнении работ в холодное время на открытых площадках обязательно предусматриваются:

- наличие теплоизолирующих СИЗ, соответствующих условиям трудовой деятельности;
- средства оказания первой медицинской помощи на случай возможного обморожения открытых частей тела;
- проведение внеочередного инструктажа по охране труда на рабочем месте;
- производство работ в количестве не менее 2-х человек;
- наличие письменного задания (наряда-допуска) на производство работ с указанием времени связи с руководителем работ.

17.8 СРЕДСТВА ИНДИВИДУАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ

В соответствии с ТК РФ на работах с вредными и опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, работодатель обязан обеспечить работников СИЗ за счёт собственных средств (статьи 212, 219, 221 ТК РФ), в соответствии с «Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» (утв. Постановлением Министерства труда и социального развития 18.12.1998 г. № 51).

Наименование и количество СИЗ, устанавливает работодатель по согласованию с профсоюзным органом и государственным инспектором по охране труда. В таблице 17.8 приведен примерный перечень СИЗ для рабочих мест проектируемого объекта. Перечень разработан на основании «Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам ПАО «Нефтяная компания «ЛУКОЙЛ» (утв. Постановлением Минтруда РФ № 41 от 26.05.2000 г.).

Выдаваемые работникам СИЗ, должны соответствовать их полу, росту и размерам, характеру и условиям выполняемой работы и обеспечивать безопасность труда. В ежегодной заявке указываются наименования спецодежды, спецобуви для мужчин и женщин, ГОСТ, ОСТ, ТУ, модели, защитные пропитки, цвета тканей, размеры, ежеквартальная потребность в СИЗ.

Таблица 17.8 – Перечень СИЗ

Наименование рабочего места	Пункт, страница типовых норм	Наименование средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (единиц или комплектов)
Мастер буровой установки; Геолог; Технолог; Инженер по бурению; Бурильщик / помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ; Машинист подъёмника по опробованию скважин; Слесарь по обслуживанию буровых; Электромонтёр по обслуживанию буровых; Вышкомонтажник; Вышкомонтажник-сварщик Вышкомонтажник-электромонтёр	Разд.1 п. 22	Костюм брезентовый или	1
	Разд.1 п. 21	Костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой или	1 или 2
	Разд.2 п. 36	Костюм из смесовых тканей с водоотталкивающей пропиткой	1
	Разд.2 п. 23	Респиратор фильтрующий ШБ-1 «Лепесток-200»	До износа
		Плащ непромокаемый	1 на 2÷3 года или дежурный
	Разд.2 п. 27	Сапоги кожаные или Ботинки кожаные или Сапоги кирзовые или Сапоги резиновые	1 пара на 1,5 г. 1 пара на 1,5 г. 1 пара на 1,5 г. 1 пара на 1,5 г.
	Разд.1 п. 19	Рукавицы комбинированные или	12÷24 пары
	Разд.1 п. 20	Рукавицы нефтеморозостойкие	12÷24 пары
	Разд.8 п.142	Рукавицы брезентовые или	12÷24 пары
	Разд.8 п.134	Перчатки защитные с полимерным покрытием и крагами	4 пары
Разд.1 п.20	Рукавицы «КР»	12 пар	
	Каска защитная	1 на 2 года или до износа	
	Подшлемник под каску	1 или дежурный	
	Противогаз	дежурный	

Наименование рабочего места	Пункт, страница типовых норм	Наименование средств индивидуальной защиты	Норма выдачи на год (единиц или комплектов)
<i>Дополнительно</i>			
Слесарь по обслуживанию буровых; Геолог; Начальник буровой установки; мастер буровой установки;	- « -	Очки защитные	до износа
Бурильщик / помощник бурильщика эксплуатационного и разведочного бурения скважин на нефть и газ	- « -	Пояс предохранительный	дежурный
		Перчатки диэлектрические	дежурные
Электромонтёр по обслуживанию буровых	- « -	Очки защитные	до износа
		Перчатки диэлектрические	18 пар
		Галоши диэлектрические	дежурные
Вышкомонтажник-сварщик	- « -	Очки защитные	до износа
		Костюм летний для сварщика	2 на 1,5 года
		Очки защитные	до износа
		Перчатки диэлектрические	дежурные
		Галоши диэлектрические	дежурные
		Маска сварщика	до износа
		Пояс предохранительный	1 на 2 года
Вышкомонтажник;	- « -	Пояс предохранительный	1 на 2 года
<i>Зимой дополнительно для всего персонала, обслуживающего месторождение</i>			
		Костюм хлопчатобумажный на утепляющей прокладке или Костюм из смесовых тканей и материалов с масловодоотталкивающей прокладкой на утепляющей прокладке	по поясам или дежурный по поясам или дежурный
		Сапоги кожаные утепленные или Валенки Галоши на валенки	по поясам по поясам 1 пара на 2 г.
		Полушубок (или пуховик) или Костюм (комбинезон) меховой	1 на 4 года (по поясам)
		Рукавицы меховые или Рукавицы утепленные	1 пара на 2 г. 1 пара
		Шапка-ушанка	1 на 2 года
		<i>Дополнительно</i>	
Вышкомонтажник-сварщик	- « -	Костюм зимний для сварщика	1

Примечания:

1. Рабочим, которым в соответствии с приведенными Нормами, предусмотрена выдача костюма брезентового или хлопчатобумажного с водоотталкивающей пропиткой, в зависимости от производственных и климатических условий, могут выдаваться одновременно два костюма (брезентовый и хлопчатобумажный с водоотталкивающей пропиткой или 2 брезентовых костюма или 2 костюма хлопчатобумажных с водоотталкивающей пропиткой) со сроком носки - 2 года.

2. Всем работникам, занятым на работах, в процессе которых возможно загрязнение нефтью или нефтепродуктами, вместо рукавиц комбинированных, брезентовых или "КР" могут выдаваться рукавицы резиноканевые утепленные нефтеморозостойкие (НМС) с тем же сроком носки.

3. Работники, занятые на работах в блоке приготовления бурового раствора при затворении глинопорошка, должны обеспечиваться индивидуальными средствами защиты органов дыхания – респираторами фильтрующими типа «Лепесток».

4. Работникам, которым в соответствии с настоящими Нормами предусмотрена выдача сапог кирзовых, в зависимости от производственных и климатических условий взамен могут выдаваться сапоги резиновые с губчатым утеплителем со сроком носки – 1,5 года.

5. Рабочим, занятым на работах, связанных с сильным загрязнением, дополнительно к спецодежде, предусмотренной настоящими Нормами, может выдаваться костюм из прорезиновой ткани со сроком носки – 2 года.

6. Работникам, которым в соответствии с настоящими Нормами предусмотрена выдача костюма хлопчатобумажного на утепляющей прокладке или костюма из смесовых тканей с масловодоотталкивающей пропиткой на утепляющей прокладке, может выдаваться костюм хлопчатобумажный с пристегивающейся утепляющей прокладкой или костюм из смесовых тканей с масловодоотталкивающей пропиткой с пристегивающейся утепляющей прокладкой.

7. Работникам всех профессий и должностей, занятым на работах во взрывопожароопасных условиях, должна выдаваться специальная одежда, изготовленная из тканей и материалов с антистатическими свойствами.

8. Работникам, занятым на наружных работах зимой под защитную каску вместо подшлемника с трехслойным утеплителем из ватина и шапки-ушанки может выдаваться подшлемник из натурального меха – 1 на 2 года, в осенне-зимний период – дополнительно подшлемник с однослойным утеплителем из ватина – 1 на 2 года.

При применении средств индивидуальной защиты должно быть предусмотрено:

- инструктаж работников по правилам пользования и простейшим способам проверки исправности респираторов, противогазов, самоспасателей, предохранительных поясов, касок и др. СИЗ;
- обеспечение надлежащего ухода за СИЗ (сушка, химчистка, стирка, ремонт, дегазация, дезактивация, обезвреживание и т.п.) и их хранение;
- регулярные испытания и проверки исправности СИЗ;
- выполнение инструкции о порядке использования спецодежды, спецобуви и др. СИЗ; а также:
- выполнение Правил по применению и испытанию средств защиты, используемых при эксплуатации электроустановок (при применении СИЗ от поражения электрическим током);
- использование на взрывопожароопасных объектах (взрывопожароопасных участках производства) спецодежды, изготовленной из термостойких и антистатичных материалов;
- наличие комплектов одежды и обуви из антистатической ткани с нефтемаслоотталкивающей пропиткой;
- обеспечение рабочих мест, связанных с производственными процессами, сопровождающимися загрязнением рук, тела, спецодежды (группы производственного процесса 2г), согласно Постановлению Минтруда от 04.07.2003 г. № 45, средствами для защиты и очистки кожных покровов: мыло из расчёта 400 г в месяц, защитный крем для рук гидрофильного действия из расчёта 100 мл в месяц, очищающая паста для рук из расчёта 200 мл в месяц.

Все применяемые СИЗ должны быть сертифицированы в соответствии с «Правилами проведения сертификации средств индивидуальной защиты», утвержденными Постановлением Государственного комитета РФ по стандартизации и метрологии от 19.06.2000 г. № 34.

17.9 ОЦЕНКА ШУМОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Шумовое воздействие рассматривается как энергетическое загрязнение окружающей среды (в частности атмосферы) и влияет на окружающую среду посредством звуковых колебаний, передаваемых через воздух или твердые тела.

Величина воздействия шума на окружающую среду зависит от уровня звукового давления, частотных характеристик шума, его продолжительности, периодичности.

Размер зоны воздействия и уровень звука на границе вагон-домиков от источников шума, находящихся на буровой площадке, рассчитывался согласно СП 51.13330.2011 «Защита от шума» и приведен в разделе 8 ПД – Перечень мероприятий по охране окружающей среды.

Проектом приняты меры и средства защиты от шума и вибрации, предотвращающие непосредственное их воздействие не только на рабочий персонал, но и на компоненты окружающей природной среды:

- рациональное распределение шумовыделяющего оборудования, обеспечивающего минимальное суммирование уровня звука и вибрации от одновременно действующих машин и механизмов;

- шумовыделяющее оборудование размещено в отдельных блочных модулях, которые дают дополнительную акустическую защиту:

- звукоизолирующие ограждения зданий и помещений;
- звукопоглощающие облицовки строительных конструкций;
- звукоизолирующие кожухи оборудования;
- средства вибропоглощения для установки машин и механизмов;

- оборудование и установки, генерирующие шум и вибрацию подбирались с наименьшими шумовыми и вибрационными характеристиками;

- проведение своевременных планово-предупредительных ремонтов оборудования, проверка крепления стационарного оборудования к фундаментам;

- технический и производственный контроль шумовых и вибрационных характеристик оборудования и приспособлений.

Кроме того, элементы ограждающих конструкций выполнены из материалов, не имеющих сквозных пор (сталь), что усиливает их звукоизолирующие свойства.

При монтаже блочных зданий комплектной заводской поставки необходимо учесть и провести следующие мероприятия по усилению их звукоизолирующих свойств и предотвращению проникновения шума в атмосферу и на прилегающую территорию:

- звукоизолировать места пересечения ограждающих конструкций с инженерными коммуникациями и использовать звукоизолирующие уплотнения по периметру притворов окон, ворот, дверей;

- использовать звукопоглощающие материалы для ослабления вибрации, распространяющейся по коммуникациям (трубопроводам, каналам), стыковкой последних через прокладки из резины, специальные противозумные мастики на битумной основе, наносимые на поверхность металла;

- в стенах, перегородках производственных помещений предусматривать устройство проемов в местах пересечения конструкций коммуникациями площадью в полтора-два раза большей площади сечения пересекающей ограждение коммуникации с последующим заполнением пространства между ограждающей конструкцией и коммуникациями звукопоглощающим или вязкоупругим материалом, который следует закрывать с двух сторон крышками из металла и других материалов;

- в конструкции стен, перегородок и перекрытий следует предусматривать устройство проемов в местах пересечения конструкций несколькими коммуникациями, которые следует объединять в пакеты или коллекторы, а также заделку проемов одновременно с возведением этих ограждающих конструкций. Присоединение трубопроводов к коллекторам следует предусматривать через гибкие вставки или виброизолирующие прокладки во фланцах;

➤ при пересечении трубами двойных стен, перекрытий с отдельным полом или с отдельным потолком, трубы и другие коммуникации не должны создавать жесткой связи между элементами конструкции за счет применения прокладок из вязкоупругого материала.

Такое снижение уровня шума достигается предусмотренных проектом архитектурно-планировочных методов, в т.ч.:

- удаление источников шума от объектов, защищаемых от шума;
- сосредоточение источников шума в отдельных комплексах на территории промышленного объекта.
- расположение между источниками шума и защищаемыми от шума объектами сооружений, не являющихся источниками шума и размещаемые вдоль источников шума, как правило, в виде сплошной застройки.

17.10 РАДИАЦИОННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

В процессе производства работ образование отходов с повышенным содержанием радионуклидов не ожидается, вследствие большого опыта ведения работ на данном месторождении, тем не менее, контроль радиационной безопасности проводится в период всего строительства скважин.

Таблица 17.9 – Средства контроля за радиационной безопасностью

Наименование, тип, вид, шифр	Наличие сертификата	Краткая техническая характеристика
МКС-05 «ТЕРРА-П»	Сертификат об утверждении типа средств измерений, оформленный согласно требованиям действующей нормативно-технической документации Российской Федерации.	Диапазон измерений мощности эквивалентной дозы гамма-излучения 0,1-999,9 мкЗв/ч; Диапазон измерений эквивалентной дозы гамма-излучения 0,001-9999 мЗв.
Примечание – показания снимаются в блоке очистки промывочной жидкости, шламо-накопителе, на устье скважины.		

18. ОПИСАНИЕ МЕРОПРИЯТИЙ И ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЙ, НАПРАВЛЕННЫХ НА ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ДОСТУПА НА ОБЪЕКТ ФИЗИЧЕСКИХ ЛИЦ, ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ И ГРУЗОВ

В соответствии с информацией, предоставленной застройщиком ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» объект «Строительство поисково-оценочной скважины № 34 Хыльчюуской структуры» не является категоризованным объектом топливно-энергетического комплекса ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» в соответствии с требованиями Федерального закона от 21.07.2011 № 256-ФЗ «О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса».

Таким образом, требования постановления Правительства Российской Федерации от 05.05.2012 №458 «Об утверждении Правил по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса» на вышеуказанный объект не распространяются.

В соответствии с СП132.13330.2011 класс значимости объекта по ущербу в случае террористической угрозы принят третьим.

Въезд на территорию производства работ осуществляется по пропускному режиму через существующий контрольно-пропускной пункт, исключая проникновение на территорию посторонних лиц. На КПП осуществляется визуальный досмотр. Объект находится в границах контролируемой зоны охраняемых объектов ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Охранные услуги (обеспечение охраны имущества на объектах) ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» согласно договору (ежегодно пролонгируется) оказывает ООО «Частное охранное предприятие Агентство «ЛУКОМ-А-Север».

В целях предупреждения возможных противоправных актов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ООО «Частное охранное предприятие Агентство «ЛУКОМ-А-Север» осуществляет следующие мероприятия:

- особо важные объекты ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» охраняются сторожевой охраной и мобильной вооруженной группой из числа сотрудников ЧОП;
- проводится комплексная проверка объектов предприятий на предмет технической укрепленности, и после этого устанавливаются ограждения по периметру предприятий;
- на всех нефтепромыслах установлены КПП с правом досмотра транспорта и грузов. Въезд на промыслы осуществляется по пропускам;
- силами сотрудников ЧОП систематически проводится профилактическая работа с целью недопущения террористических актов;
- административные здания ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» круглосуточно охраняются вооруженными сотрудниками ЧОП;
- для координации работы ЧОП создана дежурная часть;
- силами сотрудников ЧОП, а также периодически с сотрудниками полиции проводятся рейды, направленные на предотвращение противоправных актов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», в том числе осмотр территории с вертолета для выявления нарушителей пропускного режима.

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» организуются и проводятся проверки состояния объектов добычи и транспортировки нефти и газа, технических средств пожаротушения, пожарной сигнализации, средств связи, освещения, а также состояния прилегающих к объектам территорий. Запрещена парковка личного и иногороднего транспорта на объектах, а также нахождение работников на промыслах в нерабочее время. Активизирована работа формирований охраны общественного порядка по профилактике и предотвращению правонарушений на территории опасных производственных объектов.

Несанкционированное вмешательство в технологический процесс может повлиять на снижение производительности, остановку производства, развитие аварии. Для предотвращения постороннего вмешательства в деятельность объектов проектом предусмотрено:

- ограждение территории объектов обвалованием;
- организация въезда на территорию объекта и выезда с нее в просматриваемых местах;
- ограждение вышечно-лебедочного, силового насосного блоков;
- размещение компрессорной и энергоблока в закрытом помещении;
- ограждение земляного амбара по периметру загородкой;
- выставление по периметру ограждения буровой установки предупредительных табличек: "Вход и въезд посторонним лицам на территорию буровой запрещен!"
- на въездах на площадку строительства предусматривается установка запрещающих знаков;
- установление охраны силами членов буровой бригады;
- применение средств оперативной радиосвязи;
- предусматривается рабочее и аварийное освещение территории буровой площадки, въездов на нее, проектируемых зданий и сооружений. Наружное освещение площадок решается светильниками, установленными на прожекторных мачтах;
- ограничение доступа к токсичным химическим реагентам путем хранения в запираемом складе химреагентов.

19 ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ, ИНСТРУКТИВНЫХ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный закон № 116-ФЗ от 21.07.97 г. «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» в текущей редакции.
2. Закон РФ № 2395-1 от 21.02.92 г. «О недрах» в текущей редакции.
3. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. 2004 г.
4. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
5. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
6. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.
7. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля. 2012 г.
8. ГОСТ Р 21.1101-2013. Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
9. ГОСТ 31446-2017 (ISO 11960:2014). Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия.
10. ГОСТ 32696-2014. Трубы стальные бурильные для нефтяной и газовой промышленности. Технические условия.
11. ГОСТ 34380-2017 (ISO 10405:2000). Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию.
12. ГОСТ Р 50278-92. Трубы бурильные с приваренными замками. Технические условия.
13. ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования, утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ. 1986 г.
14. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. 1998 г.
15. РД 08-272-99. Требования безопасности к буровому оборудованию в нефтяной и газовой промышленности. 1999 г.
16. РД 153-39.0-072-01. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах, утв. Приказом Минэнерго РФ от 07.05.2001 N 134.
17. РД 39-013-90. Инструкция по эксплуатации бурильных труб. 1990 г.
18. РД 39-00147001-767-2000. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. 2000 г.
19. РД 39-0147009-544-87. Технология управления скважиной при газонефтеводопроявлениях в различных горно-геологических условиях. 1987 г.
20. РД 39-0147014-515-85. Особенности расчета трубных колонн для нефтяных и газовых скважин сероводородсодержащих месторождений. 1985 г.
21. РД 39-0148052-514-86. Инструкция по предупреждению искривления вертикальных скважин. 1986 г.
22. РД 39-0148052-537-87. Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. 1987 г.
23. РД 39-4-1063-84. Типовые и обязательные комплексы геофизических исследований поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, бурящихся на нефть и газ. 1984 г.
24. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. 1994 г.

25. РД 51-1-96. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих, утверждена Минтопэнерго и Минприроды РФ от 25.01.1996, 10.08.1996.

26. Руководство по безопасности "Методические основы по проведению анализа опасностей и оценки риска аварий на опасных производственных объектах", М., 2015 г.

27. Положение о складах аварийного запаса оборудования, специальных приспособлений, инструмента, материалов, специальной одежды, средств страховки и индивидуальной защиты, необходимых при ликвидации нефтегазоводопроявлений и открытых фонтанов, согласовано письмом Госгортехнадзора России № 10-03/1292 от 04.12.2003 г.

28. СП 22.13330.2016. Основания зданий и сооружений. 2016 г.

29. СП 44.13330.2011. Административные и бытовые здания. 2011 г.

30. СП 48.13330.2011. Организация строительства. 2011 г.

31. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. 2011 г.

32. СП 60.13330.2012. Отопление, вентиляция и кондиционирование. 2012 г.

33. СП 2.2.1.1312-03. Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий. 2003 г.

34. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. 1974 г.

35. ТУ 26-12-775-90. Трубы бурильные утяжеленные. Технические условия. 1990 г.

36. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.

37. Правила противопожарного режима в Российской Федерации. 2012 г.

38. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. 1986 г.

39. ПУЭ. Правила эксплуатации электроустановок. 6 издание, 7 издание, 2003 г.

40. НПБ 166-97. Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации. 2003 г.

41. Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах. 1999 г.

42. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. 1998 г.

43. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. 1997 г.

44. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. 1999 г.

45. Инструкция по расчету бурильных колонн. 1997 г.

46. Типовые инструкции по безопасности работ при строительстве нефтяных и газовых скважин. Книга 1. 1996 г.

47. Типовая инструкция по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газонефтепроявлений при строительстве скважин на нефть и газ. 1988 г.

48. Типовая инструкция по охране труда рабочих основных профессий, осуществляющих буровые работы в дочерних обществах ОАО «ЛУКОЙЛ». 2002 г.

49. Рекомендации № 10-03/797 по разработке проектно-сметной документации на строительство скважин. 1999 г.

50. Сметные нормы времени на испытание объектов скважин с применением испытателей пластов. 1987 г.

51. Сметные нормы времени на промыслово-геофизические исследования в скважинах. 1984г.

52. Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. 1985 г.

53. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. 2000 г.

54. Единые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. 1984 г.

55. Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных взрывоопасных и токсичных веществ. Межведомственный научно-методический центр «Информатики

риска» (одобрено Управлением экологических нормативов и методического обеспечения Государственной экологической экспертизы).

56. А. Елохин. Анализ и управление риском: теория и практика. Страховая группа «ЛУКОЙЛ». Москва, 2000 г.

57. Аварии и несчастные случаи в нефтяной и газовой промышленности России. Под редакцией Ю.А. Дадонова, В.Я. Кершенбаума. ООО «Анализ опасностей», АНО «Технонефтегаз». Москва, 2001 г.

58. API Spec 5CT. Specification for Casing and Tubing.

59. API Spec 5DP. Specification for Drill Pipe.

60. API Spec 7. Specification for Rotary Drill Stem Elements.

20 СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ**Таблица 20.1 – Список условных сокращений**

№ п/п	Сокращения, типы, шифры, условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
1	pH	Водородный фактор
2	АВПД	Аномально высокое пластовое давление
3	Агр./опер.	Агрегато-операции
4	АК	Акустический каротаж
5	АКБ	Автоматический ключ бурильщика
6	АКЦ	Акустическая цементометрия
7	АНПД	Аномально низкое пластовое давление
8	АФК (АФ) / АНК	Арматура фонтанная / нагнетательная
9	БК	Боковой каротаж
10	БКЗ	Боковое каротажное зондирование
11	БМ-700	Блок манифольда
12	БМК	Боковой микрокаротаж
13	БПУ	Блок передвижной унифицированный
14	БСВ	Буровые сточные воды
15	БУ	Буровая установка
16	БШ	Буровой шлам
17	ВАК (АКШ-1)	Волновой акустический каротаж
18	ВЗД	Винтовой забойный двигатель
19	ВИКИЗ	Высокочастотное электромагнитное зондирование
20	ВСН 39-86	Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ
21	ВСП	Вертикальное сейсмическое профилирование/ верхний силовой привод
22	ВЧ	Военизированная часть
23	ГГКп	Гамма-гамма каротаж плотностной
24	ГГКц	Гамма-гамма цементометрия
25	ГЗД	Гидравлический забойный двигатель
26	ГзК	Газовый каротаж
27	ГИС	Геофизические исследования скважин
28	ГК	Гамма-каротаж
29	ГНВП	Газонефтеводопроявления
30	ГНО	Глубинное насосное оборудование
31	ГСМ	Горюче-смазочные материалы
32	ГТИ	Геолого-технологические исследования
33	ГТН	Геолого-технический наряд
34	ГУЦ	Головка цементирующая
35	ДРУ	Двигатель забойный с регулируемым углом перекоса
36	ДС	Кавернометрия (профилеметрия)
37	ЕТП	Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях
38	ЕНВ НА БУР.	Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые

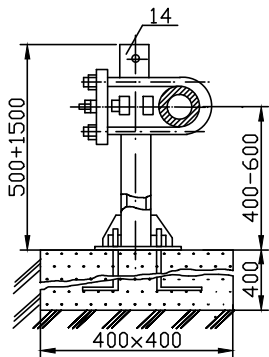
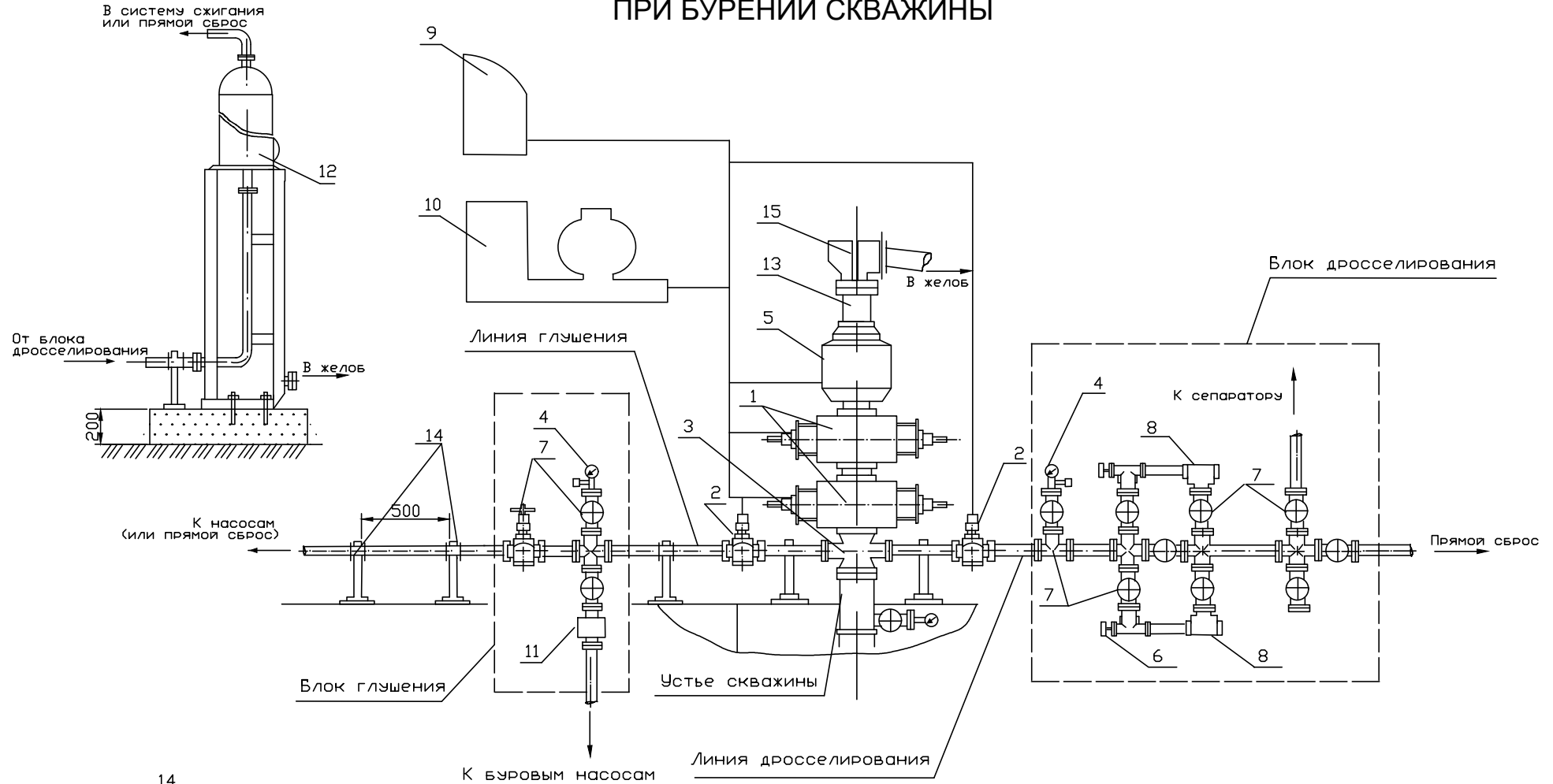
№ п/п	Сокращения, типы, шифры, условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
39	ЕНВ НА ИСП.	Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин
40	ЗТС	Забойная телесистема
41	ИК	Индукционный каротаж
42	ИС	Инклинометрия
43	ИТР	Инженерно-технические работники
44	ИЭР	Инвертно-эмульсионный буровой раствор
45	КИИ	Испытатель пластов на бурильных трубах
46	КМЦ	Карбоксиметилцеллюлоза
47	КНБК	Компоновка низа бурильной колонны
48	КНК(РКС-3)	Компенсированный нейтронный каротаж прибором РКС-3
49	КС	Калибратор спиральный
50	КШЦ	Кран шаровой
51	ЛМ	Локация муфт
52	ЛЭП	Линии электропередач
53	ММП	Многолетнемерзлые породы
54	МНК	Многозондовый нейтронный каротаж
55	МСФ	Алюмосиликатные микросферы
56	МСЦ	Муфта ступенчатого цементирования
57	НГК	Нейтронный гамма-каротаж
58	НКТГ	Насосно-компрессорные трубы гладкие
59	ОБР	Отработанный буровой раствор
60	ОЗЦ	Ожидание затвердения цемента
61	ОКК	Оборудование для обвязки обсадных колонн
62	ОПК	Опробование пластов на кабеле
63	ОПО	Опасный производственный объект
64	ОТТМА	Обсадные трубы с трапецеидальной резьбой, исполнения А
65	ОЦК	Определение уровня цементного кольца
66	ПБ НПП	Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.
67	ПВО	Противовыбросовое оборудование
68	ПД	Проектная документация
69	ПДВ	Предельно допустимый выброс
70	ПДК	Предельно допустимая концентрация, мг/м ³
71	ПДМ	Пакер для двухступенчатого и манжетного цементирования
72	ПКТ	Перфоратор кумулятивный трубный
73	ПП	Пробка продавочная
74	ППГ	Превентор плащечный глухой
75	ППУ	Паровая передвижная установка
76	ПУГ	Превентор универсальный гидравлический
77	РВО	Буровой раствор на водной основе
78	РЕЗ	Резистивиметрия
79	РК	Радиоактивный каротаж
80	РУО	Буровой раствор на углеводородной основе
81	РУС	Роторная управляемая система

№ п/п	Сокращения, типы, шифры, условные обозначения	Расшифровка условных обозначений
82	СИЗ	Средства индивидуальной защиты
83	СКЦ	Станция контроля цементирования
83	СНМ	Синтетический нетканый материал
84	СНС	Статическое напряжение сдвига
85	СПО	Спуско-подъёмные операции
86	ССНВ на ИСП.	Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах
87	Т(ВТ)	Термометрия (высокочувствительная)
88	ТБПК	Трубы бурительные с приварными по комбинированной высадке замками
89	ТФ	Твердая фаза
90	УБТ	Утяжеленные бурительные трубы
91	УБТС	Утяжеленные бурительные трубы сбалансированные
92	УВ	Углеводороды
93	УС-6/30	Цементно-смесительная машина
94	УСО-20	Осреднительная емкость
95	УСЦ	Устройство ступенчатого цементирования
96	ЦА-320М	Цементировочный агрегат
97	ЦКОД	Клапан обратный дроссельный
98	ЦЦ	Центратор пружинный
99	ШО	Шаровый отсекаТЕЛЬ
100	ЭН, КМ	Элеваторы корпусные
101	ЯМК	Ядерно-магнитный каротаж

Приложение А
Геолого-технический наряд

Приложение Б
Типовые схемы оборудования устья скважины при бурении и испытании

ТИПОВАЯ СХЕМА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОП5 ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИНЫ



ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Повороты выкидных линий выполняются через кованые угольники или тройники с буферными устройствами. Повороты выкидных линий после блока задвижек запрещаются.
2. Плашечные превенторы оснащаются: верхний - трубными плашками; нижний - глухими плашками.
3. Допускается крепление манифольдов ПВО на зацементированных стойках, заглубленных на 1,2 м.

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ:

Поз.	Наименование	К-во	Примеч.
1	Плашечный превентор (ППГ)	2	
2	Задвижка с гидравлическим управлением	2	
3	Устьевая крестовина	1	
4	Манометр с запорным и разрядным устройствами с разделителем сред	2	
5	Кольцевой универсальный превентор (ПУГ)	1	
6	Регулируемая дроссель с ручным управлением	2	
7	Задвижка с ручным управлением	12	
8	Гаситель потока	2	
9	Вспомогательный пульт	1	
10	Станция гидропривода, основной пульт	1	
11	Обратный клапан	1	
12	Сепаратор	1	
13	Надпревенторная катушка	1	
14	Якорь крепления	12	
15	Разъемный желоб	1	

Приложение В
Временные нормы и нормативная карта

"СОГЛАСОВАНО"
 Главный инженер проекта
 филиала ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"
 "ТермНИПИнефть" в г.Перми
 А.А. Жилин
 " " " 2022 г.

"СОГЛАСОВАНО"
 Начальник отдела бурения
 Управления технологии бурения
 ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"
 " " " 2022 г.
 В. Г. Фуруров

"УТВЕРЖДАЮ"
 Начальник Управления технологии бурения
 ООО "ЛУКОЙЛ-Коми"
 " " " 2022 г.
 И.Р. Якулов

ВРЕМЕННЫЕ НОРМЫ
 НА МЕХАНИЧЕСКОЕ БУРЕНИЕ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ № 34
 ХЫЛЬЧУЮСКОЙ СТРУКТУРЫ

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал бурения, м		Глубина по верти- каль, м	Кол-во метров проходки, м	Размер долота, мм	Тип долота	Код IADC	ГОСТ, ТУ или производитель долот	Способ бурения	Нормы		Примечания	
	от	до								прохо- дки на долото м	мех. скорость бурения, м/ч		время бурения 1 метра, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Бурение под направление 630 мм													
Q	0	30	30	30	900,0	Шнек	-	Уральские буровые технологии	ВСП	-	2,0	0,50	
Бурение под кондуктор 426 мм													
Q+K ₁	30	443	443	413	508,0	AIS	115M	Halliburton	ВСП	500	10,0	0,10	Скв.30, 56, 60, 351, 353 Хыльчюсского месторождения
Бурение под I промежуточную колонну 323,9 мм													
J ₃ +J ₁₊₂ +T ₂₊₃	443	961	961	518	393,7	GT65DRMs	S324	Halliburton	ВСП/ГЗД	2000	22,0	0,05	Скв.30, 60, 351, 353 Хыльчюсского месторождения Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю.Россыгина
Бурение под II промежуточную колонну 244,5 мм													
T ₃₊₂ +T _{2an} +T _{1n} +T _{1cb} +P ₂	961	1897	1871	936	295,3	GT55WRMs	M323	Halliburton	ВСП/ГЗД	2000	22,0	0,05	Скв.30, 60, 351, 353 Хыльчюсского месторождения Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю.Россыгина
Бурение под эксплуатационную колонну 177,8 мм													
P _{1k} +P _{1ar} +P _{1at} +s+C ₂₊₃ +C ₁ 5+C ₁ 8+C ₁ 1V ₂ +C ₁ 1V	1897	2861	2802	964	219,1	GT65DHE	M424	Halliburton	ВСП/ГЗД	1000	20,0	0,05	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю.Россыгина
D ₃ f _m +D ₃ f _m +D ₃ f _m +D ₃ f ₅ (ev+iv)+ D ₃ f ₃ (src+iv)+D ₃ f ₅ dm	2861	3802	3725	941	219,1	GT65DHE MM64DM	M424 M434	Halliburton	ВСП/ГЗД	1000	11,0	0,09	
Бурение под хвостовик 127,0 мм													
D ₃ f ₂₊₁ (m+sr)+D ₃ f ₁ d _{zr}	3802	3980	3903	178	152,4	GT83MRH GT73DH	M444	Halliburton	ВСП/ГЗД	300	4,0	0,25	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю.Россыгина
D ₃ f ₁ d _{zr}	3980	4088	4011	108	152,4	У8-152,4/66,7 SC-2TK	S442	УДОЛ	ВСП	50	1,0	1,00	Скв.1 месторождения им. Ю.Россыгина
D ₃ f ₁ d _{zr} +D ₃ zv	4088	4144	4067	56	152,4	GT83MRH GT73DH	M444	Halliburton	ВСП/ГЗД	100	4,0	0,25	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю.Россыгина
D ₃ zv	4144	4287	4210	143	152,4	У8-152,4/66,7 SC-2TK	S442	УДОЛ	ВСП	50	0,5	2,00	Скв.1 месторождения им. Ю.Россыгина
D ₃ zv	4287	4318	4241	31	152,4	GT83MRH GT73DH	M444	Halliburton	ВСП/ГЗД	65	3,0	0,33	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю.Россыгина
D ₃ zv	4318	4327	4250	9	152,4	У8-152,4/66,7 SC-2TK	S442	УДОЛ	ВСП	50	0,5	2,00	Скв.1 месторождения им. Ю.Россыгина

Примечание: Допускается применение долот других производителей с соответствующим кодом IADC и имеющих аналогичные характеристики.

"СОГЛАСОВАНО"
 Главный инженер проекта
 филиала ООО "ЛУКОЙЛ-Иркутскнефтепродукт"
 "ПермНИПИнефть" в г. Пермь

А. А. Жилин

 2021 г.

СОГЛАСОВАНО
 Начальник отдела геологоразведочных работ
 ООО "ЛУКОЙЛ-Комп"

И. А. Юнин

 2022 г.

"СОГЛАСОВАНО"
 Начальник отдела бурения
 Управление геологического бурения
 ООО "ЛУКОЙЛ-Комп"

Р. В. Гафуров

 2022 г.

ПТВЕРЖДАЮ"
 Начальник Управления технологии бурения
 ООО "ЛУКОЙЛ-Комп"

И. Р. Якушев

 2022 г.

НОРМАТИВНАЯ КАРТА СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИНЫ

Общие сведения		Хвильчуская структура
Месторождение (площадь)	Куест №	
Скважина №	34	
Назначение скважин	поисково-оценочная	
Проектный горизонт	D2zv	
Вид скважин	Наклоно-направленная	
Проектная глубина (по вертикали / по стволу), м	4250/ 4327	
Буровая установка	Z150DBS	
Способ бурения	ВСП / ГЗД	
Средняя длина свечи, м	27	
Средняя длина буровой трубы СБТ-127, м	9	
Средняя длина буровой трубы СБТ-89, м	9	
Средняя длина утяжеленной буровой трубы, м	20,0	
Длина КНБК при бурении под направление, м	127,6	
Длина КНБК при бурении под кондуктор, м	199,1	
Длина КНБК при бурении под I пром. колонну, м	216,0	
Длина КНБК при бурении под II пром. колонну, м	252,0	
Длина КНБК при бурении под эксплуатационную колонну, м	277,3	
Средняя длина обсадной трубы, м	11	
Наименование обсадной колонны	Диаметр долота, мм	Диаметр ОК, мм
Направление	900,0	630,0
Кондуктор	508,0	30
I Промежуточная колонна	393,7	443
II Промежуточная колонна	295,3	961
Эксплуатационная колонна	219,1	1897
Хвостовик	152,4	3802
		4327
Глубина спуска (по стволу), м		
Коммерческая скорость, м/ст.месяц	942	
Продолжительность бурения и крепления, сут.	137,9	
Испытание в открытом стволе, сут.	8,3	
Общая продолжительность строительства, сут.	146,2	

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу				Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%		Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
		Интервал							час	сут			
		от	до	м	м								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
БУРЕНИЕ ПОД НАПРАВЛЕНИЕМ ШНЕКОВ 900 мм													
Сборка КНБК		0	0	0	30,0	операция	0,50	0,03	0,5	0,02	Согласно опыту бурения		
Бурение шнеком	Механическая скорость	0	30		30,0	1 м бурения	15,00	0,75	15,8	0,68			
Чистка шнека		0	30		30,0	операция	0,50	0,03	0,5	0,70		Согласно опыту бурения	
Подъем и разборка КНБК		0	30		60,0	операция	1,00	0,05	1,1	0,74		Согласно опыту бурения	
СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ НАПРАВЛЕНИЯ 630 мм													
ПЗР к спуску ОК 630 мм, инструктор по ТБ		0	30	90,0			1,50	0,08	1,6	0,81		Согласно опыту бурения	
Спуск ОК 630 мм	Средняя длина трубы	0	30	48,0	20,0	1 труба	1,71	0,09	1,8	0,88		ЕНВ на бурение. Часть 1. §62	
ПЗР к цементированию. Цементирование	Расстановка и обвязка цементировочной техники. Закачка цемента, продавочной жидкости	0	30	156,0	37,7	операция	3,23	0,16	3,4	1,03		Согласно расчету	
ОЗЦ. Демонтаж цементировочного оборудования, промывка линий от цемента	Установка циркуляционного патрубка	30					1,00	0,05	1,1	1,07		ЕНВ на бурение. Часть 1. §90	
ОЗЦ. Оборудование устья скважины.	Количество свечей	30			23,0	1 свеча	7,00	0,35	7,4	1,38		ЕНВ на бурение. Часть 1. §90	
Сборка свечей в шурфе СБТ-127	Количество свечей	30			23,0	1 свеча	4,60	0,23	4,8	1,58		ЕНВ на бурение. Часть 1. §28	
Сборка КНБК для разбуривания цем. стакана и бурения	Количество свечей УБТ	30		258,0	5,0	1 свеча	4,38	0,22	4,6	1,77		ЕНВ на бурение. Часть 1. §24	
Разбуривание цем. стакана ОК-630 мм	Механическая скорость	25	30	40	5,0	1 м бурения	1,08	0,05	1,1	1,82		Согласно опыту бурения	
Промывка, обработка бурового раствора		30	30,0	7,8		мин/100 м	0,54	0,03	0,6	1,84		ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
ИТОГО ПЛАНОВОЕ ВРЕМЯ НА НАПРАВЛЕНИЕ													
БУРЕНИЕ ПОД КОНДУКТОР ДОЛОТОМ 508 мм													
Бурение	Механическая скорость	30	443		6,0	1 м бурения	41,30	2,07	43,4	3,65		Скв.30, 56, 60, 351, 353 Хальчурюского месторождения	
Наращивание УБТ	Средняя длина трубы	30	443		23,0	1 труба	4,16	0,21	4,4	3,83		ЕНВ на бурение. Часть 1. §21	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	30	443		12,0	1 труба	2,34	0,12	2,5	3,93		ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины перед наращиваниями		30	443		5,0	мин/1 наращ.	1,27	0,06	1,3	3,99		Согласно опыту бурения	
Проработка-шаблонировка скважины	Средняя скорость	30	443	122,2	1,5	1 м бурения	12,36	0,62	13,0	4,53		Согласно опыту бурения	
Промывка скважины на забое	Количество циклов	443			7,8	мин/100 м	1,15	0,06	1,2	4,58		ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Полъем до башмака ОК-630 мм	Количество свечей	443		20,0	4,8	1 свеча	1,29	0,06	1,3	4,63		Согласно норм времени	
Полъем и разборка КНБК ло башмака ОК 630 мм	Количество свечей УБТ	443		258,0	7,0	1 свеча	4,77	0,24	5,0	4,84		ЕНВ на бурение. Часть 1. §23	
Сборка КНБК для шаблонировки перед ГИС	Количество свечей УБТ	443		258,0	5,0	1 свеча	4,63	0,23	4,9	5,04		ЕНВ на бурение. Часть 1. §24	
Спуск для шаблонировки перед ГИС	Количество свечей	443		33,2	3,2	1 свеча	1,20	0,06	1,3	5,10		Согласно норм времени	
Шаблонировка, промывка скважины	Количество циклов	443		2	7,8	мин/100 м	1,15	0,06	1,2	5,15		ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Полъем СБТ-127	Количество свечей	443		20,0	4,8	1 свеча	1,29	0,06	1,3	5,20		Согласно норм времени	
Полъем и разборка КНБК	Количество УБТ	443		258,0	7,0	1 свеча	4,88	0,24	5,1	5,42		ЕНВ на бурение. Часть 1. §23	
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ													
ГИС	ПС, КС, БС, ГК, КВ-ПР, резистивиметрия, термометрия, инклинометрия	30	443	144,0	549,4	замер	11,56		11,6	5,90		Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ	
СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ КОНДУКТОРА 425,5 мм													
Сборка и спуск КНБК для шаблонировки перед спуском ОК	Количество свечей УБТ	443		189,0	5,0	1 свеча	3,57	0,18	3,7	6,06		ЕНВ на бурение. Часть 1. §24	
Спуск СБТ-127 для шаблонировки перед спуском ОК	Количество свечей	443		33,2	3,2	1 свеча	1,20	0,06	1,3	6,11		Согласно норм времени на КНБК	
Промывка, шаблонировка скважины	Количество циклов	443		20,0	4,8	мин/100 м	1,15	0,06	1,2	6,16		ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Полъем СБТ-127	Количество свечей	443		20,0	4,8	1 свеча	1,29	0,06	1,3	6,21		Согласно норм времени	
Полъем и разборка КНБК	Количество УБТ	443		189,0	7,0	1 свеча	3,73	0,19	3,9	6,38		ЕНВ на бурение. Часть 1. §23	

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ		Затраты на ремонтные работы, %	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
		от	до	м				мин	час				
1	2	3	4	5		6	7	8	9	10	11	12	
ПЗР к спуску ОК-425,5 мм, инструктаж по ТБ		443	167,0					2,78	0,14	2,9	6,50	ЕНВ на бурение. Часть 1. §81	
Спуск ОК-425,5 мм	Средняя длина трубы 11 м	0	443	30,0		14,5	1 труба	10,23	0,51	10,7	6,95	ЕНВ на бурение. Часть 1. §82	
Заполнение раствором при спуске	100 м	0	443	8,0		12,0	1 операция	1,48	0,07	1,6	7,01	ЕНВ на бурение. Часть 1. §86	
ПЗР к цементированию. Промывка на забое	Рисстановка и обвязка цементировочной техники	443	156,0			7,8	мин/100 м	3,18	0,16	3,3	7,15	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Цементирование	Закачка буфера, цемента, продавочной жидкости	0	443			129,4	операция	2,16	0,11	2,3	7,24	Согласно расчету	
ОЗЦ Демонтаж цементировочного оборудования, промывка линий от цемента		443					операция	16,00		16,0	7,91	ЕНВ на бурение. Часть 1. §90	
Оборудование устья скважины. Монтаж ПВО.	Демонтаж циркуляционного патрубка, установка колпака фланца. Монтаж преленторов, монтаж механического и гидравлического приводов. Монтаж подпорной ванны, монтаж выкидных линий преленторов, установка опорных стоек под выкидные линии, проверка ПВО.	443					операция	31,42		31,4	9,22	Согласно свободной таблице норм времени	
Сборка и спуск СБТ-127 с мостков	Количество труб 21 шт.	443	26,5			6,0	1 труба	2,54	0,13	2,7	9,33	ЕНВ на бурение. Часть 1. §28	
Подъем СБТ-127	Количество свечей 7 шт.	0	443	20,0		4,8	1 свеча	0,89	0,04	0,9	9,37	Согласно норм времени	
Сборка КНБК для разбуривания цем. скважины и бурения	Количество свечей УБТ 8 шт.	443	411,0			5,0	1 свеча	7,52	0,38	7,9	9,70	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24	
Сборка и спуск СБТ-127 с мостков	Количество труб 28 шт.	443	29,6			6,0	1 труба	3,29	0,16	3,5	9,84	ЕНВ на бурение. Часть 1. §28	
Опрессовка ОК-425,5 мм и ПВО		443					операция	1,53	0,08	1,6	9,91	ЕНВ на бурение. Часть 1. §112	
Промывка скважины.	Количество циклов 2	443				4,6	мин/100 м	0,68	0,03	0,7	9,94	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Разбуривание цем. скважины и осадки ОК-425,5 мм	Механическая скорость 5 м/ч	433	443	40		12,0	1 м бурения	2,67	0,13	2,8	10,06	Согласно опыту бурения	
Опрессовка цементного кольца с проведением ГПТ-теста	Нагнетание бурового раствора, опрессовка	443	30			120,0	операция	2,50	0,13	2,6	10,17	Согласно опыту бурения	
Промывка, обработка бурового раствора	Количество циклов 2	443				4,6	мин/100 м	0,68	0,03	0,7	10,20	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
ИТОГО ПЛАНОВОЕ ВРЕМЯ НА КОНДУКТОР													200,6
БУРЕНИЕ ПОД ПРМЕЖУТОЧНУЮ КОЛОННУ ДОЛОТОМ 393,7 мм													Интервал 443 - 961 м
Бурение	Механическая скорость 22,0 м/ч	443	743			2,7	1 м бурения	13,64	0,68	14,3	10,79	Ска. 30, 60, 351, 353 Хыльмурского месторождения Ска. 380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россихина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи 27 м	443	743			12,0	1 труба	2,22	0,11	2,3	10,89	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины перед наращиваниями		443	743			5,0	мин/1 наращ.	0,93	0,05	1,0	10,93	Согласно опыту бурения	
Проработка-шаблонировка скважины	Средняя скорость 40 м/ч	443	743	88,8		1,5	1 м бурения	8,98	0,45	9,4	11,32	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	Количество циклов 2	443	743			4,6	мин/100 м	1,14	0,06	1,2	11,37	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127 (шаблонировка)	Количество свечей 12 шт.	743	20,0			4,8	1 свеча	1,29	0,06	1,3	11,43	Согласно норм времени	
Спуск СБТ-127 (шаблонировка)	Количество свечей 12 шт.	743	33,2			3,2	1 свеча	1,20	0,06	1,3	11,48	Согласно норм времени	
Бурение	Механическая скорость 22,0 м/ч	743	961			2,7	1 м бурения	9,91	0,50	10,4	11,92	Ска. 30, 60, 351, 353 Хыльмурского месторождения Ска. 380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россихина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи 27 м	743	961			12,0	1 труба	1,61	0,08	1,7	11,99	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины перед наращиваниями		743	961			5,0	мин/1 наращ.	0,67	0,03	0,7	12,02	Согласно опыту бурения	
Проработка-шаблонировка скважины	Средняя скорость 40 м/ч	743	961	64,5		1,5	1 м бурения	6,53	0,33	6,9	12,30	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	Количество циклов 2	743	961			4,6	мин/100 м	1,47	0,07	1,5	12,37	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127 до башиака ОК-425,5 мм	Количество свечей 20 шт.	961	20,0			4,8	1 свеча	1,92	0,10	2,0	12,45	Согласно норм времени	
Спуск СБТ-127 для шаблонировки перед ГИС	Количество свечей 20 шт.	961	44,0			3,2	1 свеча	1,81	0,09	1,9	12,53	Согласно норм времени	
Шаблонировка, промывка скважины	Количество циклов 2	961	961			4,6	мин/100 м	1,47	0,07	1,5	12,59	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127	Количество свечей 29 шт.	961	20,0			4,8	1 свеча	2,63	0,13	2,8	12,71	Согласно норм времени	
Подъем и разборка КНБК с толеметрией	Количество свечей УБТ 8 шт.	961	411,0			7,0	1 свеча	7,78	0,39	8,2	13,05	ЕНВ на бурение. Часть 1. §23	
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ													

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ		Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
		от	до	м				мин	час				
1	2	3	4	5		6	7	8	9		10	11	12
ГИС	ПС, КС, БК, ГК, НК, КВ+ПР, ГТКл, АК, резистивиметрия, гермометрия, нискометрия	443	961	144,0		735,0	замер	14,65			14,7	13,66	Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ													
ГИС	АКЦ с ФКД, ЦМ, ОЦК, ГК, ЛМ	0	443			268,0	замер	4,47			4,5	13,85	
СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОЛОННЫ 323,9 мм													
Сборка и спуск КНБК для шаблоновки перед спуском ОК	Количество свечей УБТ	961	189,0			5,0	1 свеча	3,82	0,19		4,0	14,01	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24
Спуск СБТ-127 для шаблоновки перед спуском ОК	Количество свечей	961	56,2			3,2	1 свеча	2,50	0,12		2,6	14,12	Согласно норм времени на КНБК
Промывка, шаблоновка скважины	Количество циклов	961	20,0			4,8	мин/100 м	1,47	0,07		1,5	14,19	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63
Подъем СБТ-127	Количество свечей	0	961			4,8	1 свеча	2,63	0,13		2,8	14,30	Согласно норм времени
Подъем и разборка КНБК	Количество свечей УБТ	961	189,0			7,0	1 свеча	4,08	0,20		4,3	14,48	ЕНВ на бурение. Часть 1. §23
ПЗР к спуску ОК 323,9 мм, нискометрия по ТБ		961	167,0					2,78	0,14		2,9	14,60	Согласно норм времени на КНБК
Спуск ОК 323,9 мм	Средняя длина трубы	0	961	30,0		8,5	1 труба	12,88	0,64		13,5	15,17	ЕНВ на бурение. Часть 1. §82
Заполнение раствором при спуске	Заполнение через	0	961	8,0		12,0	1 операция	3,20	0,16		3,4	15,31	ЕНВ на бурение. Часть 1. §86
Промывка скважины во время спуска колонны обсадных труб (443 м, 843 м)	Количество циклов	961	12			4,6	мин/100 м	1,19	0,06		1,2	15,36	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63, 85
ПЗР к цементированию. Промывка на забое	Расстановка и обвязка цементировочной техники	961	156,0			4,6	мин/100 м	3,34	0,17		3,5	15,50	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63
Цементирование	Зачкачка буфера, цемента, продавочной жидкости	0	961			143,1	операция	2,39	0,12		2,5	15,61	Согласно расчету
ОЗЦ. Демонтаж цементировочного оборудования, промывка линий от цемента			961				операция	24,00			24,0	16,61	Согласно рекомендации
Перемонтаж ПВО	Демонтаж преантенн, установка колонного фланца, монтаж преантенн. Монтаж сливной воронки, проверка ПВО.		961				операция	23,90			23,9	17,60	Согласно сводной таблице норм времени
Подготовительные работы к первому спуску колонны на ИЭР			961				операция	96,00			96,0	21,60	Согласно замечания
Сборка и спуск СБТ-127 с мостков	Количество труб	961	24,7			6,0	1 труба	2,11	0,11		2,2	21,70	ЕНВ на бурение. Часть 1. §28
Подъем СБТ-127	Количество свечей	0	961	20,0		4,8	1 свеча	0,81	0,04		0,8	21,73	ЕНВ на бурение. Часть 1. §29
Сборка КНБК для разбуривания цем. стакана и бурения	Количество свечей УБТ, ТБТ	961	411,0			5,0	1 свеча	7,52	0,38		7,9	22,06	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24
Сборка и спуск СБТ-127 с мостков	Количество труб	961	54,4			6,0	1 труба	9,21	0,46		9,7	22,46	Согласно норм времени на КНБК
Промывка скважины. Перевод скважины на ИЭР	Количество циклов	961	2			2,9	мин/100 м	0,93	0,05		1,0	22,50	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63
Опрессовка ОК 323,9 мм и ПВО	Разбуривание цем. стакана и обсадки ОК 630 мм	961					операция	1,53	0,08		1,6	22,57	ЕНВ на бурение. Часть 1. §112
Механическая скорость		951	40,0			12,0	1 м бурения	2,67	0,13		2,8	22,69	Согласно опыту бурения
Опрессовка цементного кольца с проведением ГП-теста	Нагнетание бурового раствора, опрессовка	961	30			120,0	операция	2,50	0,13		2,6	22,80	Согласно опыту бурения
Промывка, обработка бурового раствора	Количество циклов		961			2,9	мин/100 м	0,93	0,05		1,0	22,84	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63
ИТОГО ПЛАНОВОЕ ВРЕМЯ НА ПРОМЕЖУТОЧНУЮ КОЛОННУ													
303,4													
БУРЕНИЕ ПОД ПРОМЕЖУТОЧНУЮ КОЛОННУ ДОЛОТОМ 295,3 мм													
Бурение	Механическая скорость	961	1261			2,7	1 м бурения	13,64	0,68		14,3	23,43	Скв.30, 60, 351, 353 Хальчуского месторождения им. Ю. Росслана
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	961	1261			12,0	1 свеча	2,22	0,11		2,3	23,53	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5
Промывка скважины, замер ТС перед наращиванием		961	1261			15,0	мин/1 наращ.	2,78	0,14		2,9	23,65	Согласно опыту бурения
Проработка-шаблоновка скважины	Средняя скорость	961	88,8			1,5	1 м бурения	8,98	0,45		9,4	24,05	Согласно опыту бурения
Промывка скважины	Количество циклов	1	1261			2,9	мин/100 м	0,61	0,03		0,6	24,07	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63
Подъем СБТ-127 (шаблоновка)	Количество свечей	1261	20,0			4,8	1 свеча	1,29	0,06		1,3	24,13	Согласно норм времени
Спуск СБТ-127 (шаблоновка)	Количество свечей	1261	33,2			3,2	1 свеча	1,20	0,06		1,3	24,18	Согласно норм времени

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операциям	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ		Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
		от	до	м				мин	час				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Бурение	Механическая скорость 22,0 м/ч	1261	1561	5	2,7	1 м бурения	13,64	0,68	14,3	24,78	Скв.30, 60, 351, 353 Хальчуского месторождения Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыгина		
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи 27 м	1261	1561		12,0	1 свеча	2,22	0,11	2,3	24,87	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5		
Промывка скважины, замер ТС перед наращиваниями		1261	1561		15,0	мин/1 параш.	2,78	0,14	2,9	25,00	Согласно опыту бурения		
Проработка-шаблонировка скважины	Средняя скорость 40 м/ч	1261	1561	88,8	1,5	1 м бурения	8,98	0,45	9,4	25,39	Согласно опыту бурения		
Промывка скважины	1	1561	1561		2,9	мин/100 м	0,75	0,04	0,8	25,42	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63		
Подъем СБТ-127 (шаблонировка)	Количество циклов 12 шт.	1561	20,0	4,8	3,2	1 свеча	1,29	0,06	1,3	25,48	Согласно норм времени		
Спуск СБТ-127(шаблонировка)	Количество свечей 12 шт.	1561	33,2	3,2	1 свеча	1 свеча	1,20	0,06	1,3	25,53	Согласно норм времени		
Бурение	Механическая скорость 22,0 м/ч	1561	1897		2,7	1 м бурения	15,27	0,76	16,0	26,20	Скв.30, 60, 351, 353 Хальчуского месторождения Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыгина		
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи 27 м	1561	1897		12,0	1 свеча	2,49	0,12	2,6	26,31	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5		
Промывка скважины, замер ТС перед наращиваниями		1561	1897		15,0	мин/1 параш.	3,11	0,16	3,3	26,44	Согласно опыту бурения		
Проработка-шаблонировка скважины	Средняя скорость 40 м/ч	1561	1897	99,4	1,5	1 м бурения	10,06	0,50	10,6	26,88	Согласно опыту бурения		
Промывка скважины	1	1897	1897		2,9	мин/100 м	0,92	0,05	1,0	26,92	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63		
Подъем СБТ-127 до башмака ОК-323-9 мм	Количество циклов 35 шт.	1897	20,0	4,8	3,2	1 свеча	3,11	0,16	3,3	27,06	Согласно норм времени		
Спуск СБТ-127 для шаблонировки перед ГИС	Количество свечей 35 шт.	1897	64,3	3,2	1 свеча	1 свеча	2,96	0,15	3,1	27,19	Согласно норм времени		
Шаблонировка, промывка скважины	2	1897	1897		2,9	мин/100 м	1,83	0,09	1,9	27,27	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63		
Подъем СБТ-127	Количество циклов 63 шт.	1897	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	5,33	0,27	5,6	27,50	Согласно норм времени		
Подъем и разборка КНБК с телеметрией	Количество свечей УБТ 8 шт.	1897	411,0	7,0	1 свеча	1 свеча	7,78	0,39	8,2	27,84	ЕНВ на бурение. Часть 1. §86,23,34		
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ													
ГИС	ИК, ГК, НК, КВ-НР, ГТКл, АК, термометрия, инклинометрия,	961	1897	144,0	1085,3	замер	20,49		20,5	28,70	Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть, и газ		
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ													
ГИС	АКЦС-ФКД, ЦМ, ОЦК, ГК, ЛМ	961	961		525,1	замер	8,75		8,8	29,06			
СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ ПИ ПРОМЕЖУТОЧНОЙ КОЛОННЫ 244,5 мм													
Спуск и спуск КНБК для шаблонировки перед спуском ОК	Количество свечей УБТ 8 шт.	1897	189,0	5,0	5,0	1 свеча	3,82	0,19	4,0	29,23	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24		
Спуск СБТ-127 для шаблонировки перед спуском ОК	Количество свечей 63 шт.	1897	102,1	3,2	2,9	1 свеча	5,09	0,25	5,3	29,45	Согласно норм времени		
Промывка, шаблонировка скважины	2	1897	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	1,83	0,09	1,9	29,53	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63		
Подъем СБТ-127	Количество свечей 63 шт.	0	1897	20,0	4,8	1 свеча	5,33	0,27	5,6	29,76	Согласно норм времени		
Подъем и разборка КНБК	Количество свечей УБТ 8 шт.	1897	189,0	7,0	1 свеча	1 свеча	4,08	0,20	4,3	29,94	ЕНВ на бурение. Часть 1. §23		
ПЗР к спуску ОК 244,5 мм, инструктаж по ТБ		1897	167,0				2,78	0,14	2,9	30,06	Согласно норм времени на КНБК		
Спуск ОК 244,5 мм	Средняя длина трубы 11 м	0	1897	30,0	9,0	1 труба	26,37	1,32	27,7	31,22	ЕНВ на бурение. Часть 1. §82		
Заполнение раствором при спуске	100 м	0	1897	8,0	12,0	1 операция	6,32	0,32	6,6	31,50	ЕНВ на бурение. Часть 1. §86		
Промывка скважины во время спуска колонны обсадных труб (961 м, 1361 м, 1761 м)	1	1897	12	2,9	мин/100 м	1 операция	2,17	0,11	2,3	31,59	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63, 85		
ПЗР к цементированию. Промывка на збоге		0	1897	156,0	1,8	мин/100 м	3,17	0,16	3,3	31,73	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63		
Цементирование	Закачка буфера, цемента, продажной жидкости	0	1897		164,1	операция	2,74	0,14	2,9	31,85	Согласно расчету		
ОЗЦ Демонтаж цементировочного оборудования, промывка линий от цемента.		1897				операция	24,00		24,0	32,85	ЕНВ на бурение. Часть 1. §90		
Перемонтаж ПВО	Демонтаж подпортовой ванны. Демонтаж превенторов, установка колонного фланца, монтаж превентора. Монтаж сливной воронки, проверка ПВО.	1897				операция	23,90		23,9	33,84	Согласно сводной таблице норм времени		
Сборка и спуск СБТ-127 с мостов	Количество труб 23 шт.	1897	27,4	6,0	1 труба	1 труба	2,76	0,14	2,9	33,97	ЕНВ на бурение. Часть 1. §28		
Подъем СБТ-127	Количество свечей 8 шт.	0	1897	20,0	4,8	1 свеча	0,97	0,05	1,0	34,01	Согласно норм времени		
Сборка и спуск КНБК с тестирующими ТС и ГЗД для разбуривания цем. ствтика и бурения	Количество свечей УБТ 10 шт.	1897	411,0	5,0	1 свеча	1 свеча	7,68	0,38	8,1	34,34	Согласно норм времени на КНБК		

Операция	Расшифовка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операци	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
		от	до	м								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Сборка и спуск СБТ-127	183 шт.	1897	1897	99,4	6,0	1 труба	19,96	1,00	21,0	35,22	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	1	1897	1897		1,8	мин/100 м	0,57	0,03	0,6	35,24	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Опрессовка ОК 244,5 мм и ПВО		1897	1897			операция	1,53	0,08	1,6	35,31	ЕНВ на бурение. Часть 1. §112	
Разбуривание цем. скважины и очистка ОК 244,5 мм	5 м/ч	1887	1897	40,0	12,0	1 м бурения	2,67	0,13	2,8	35,43	Согласно опыту бурения	
Опрессовка цементного кольца с проведением ГП-теста		1897	1897	30	120,0	операция	2,50	0,13	2,6	35,53	Согласно опыту бурения	
Промывка, обработка бурового раствора	2	1897	1897		1,8	мин/100 м	1,14	0,06	1,2	35,58	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
ИТОГО ПЛАНОВОЕ ВРЕМЯ НА II ПРОМЕЖУТОЧНУЮ КОЛОННУ												305,9
БУРЕНИЕ ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ ДОЛОТОМ 219,1 мм												
Бурение	Механическая скорость	1897	2197		3,0	1 м бурения	15,00	0,75	15,8	36,24	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыхина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	1897	2197		12,0	1 труба	2,22	0,11	2,3	36,34	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины замер ТС перед наращиваниями		1897	2197		15,0	мин/л наращ.	2,78	0,14	2,9	36,46	Согласно опыту бурения	
Проработка+шаблонировка скважины	40 м/ч	1897	2197	88,8	1,5	1 м бурения	8,98	0,45	9,4	36,85	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	1	2197	2197		1,8	мин/100 м	0,66	0,03	0,7	36,88	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	2197	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	1,29	0,06	1,3	36,94	Согласно норм времени	
Спуск СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	2197	33,2	3,2	1 свеча	1 свеча	1,20	0,06	1,3	36,99	Согласно норм времени	
Бурение	Механическая скорость	2197	2497		3,0	1 м бурения	15,00	0,75	15,8	37,65	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыхина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	2197	2497		12,0	1 труба	2,22	0,11	2,3	37,74	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины замер ТС перед наращиваниями		2197	2497		15,0	мин/л наращ.	2,78	0,14	2,9	37,86	Согласно опыту бурения	
Проработка+шаблонировка скважины	40 м/ч	2197	2497	88,8	1,5	1 м бурения	8,98	0,45	9,4	38,26	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	1	2497	2497		1,8	мин/100 м	0,75	0,04	0,8	38,29	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	2497	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	1,29	0,06	1,3	38,35	Согласно норм времени	
Спуск СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	2497	33,2	3,2	1 свеча	1 свеча	1,20	0,06	1,3	38,40	Согласно норм времени	
Бурение	Механическая скорость	2497	2861		3,0	1 м бурения	18,20	0,91	19,1	39,20	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыхина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	2497	2861		12,0	1 труба	2,70	0,13	2,8	39,31	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины замер ТС перед наращиваниями		2497	2861		15,0	мин/л наращ.	3,37	0,17	3,5	39,46	Согласно опыту бурения	
Проработка+шаблонировка скважины	40 м/ч	2497	2861	107,7	1,5	1 м бурения	10,90	0,54	11,4	39,94	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	2	2861	2861		1,8	мин/100 м	1,72	0,09	1,8	40,01	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127	97 шт.	2861	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	8,03	0,40	8,4	40,36	Согласно норм времени	
Подъем и разборка КНБК	10 шт.	2861	411,0	7,0	1 свеча	1 свеча	8,02	0,40	8,4	40,71	ЕНВ на бурение. Часть 1. §23	
Сборка КНБК	10 шт.	2861	411,0	5,0	1 свеча	1 свеча	7,68	0,38	8,1	41,05	Согласно норм времени на КНБК	
Спуск СБТ-127	97 шт.	2861	148,0	3,2	1 свеча	1 свеча	7,69	0,38	8,1	41,39	Согласно норм времени на КНБК	
Бурение	Механическая скорость	2861	3161		5,5	1 м бурения	27,27	1,36	28,6	42,58	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыхина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	2861	3161		12,0	1 труба	2,22	0,11	2,3	42,68	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины замер ТС перед наращиваниями		2861	3161		15,0	мин/л наращ.	2,78	0,14	2,9	42,80	Согласно опыту бурения	
Проработка+шаблонировка скважины	40 м/ч	2861	3161	88,8	1,5	1 м бурения	8,98	0,45	9,4	43,19	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	1	3161	3161		1,8	мин/100 м	0,95	0,05	1,0	43,23	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	3161	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	1,29	0,06	1,3	43,29	Согласно норм времени	
Спуск СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	3161	33,2	3,2	1 свеча	1 свеча	1,20	0,06	1,3	43,34	Согласно норм времени	
Бурение	Механическая скорость	3161	3461		5,5	1 м бурения	27,27	1,36	28,6	44,54	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыхина	
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	3161	3461		12,0	1 труба	2,22	0,11	2,3	44,63	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5	
Промывка скважины замер ТС перед наращиваниями		3161	3461		15,0	мин/л наращ.	2,78	0,14	2,9	44,75	Согласно опыту бурения	
Проработка+шаблонировка скважины	40 м/ч	3161	3461	88,8	1,5	1 м бурения	8,98	0,45	9,4	45,15	Согласно опыту бурения	
Промывка скважины	1	3461	3461		1,8	мин/100 м	1,04	0,05	1,1	45,19	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ-127 (шаблонировка)	12 шт.	3461	20,0	4,8	1 свеча	1 свеча	1,29	0,06	1,3	45,25	Согласно норм времени	

Операция	Расшифровка работ		Интервал по стволу		ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
			от	до								
1	2		3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Спуск СБТ-127 (шаблонировка)	Количество свечей	12 шт.	3461	3802	33,2	1 свеча	1 м бурения	1,20	0,06	1,3	45,30	Согласно норм времени Схв.380, 313, 1, 318 месторождения пм. Ю. Россышка
Бурение	Механическая скорость	11,0 м/ч	3161	3802	5,5	1 труба	1 м бурения	58,27	2,91	61,2	47,85	Согласно норм времени
Наращивание СБТ-127	Средняя длина свечи	2,7 м	3161	3802	12,0	1 свеча	1 м бурения	4,75	0,24	5,0	48,06	Согласно норм времени
Промывка скважины	Средняя скорость	40 м/ч	3161	3802	15,0	1 свеча	1 м бурения	5,94	0,30	6,2	48,32	Согласно опыту бурения
Промывка скважины	Количество циклов	2	3802	3802	1,8	1 свеча	1 м бурения	19,19	0,96	20,1	49,16	Согласно опыту бурения
Подоём СБТ-127 по башилкам ОК-244,5	Количество свечей	71 шт.	3802	3802	20,0	1 свеча	1 м бурения	2,28	0,11	2,4	49,26	Согласно норм времени
Спуск СБТ-127 для шаблонировки перед ГИС	Количество свечей	71 шт.	3802	3802	112,9	1 свеча	1 м бурения	5,70	0,29	6,0	49,77	Согласно норм времени
Промывка, шаблонировка скважины	Количество циклов	2	3802	3802	1,8	1 свеча	1 м бурения	2,28	0,11	2,4	49,87	Согласно норм времени
Подоём СБТ-127	Количество свечей	132 шт.	3802	3802	20,0	1 свеча	1 м бурения	10,81	0,54	11,3	50,34	Согласно норм времени
Подоём и разборка КНБК	Количество свечей УБТ, ТБТ	10 шт.	3802	3802	411,0	1 свеча	1 м бурения	8,02	0,40	8,4	50,69	Согласно норм времени на КНБК
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ												
ГИС	ПС, КС, ВК, ГК, НК, КВ-НПР, ГТКп, АКШ, резистивметрия, термометрия, инклинометрия		1897	3802	144,0	1 свеча	замер	35,56		35,6	52,17	Межотраслевые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ												
ГИС	АКШ с ФКД, ЦМ, ОЦК, ГК, ДМ		0	1897		787,4	замер	13,12		13,1	52,72	
СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ 177,8 мм.												
Сборка и спуск КНБК для шаблонировки перед спуском ОК	Количество свечей УБТ, ТБТ	10 шт.	3802	3802	189,0	1 свеча	1 свеча	3,98	0,20	4,2	52,89	Согласно норм времени на КНБК
Спуск СБТ-127	Количество свечей	132 шт.	3802	3802	195,2	1 свеча	1 свеча	10,36	0,52	10,9	53,35	Согласно норм времени
Промывка скважины	Количество циклов	2	3802	3802	1,8	1 свеча	1 м бурения	2,28	0,11	2,4	53,45	Согласно норм времени
Подоём с выбросом СБТ-127	Количество свечей	395 шт.	3802	3802	100,0	1 труба	1 труба	21,42	1,07	22,5	54,38	Согласно норм времени
Разборка КНБК	Количество труб УБТ, ТБТ	28 шт.	3802	3802	189,0	1 труба	1 труба	9,22	0,46	9,7	54,79	Согласно норм времени на КНБК
ПЗР к спуску ОК 177,8 мм, инструктор по ТБ	Средняя длина трубы	11 м	3802	3802	30,0	1 труба	1 труба	3,50	0,18	3,7	54,94	Согласно замечаний
Спуск ОК 177,8 мм	Заполнение через	100 м	3802	3802	8,0	1 операция	1 операция	41,98	2,10	44,1	56,78	Согласно норм времени
Заполнение раствором при спуске	Количество свечей	0 шт.	3802	3802	17,0	1 свеча	1 свеча	10,77	0,54	11,3	57,25	Согласно норм времени
Промывка скважины во время спуска колонны обсадных труб (1897 м, 2297 м, 2697 м, 3097 м, 3497 м)	Количество циклов	1	3802	3802	12	1 свеча	1 свеча	0,28	0,01	0,3	57,26	Согласно опыту бурения
ПЗР к цементированию 1 ступени. Промывка на забое	Расстановка и обвязка цементировочной техники		3802	3802	136,0	1 свеча	1 свеча	4,25	0,21	4,5	57,45	Согласно норм времени
Цементирование 1 ступени	Закачка буфера, цемента, продавленной жидкости		1747	3802	267,5	операция	операция	3,74	0,19	3,9	57,61	Согласно норм времени
ОЗЦ Демонтаж цементировочного оборудования, промывка линий от цемента	Сброс "бомбы", открытие отверстий МСЦ, промывка скважины		3802	3802				4,46	0,22	4,7	57,80	Согласно расчёту
ПЗР к цементированию 2 ступени. Промывка через отверстия МСЦ	Загрузка УС-6/30		0	1747	156,0	1 свеча	1 свеча	3,12	0,16	3,3	58,27	Согласно норм времени
ОЗЦ Демонтаж цементировочного оборудования, промывка линий от цемента	Закачка буфера, цемента, продавленной жидкости		0	1747		89,3	операция	1,49	0,07	1,6	58,34	Согласно расчёту
Перемонтаж ПВО	Демонтаж подпорной ванны. Демонтаж преенторов, установка колонной фланца, монтаж преенторов. Монтаж сливной воронки, проверка ПВО		3802	3802				24,00		24,0	59,34	Согласно норм времени
Сборка и спуск СБТ-102 с мостов	Количество свечей	59 шт.	3802	3802	43,6	1 свеча	1 свеча	6,63	0,33	7,0	60,63	Согласно норм времени
Подоём СБТ-1102	Количество свечей	20 шт.	3802	3802	20,0	1 свеча	1 свеча	1,92	0,10	2,0	60,71	Согласно норм времени
Сборка КНБК для разбуривания цементного стакана, осястки ОК и бурения	Количество свечей УБТ, ТБТ	11 шт.	3802	3802	411,0	1 свеча	1 свеча	7,58	0,38	8,0	61,04	Согласно норм времени на КНБК
Сборка и спуск СБТ-102 с мостов до МСЦ	Количество труб	164 шт.	1747	3802	90,8	1 труба	1 труба	17,91	0,90	18,8	61,83	Согласно норм времени
Промывка скважины, замена раствора на тех воду	Количество циклов	2	1747	3802	1,4	1 свеча	1 свеча	0,82	0,04	0,9	61,86	Согласно норм времени
Опресовка ОК 177,8 мм	Количество циклов	2	1747	3802	1,4	1 свеча	1 свеча	1,53	0,08	1,6	61,93	Согласно норм времени
Промывка скважины, замена тех воды на раствор	Количество циклов	2	1747	3802	1,4	1 свеча	1 свеча	0,82	0,04	0,9	61,97	Согласно норм времени
Разбуривание дем стакана и осястки ОК 177,8 мм	Механическая скорость	3 м/ч	1747	1747	15	1 м бурения	1 м бурения	1,25	0,06	1,3	62,02	Согласно опыту бурения

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания			
		от	до	м									мин	час	сут
1	2														
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4025	4043	4043	180,0	1 м бурения	18,00	0,90	18,9	74,09	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россикина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4025	4043	4043		1 свеча	0,13	0,01	0,1	74,09	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями		4025	4043	4043	20,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	74,09	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4043	4043	4043	4,8	1 свеча	11,60	0,58	12,2	74,60	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4043	4043	4043	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	74,76	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4043	4043	4043		1 свеча	2,50	0,13	2,6	74,87	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4043	4043	4043	4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	74,89	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4043	4043	4043	208,7	1 свеча	11,12	0,56	11,7	75,38	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4043	4061	4061	180,0	1 м бурения	18,00	0,90	18,9	76,17	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россикина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4043	4061	4061		1 свеча	0,13	0,01	0,1	76,17	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями		4043	4061	4061	20,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	76,18	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4061	4061	4061	4,8	1 свеча	11,68	0,58	12,3	76,69	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4061	4061	4061	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	76,85	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4061	4061	4061		1 свеча	2,50	0,13	2,6	76,96	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4061	4061	4061	4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	76,98	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4061	4061	4061	210,1	1 свеча	11,20	0,56	11,8	77,47	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4079	4079	4079	180,0	1 м бурения	18,00	0,90	18,9	78,26	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россикина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4079	4079	4079		1 свеча	0,13	0,01	0,1	78,26	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями		4079	4079	4079	20,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	78,27	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4079	4079	4079	4,8	1 свеча	11,76	0,59	12,3	78,78	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4079	4079	4079	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	78,94	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4079	4079	4079		1 свеча	2,50	0,13	2,6	79,05	Согласно опыту бурения				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4079	4079	4079	211,4	1 свеча	11,28	0,56	11,8	79,57	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4088	4088	4088	180,0	1 м бурения	9,00	0,45	9,5	79,96	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россикина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4088	4088	4088		1 свеча	0,07	0,00	0,1	79,96	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями		4088	4088	4088	20,0	мин/л параш.	0,03	0,00	0,0	79,97	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4088	4088	4088	4,8	1 свеча	11,76	0,59	12,3	80,48	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4088	4088	4088	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	80,64	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Сборка и спуск КНБК	Количество свечей УБТ, ТБТ	4088	411,0	4088	4,0	1 свеча	7,58	0,38	8,0	80,97	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4088	4088	4088	207,6	1 свеча	11,06	0,55	11,6	81,46	Согласно норм времени на КНБК				
Бурение	Механическая скорость	4088	4144	4088	15,0	1 м бурения	14,00	0,70	14,7	82,07	Скв. 380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россикина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4088	4144	4088		1 свеча	0,41	0,02	0,4	82,09	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями		4088	4144	4088	15,0	мин/л параш.	0,52	0,03	0,5	82,11	Согласно опыту бурения				
Проработка+шаблонировка скважины	Средняя скорость	4088	4144	4088	16,6	1 м бурения	1,68	0,08	1,8	82,18	Согласно опыту бурения				
Промывка скважины	Количество циклов	4144	4144	4144	2	мин/100 м	1,93	0,10	2,0	82,27	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4144	4144	4144	4,8	1 свеча	11,76	0,59	12,3	82,78	Согласно норм времени				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4144	4144	4144		1 свеча	2,50	0,13	2,6	82,89	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4144	4144	4144	4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	82,91	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4144	4144	4144	214,1	1 свеча	11,43	0,57	12,0	83,41	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4144	4162	4144	240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	86,56	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россикина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4144	4162	4144		1 свеча	0,13	0,01	0,1	86,57	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями		4144	4162	4144	5,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	86,57	Согласно опыту бурения				

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания			
		от	до	м									мин	мин	сут
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4162	4162	20,0	4,8	1 свеча	12,00	0,60	12,6	87,10	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4162	4162	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	87,26	ЕНВ на бурение. Часть 1 §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4162	4162		150,0		2,50	0,13	2,6	87,37	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4162	4162		4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	87,39	ЕНВ на бурение. Часть 1 §§ 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4162	4162	215,5	3,2	1 свеча	11,50	0,58	12,1	87,89	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4162	4180		240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	91,04	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4162	4180		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	91,05	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями	Количество свечей	4162	4180		5,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	91,05	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4180	4180	20,0	4,8	1 свеча	12,00	0,60	12,6	91,58	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4180	4180	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	91,74	ЕНВ на бурение. Часть 1 §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4180	4180		150,0		2,50	0,13	2,6	91,85	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4180	4180		4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	91,87	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4180	4180	215,5	3,2	1 свеча	11,50	0,58	12,1	92,37	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4180	4198		240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	95,52	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4180	4198		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	95,53	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями	Количество свечей	4180	4198		5,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	95,53	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4198	4198	20,0	4,8	1 свеча	12,07	0,60	12,7	96,06	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4198	4198	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	96,22	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4198	4198		150,0		2,50	0,13	2,6	96,35	Согласно опыту бурения				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4198	4198	216,8	3,2	1 свеча	11,58	0,58	12,2	96,86	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4198	4216		240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	100,01	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4198	4216		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	100,02	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями	Количество свечей	4198	4216		5,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	100,02	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4216	4216	20,0	4,8	1 свеча	12,15	0,61	12,8	100,55	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4216	4216	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	100,71	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4216	4216		150,0		2,50	0,13	2,6	100,82	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4216	4216		4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	100,84	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4216	4216	218,2	3,2	1 свеча	11,66	0,58	12,2	101,35	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4216	4234		240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	104,50	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4216	4234		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	104,51	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями	Количество свечей	4216	4234		5,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	104,51	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4234	4234	20,0	4,8	1 свеча	12,15	0,61	12,8	105,04	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4234	4234	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	105,20	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4234	4234		150,0		2,50	0,13	2,6	105,31	Согласно опыту бурения				
Спуск КНБК для отбора керна	Количество свечей	4234	4234		4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	105,34	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24				
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4234	4234	218,2	3,2	1 свеча	11,66	0,58	12,2	105,85	Согласно норм времени				
Бурение с отбором керна	Механическая скорость	4234	4252		240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	109,00	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина				
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4234	4252		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	109,00	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5				
Промывка скважины перед наращиваниями	Количество свечей	4234	4252		5,0	мин/л параш.	0,06	0,00	0,1	109,00	Согласно опыту бурения				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4234	4252	20,0	4,8	1 свеча	12,23	0,61	12,8	109,54	Согласно норм времени				
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керна)	Количество свечей	4252	4252	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	109,70	ЕНВ на бурение. Часть 1. §§20, 23				
Сборка КНБК для отбора керна (КОС)	Количество свечей	4252	4252		150,0		2,50	0,13	2,6	109,81	Согласно опыту бурения				

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания					
		от	до										час	мин	сек	час	сут
			м	м													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12						
Спуск КНБК для отбора керн	Количество свечей	4252	4252	219,5	4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	109,83	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24						
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4252	4252	219,5	3,2	1 свеча	11,73	0,59	12,3	110,35	Согласно норм времени						
Бурение с отбором керн	Механическая скорость	4252	4270		240,0	1 м бурения	72,00	3,60	75,6	113,50	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина						
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4252	4270		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	113,50	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5						
Промывка скважины перед наращиваниями	Промывка скважины	4252	4270		5,0	мин/1 наращ.	0,06	0,00	0,1	113,50	Согласно опыту бурения						
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4252	4270	20,0	4,8	1 свеча	12,31	0,62	12,9	114,04	Согласно норм времени						
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керн)	Количество свечей	4270	4270	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	114,20	ЕНВ на бурение. Часть 1 §820, 23						
Сборка КНБК для отбора керн (КОС)	Количество свечей	4270	4270		150,0		2,50	0,13	2,6	114,31	Согласно опыту бурения						
Спуск КНБК для отбора керн	Количество свечей	4270	4270	4,0	4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	114,34	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24						
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4270	4270	220,9	3,2	1 свеча	11,81	0,59	12,4	114,85	Согласно норм времени						
Бурение с отбором керн	Механическая скорость	4270	4287		240,0	1 м бурения	68,00	3,40	71,4	117,83	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина						
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4270	4287		12,0	1 свеча	0,13	0,01	0,1	117,83	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5						
Промывка скважины перед наращиваниями	Промывка скважины	4270	4287		5,0	мин/1 наращ.	0,05	0,00	0,1	117,84	Согласно опыту бурения						
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4287	4287	20,0	4,8	1 свеча	12,31	0,62	12,9	118,37	Согласно норм времени						
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керн)	Количество свечей	4287	4287	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	118,53	ЕНВ на бурение. Часть 1 §820, 23						
Сборка и спуск КНБК	Количество свечей УБТ, ТБТ	4287	4287	411,0	4,0	1 свеча	7,58	0,38	8,0	118,87	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24						
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4287	4287	218,2	3,2	1 свеча	11,66	0,58	12,2	119,38	Согласно норм времени						
Бурение	Механическая скорость	4287	4318		20,0	1 м бурения	10,33	0,52	10,9	119,83	Скв.380, 313, 1, 318 месторождения им. Ю. Россыгина						
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4287	4318		12,0	1 свеча	0,23	0,01	0,2	119,84	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5						
Промывка скважины перед наращиваниями	Промывка скважины	4287	4318		15,0	мин/1 наращ.	0,29	0,01	0,3	119,85	Согласно опыту бурения						
Проработка+шаблонировка скважины	Средняя скорость	4287	4318	9,2	1,5	1 м бурения	0,93	0,05	1,0	119,89	Согласно опыту бурения						
Промывка скважины	Количество циклов	4318	4318		1,4	мин/100 м	2,02	0,10	2,1	119,98	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63						
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4318	4318	20,0	4,8	1 свеча	12,23	0,61	12,8	120,52	Согласно норм времени						
Сборка КНБК для отбора керн (КОС)	Количество свечей	4318	4318		150,0		2,50	0,13	2,6	120,62	Согласно опыту бурения						
Спуск КНБК для отбора керн	Количество свечей	4318	4318	4,0	4,0	1 свеча	0,53	0,03	0,6	120,65	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5 24						
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4318	4318	222,2	3,2	1 свеча	11,89	0,59	12,5	121,17	Согласно норм времени						
Бурение с отбором керн	Механическая скорость	4318	4327		240,0	1 м бурения	36,00	1,80	37,8	122,74	Скв. 1 месторождения им. Ю. Россыгина						
Нарращивание СБТ-102	Средняя длина свечи	4318	4327		12,0	1 свеча	0,07	0,00	0,1	122,75	ЕНВ на бурение. Часть 1. §5						
Промывка скважины перед наращиваниями	Промывка скважины	4318	4327		5,0	мин/1 наращ.	0,03	0,00	0,0	122,75	Согласно опыту бурения						
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4327	4327	20,0	4,8	1 свеча	12,47	0,62	13,1	123,29	Согласно норм времени						
Подъем КНБК, работа с керноотборочным снарядом (извлечение керн)	Количество свечей	4327	4327	180,0	5,0	1 свеча	3,67	0,18	3,9	123,45	ЕНВ на бурение. Часть 1 §820, 23						
Сборка и спуск КНБК для шаблонировки перед ГИС	Количество свечей УБТ, ТБТ	4327	4327	189,0	4,0	1 свеча	3,88	0,19	4,1	123,62	ЕНВ на бурение. Часть 1. §24						
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4327	4327	219,5	3,2	1 свеча	11,73	0,59	12,3	124,14	Согласно норм времени на КНБК						
Промывка, шаблонировка скважины	Количество циклов	4327	4327		1,4	мин/100 м	2,02	0,10	2,1	124,22	ЕНВ на бурение. Часть 1. §63						
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4327	4327	20,0	4,8	1 свеча	12,23	0,61	12,8	124,76	Согласно норм времени						
Подъем и разборка КНБК	Количество свечей УБТ, ТБТ	4327	4327	189,0	5,0	1 свеча	4,07	0,20	4,3	124,94	ЕНВ на бурение. Часть 1. §23						
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ																	
ГИС	ПС, КС, ВК, ГК, НК, КВ-НПР, ГТ Кл, резистивметрия, термометрия	3802	3980	144,0	1073,2	замер	20,29		20,3	125,78							
ГИС	БКЗ, МК, БМК, многошпильный БК, КВ-НПР, СГК, НК, ГТ Кл, МВДК, резистивметрия, термометрия, электрический микроканер, ЯМК	3930	4327		2164,4	замер	36,07		36,1	127,29							
ГИС	Кросс-дипольный АКШ	3802	4327		406,4	замер	6,77		6,8	127,57							
Сборка и спуск КНБК, для теста на прихват	Количество свечей УБТ	4282	4282	7,0	4,0	1 свеча	0,18	0,01	0,2	127,58	Межотраслевые нормы времени на геофизические						

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции		Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания
		от	до	м	мин	м							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4282	230,3	3,2	1 свеча	12,34	0,62	13,0	128,12			исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ	
Определение прихваточности	Количество свечей	4282	390,0	4,8	1 операция	6,50		6,5	128,39				
Подъем СБТ-102	Количество свечей	4282	20,0	4,8	1 свеча	12,87	0,64	13,5	128,95				
Подъем и разборка КНБК	Количество свечей УБТ	4282	7,0	5,0	1 свеча	0,20	0,01	0,2	128,96				
ГИС	ГДК+ОПК (65 точек, 13 проб)	4282			операция	166,50		166,5	135,90				
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ													
ГИС	АКД с ФКД, ЦМ, ОДК, ГК, ЛМ	0	3802		замер	21,78		21,8	136,80				
СПУСК И КРЕПЛЕНИЕ ХВОСТОВИКА 127 мм.													
Сборка и спуск КНБК для шаблонок перед спуском ОК	Количество свечей УБТ	4327	189,0	4,0	1 свеча	3,88	0,19	4,1	136,97			ЕНВ на бурение. Часть 1. §24 Согласно норм времени на КНБК	
Спуск СБТ-102 для шаблонок перед спуском ОК	Количество свечей	4327	219,5	3,2	1 свеча	11,73	0,59	12,3	137,49			Согласно норм времени	
Промывка, шаблонок скважины	Количество циклов	4327	1,4	4,8	мин/100 м	2,02	0,10	2,1	137,58			ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем СБТ	Количество свечей	4327	20,0	4,8	1 свеча	11,28	0,56	11,8	138,07			Согласно опыту бурения	
Подъем с выбросом СБТ-102	Количество труб	4327	100,0	2,5	1 труба	3,29	0,16	3,5	138,21			ЕНВ на бурение. Часть 1. §29	
Разборка КНБК	Количество труб УБТ, ТБТ	4327	189,0	9,0	1 труба	7,80	0,39	8,2	138,55			ЕНВ на бурение. Часть 1. §23 Согласно норм времени на КНБК	
Спуск и опрессовка транспортной колонны	Количество свечей	4327	120,0	3,2	1 свеча	9,43	0,47	9,9	138,97			Согласно опыту бурения	
Подъем СБТ	Количество свечей	4327	20,0	4,8	1 свеча	11,28	0,56	11,8	139,46			Согласно опыту бурения	
ПЗР к спуску ОК-127, инструктаж по ТБ	Количество свечей	4327	167,0			2,78	0,14	2,9	139,58			ЕНВ на бурение. Часть 1. §81	
Спуск ОК 127 мм	Средняя длина трубы	3702	30,0	7,7	1 операция	7,79	0,39	8,2	139,92			ЕНВ на бурение. Часть 1. §82	
Заполнение раствором при спуске	Заполнение через	3702	8,0	6,0	1 операция	1,46	0,07	1,5	139,99			ЕНВ на бурение. Часть 1. §86	
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4327	203,3	3,2	1 свеча	10,82	0,54	11,4	140,46			Согласно норм времени	
Работы по установке и "активации" подвески хвостовика		4327		60,0	операция	1,00	0,05	1,1	140,50			Согласно расчету	
ПЗР к цементированию. Промывка на забое	Расстановка и обвязка цементировочной техники	0	4327	156,0	1,4	мин/100 м	3,61	0,18	3,8	140,66		ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Цементирование	Закладка буфера, цемента, промывочной жидкости	3702			операция	2,12	0,11	2,2	140,75			Согласно расчету	
Демонтаж цементировочного оборудования, промывка лшней от цемента	Демонтаж ЛВД ВРД	4327			операция	1,00		1,0	140,80			ЕНВ на бурение.	
Активация лагера, отсыпка транспортной колонны от "головы хвостовика", промывка (срезка цемента)	Количество циклов	3702	45	1,2	мин/100 м	2,98	0,15	3,1	140,93			ЕНВ на бурение. Часть 1. §93	
ОЗЦ Подъем СБТ-102	Количество свечей	4327	20,0	4,8	1 свеча	11,12	0,56	11,7	141,41			Согласно опыту бурения	
ОЗЦ Подъем с выбросом СБТ-102	Количество труб	4327	100,0	2,5	1 труба	1,92	0,10	2,0	141,50			ЕНВ на бурение. Часть 1. §29	
ОЗЦ Сборка КНБК	Количество труб ТБТ	4327	7,0	12,0	1 труба	1,32	0,07	1,4	141,55			ЕНВ на бурение. Часть 1. §87, 21	
ОЗЦ Сборка и спуск СБТ-73 для нормализации искусственного забоя	Количество труб	4317	108,8	6,0	1 труба	8,61	0,43	9,0	141,93			ЕНВ на бурение. Часть 1. §28	
Спуск СБТ-102	Количество свечей	4317	200,6	3,2	1 свеча	10,66	0,53	11,2	142,40			Согласно опыту бурения	
Промывка скважины, нормализация искусственного забоя, замена бурового раствора на тех воду	Количество циклов	4317		1,2	мин/100 м	1,73	0,09	1,8	142,47			ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Опресовка лагера и ОК 127 мм	Количество циклов	4317			операция	1,53	0,08	1,6	142,54			ЕНВ на бурение. Часть 1. §112	
Подъем с выбросом СБТ	Количество труб	4317	100,0	3,0	1 труба	10,82	0,54	11,4	143,01			ЕНВ на бурение. Часть 1. §29	
Разборка КНБК	Количество свечей	4317	20,0	4,8	1 свеча	8,03	0,40	8,4	143,36			Согласно опыту бурения	
Спуск СБТ с воронкой для снижения уровня	Количество труб	4317	7,0	9,0	1 труба	1,02	0,05	1,1	143,41			ЕНВ на бурение. Часть 1. §86, 22	
Опресовка ОК снижением уровня компрессором	Количество свечей	2600	60,7	3,2	1 свеча	6,23	0,31	6,5	143,68			Согласно опыту бурения	
Тех. отстой, замеры уровня		0	2600	16,20	мин/100 м	7,02	0,35	7,4	143,99			Инструкция по испытанию обсадных колонн	
Промывка скважины, замена тех воды на раствор для освоения	Количество циклов	2600		1,2	мин/100 м	1,04	0,05	1,1	144,37			ЕНВ на бурение. Часть 1. §63	
Подъем с выбросом СБТ	Количество труб	2600	100,0	3,0	1 труба	16,12	0,81	16,9	145,07			ЕНВ на бурение. Часть 1. §29	

Операция	Расшифровка работ	Интервал по стволу			ПЗР к операции	Норма времени на одну операцию	Примечание к нормам времени на одну операцию	Итого, время работ	Затраты на ремонтные работы, 5%	Итого, плановое время	Нарастающее плановое время	Примечания	
		от	до	м									мин
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
Демонтаж ПВО.	Демонтаж подготовкой ванны, демонтаж преентгоров		4327			операция	24,16		24,2	146,08		Согласно сводной таблице норм времени	
Оборудование устья скважины.	Монтаж ФА Опредсовка ФА		4327				2,74	0,14	2,9	146,20		ЕНВ КТРС ТПО-5.1. 5.5	
ИТОГО ПЛАНОВОЕ ВРЕМЯ НА ХВОСТОВИК											1981,6		
ИТОГО ПЛАНОВОЕ ВРЕМЯ НА СКВАЖИНУ											3508,8		
ИТОГО НА ГИС ЗА ЦИКЛ БУРЕНИЯ											393,4	16,4	

Приложение Г
Задание на проектирование

Организация-заказчик: ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

«СОГЛАСОВАНО»

Заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений –
Главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ А.Д. Саеггараев

« » _____ 2021 г.

Заместитель генерального директора по бурению
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ А.Е. Поздняков

« » _____ 2021 г.

Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

_____ А.Н. Гибадуллин

«27» 09 _____ 2021 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Первый заместитель генерального директора – Главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

_____ Д.А. Баталов

«29» _____ 2021 г.



Задание на проектирование
«Строительство поисково-оценочной скважины № 34
Хыльчужской структуры»

г. Усинск 2021 г.

1. Основание для проектирования:

Инвестиционная программа и график строительства скважин ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

2. Основные проектные данные:

1.	Республика	НАО			
2.	Область (край)	-			
3.	Район	Ненецкий автономный округ			
4.	Уровень ответственности сооружений: - объект капитального строительства (скважина) - сооружения и конструкции, расположенные на проектируемой площадке	Повышенный уровень Пониженный уровень			
5.	Вид строительства	Новое			
6.	Стадийность проектирования	Инженерные изыскания Проектная документация			
7.	Площадь (месторождение)	Хыльчюуская			
8.	Залежь	Нефтяная			
9.	Проектный горизонт	D _{2zv}			
10.	Проектная глубина по вертикали, м	4250			
11.	Цель бурения	Изучение геологического строения Хыльчюуского участка недр, поиск залежей УВ, оценка запасов по категории С ₁ и С ₂			
12.	Назначение скважин	Поисково-оценочная			
13.	Номера скважин, строящихся по данному проекту	№ 34			
14.	Вид скважины	наклонно-направленная			
15.	Расстояние между скважинами в кусте, м	В соответствии со схемой разбуривания куста			
16.	Радиус круга допуска, м	25			
17.	Координаты скважин и НДС	Приложение 5			
18.	Профиль скважины	Уточняется проектировщиком			
19.	Тип буровой установки	По расчету проектировщика, исходя из максимальной нагрузки на крюке БУ			
20.	Наличие дополнительного оборудования	Предусмотреть институту-проектировщику. Трапно-факельная установка (при необходимости) Буровая установка с ВСП (согласно п. 316 ПБНГП)			
21.	Вид монтажа	Повторный			
22.	Требования к конструкции скважины:	Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм. Способ заканчивания – цементируемая колонна. Предусмотреть равнопроходную эксплуатационную обсадную колонну.			
23.	Интервалы отбора керна:	3903-4011, 4067-4210, 4241-4250			
	- метраж, м	261			
24.	Интервалы отбора шлама:	441-1997, 1997-4250			
	- метраж, м	Через 2-5 м, через 1-2 м			
25.	Данные продуктивной части пласта	T ₁	P _{1ar}	D _{3dзr}	D _{2zv}
	- кровля, м	1665	2040	3903	4072
	- подошва, м	1685	2052	4005	4205
	- мощность, м	20	12	102	133
26.	Геофизические исследования	На основании руководящих документов в области ГИС, предусмотреть проведение расширенного комплекса в интервалах продуктивных пластов			
27.	Число объектов освоения в эксплуатационной колонне:	4			

	- кровля, м	3903	3953	4072	4125
	- подошва, м	3933	3985	4105	4175
	в открытом стволе:	<i>Не предусмотрено</i>			
28.	Тип установки для испытания	<i>Стационарная / с УПА (привести два расчета)</i>			
29.	Максимальное снижение уровня в колонне для каждого объекта освоения, м	<i>1000 (уточняется по расчету проектировщика)</i>			
30.	Максимальное давление (устьеовое) нагнетания для нагнетательных скважин, МПа	<i>По расчету проектировщика</i>			
31.	Минимальное давление опрессовки эксплуатационной колонны, атм.	<i>По расчету проектировщика</i>			
32.	Интервалы перфорации, м	<i>3903-3933, 3953-3985, 4072-4105, 4125-4175</i>			
33.	Тип перфоратора	<i>Тип перфоратора уточняется недропользователем, возможно использование аналогов (Prospektor, PoweJet-4 ½ и др.)</i>			
34.	Количество одновременно спускаемых зарядов, шт.	<i>Все</i>			
35.	Плотность перфорации, отв./м	<i>20 отв. на 1 пог. м</i>			
36.	Интенсификация притока	<i>CaCl₂ – понижение уровня, свабирование, компрессирование, УЭГИС, СКО, КГРП.</i>			
37.	Интенсивность набора кривизны в интервале установки ГНО, не более	<i>1. Максимальная интенсивность набора кривизны ствола скважин в интервале спуска глубинно-насосного оборудования – 2 град./10м;</i> <i>2. Максимальная интенсивность набора кривизны ствола скважин в интервале установки не должна превышать 3 мин./10 м;</i> <i>3. Максимальный зенитный угол в интервале спуска и установки глубинно-насосного оборудования не должен превышать 60 град;</i> <i>4. Интервал установки ГНО ориентировочно 2000-3000 м</i>			
38.	Проведение ВСП	<i>См. приложение 2.6</i>			
39.	Наличие станции ГТИ	<i>Да</i>			
40.	Колонная головка	<i>ОКК, типоразмер уточнить по градиенту пластового давления.</i>			
41.	Устьевая арматура	<i>АФ в соответствии с типоразмером ОКК</i>			
42.	Монтаж ПВО	<i>Согласно письма № РМ-121бЛ от 08.09.2017 г. (приложение № 8)</i>			
43.	Применение специального оборудования при бурении скважин	<i>Видеорегистрация процесса бурения (согласно п. 27 ПБНГП).</i>			
44.	Задание по использованию в рабочем проекте достижений науки и техники	<i>Предусмотреть институту-проектировщику</i>			
45.	Испытание скважины	<i>При испытании скважины в колонне предусмотреть утилизацию скважинной жидкости путем сжигания на горелках</i>			
46.	Обращение с буровыми отходами	<i>Предусмотреть проектом размещение буровых отходов в шламовом амбаре, расположенном в теле кустовой площадки, с целью последующего захоронения.</i>			

47.	Водоснабжение для технических и хозяйственно-бытовых нужд и бурения скважины	<i>При отсутствии дорог круглогодичного действия, либо большом суточном объеме водопотребления предусмотреть, как альтернативу, забор воды из ближайшего поверхностного источника с целью технического водоснабжения.</i>
48.	Техническая рекультивация кустовой площадки	<i>Разработать проект рекультивации отдельным томом и согласовать его в установленном законодательством порядке. Проект рекультивации должен соответствовать требованиям Постановления правительства № 800 от 10.07.2018 «О проведении рекультивации и консервации земель». Предусмотреть проектом рекультивацию временного накопителя буровых отходов.</i>
49.	Дополнительные условия проектирования	<i>Предусмотреть на период отсутствия проезда утилизацию бытовых отходов на мобильной установке Форсаж-2М (или аналоге) на кустовой площадке.</i>
50.	Состав проектируемых объектов	<ul style="list-style-type: none"> - Площадка поисково-оценочной скважины № 34; - Вахтовый жилой комплекс (при необходимости); - Подъездные дороги (при необходимости); - Вертолетная площадка (при необходимости).
51.	Карьеры грунта и дальность возки	<i>Карьер грунта – «Ярейтарка» Дальность возки – 10 км.</i>
52.	Требования и условия к разработке инженерных изысканий и проектной документации	<p><i>Материалы инженерных изысканий и проектной документации должны соответствовать требованиям действующего законодательства РФ, в том числе: Постановлению Правительства РФ № 87 от 16.02.2008г. «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», Постановлению Правительства РФ №145 от 05.03.2007г. «О порядке согласования и проведения государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий», Федеральному закону № 174-ФЗ от 23.11.1995 «Об экологической экспертизе», Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности "Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности"; СП 47.13330.2016 «Инженерные изыскания для строительства. Основные положения» и пр.</i></p> <p><i>Проектная документация должна быть выполнена в соответствии с требованиями корпоративных стандартов СТО ЛУКОЙЛ, в том числе Стандартов Системы управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды.</i></p> <p><i>При разработке раздела 5.7 учесть требования ВСН-39-86.</i></p>

53.	Дополнительные условия проектирования	<p>1. Разработать градостроительный план земельных участков в отношении площадных объектов; проект планировки территории, проект межевания территории в отношении линейных объектов</p> <p>2. Подготовить расчет площадей земельных участков в т.ч.:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Сформировать участки под строительство и эксплуатацию объекта; - Расчет площадей выполнить с учетом ранее предоставленных в аренду земельных участков; - Согласовать расчет площадей с отделом землеустройства соответствующего региона. <p>- В случае изменений проектных решений, связанных с изменением конфигурации участка и/или его площади, в течении 3 рабочих дней предоставить в отдел землеустройства новый расчет площадей.</p> <p>3. При необходимости выполнение охранных археологических работ;</p> <p>4. При необходимости выполнение оценки воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания на месте работ по реализации проектных решений и согласование с Отделом государственного контроля, надзора и охраны ВБР;</p> <p>5. Выполнить запрос ТУ на пересечение с существующими инженерными коммуникациями сторонних организаций (при наличии таковых) и согласование документации с владельцами пересекаемых коммуникаций;</p> <p>6. При проектировании учесть ранее разработанные материалы инженерных изысканий</p>
54.	Требования к передаваемой Заказчику документации	<p>1. Материалы инженерных изысканий представить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 2 экземпляра в электронном виде на CD/DVD диске - 2 экземпляра в электронном виде на CD/DVD диске с внесенными изменениями по замечаниям Главгосэкспертизы РФ <p>2. Проектную документацию представить:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 1 экземпляр на бумажном носителе и электронном виде на CD/DVD диске - 3 экземпляра раздела СПЗУ (Схема планировочной организации земельного участка) на бумажном носителе - 3 экземпляра на бумажном носителе и 1 экземпляр в электронном виде на CD/DVD диске с внесенными изменениями по замечаниям Главгосэкспертизы РФ <p>3. В электронном виде материалы должны быть оформлены и предоставлены Заказчику:</p> <ul style="list-style-type: none"> - в формате разработки: «Microsoft Word» - текстовые материалы, «Microsoft Excel» - табличные, «AutoCAD» - графические - в отсканированной виде в формате «pdf» или другом аналогичном формате
55.	Исходные материалы, выдаваемые Заказчиком	<p>Схема расположения бурового оборудования</p> <ul style="list-style-type: none"> - Исходные данные маркшейдерской службы <p><u>Примечание:</u> геолого-технические данные предоставляются геологической службой ген.проектировщика</p>

Примечание:

1. Подбор типа бурового раствора осуществить в соответствии с опытом строительства скважин на близлежащих месторождениях.
2. Выполнить расчет центрации и дождения обсадных колонн.
3. Предусмотреть оснастку обсадных колонн согласно требованиям АРІ.
4. При разработке проектной документации учесть опыт строительства ранее пробуренных скважин на близлежащих месторождениях (в рамках авторского надзора) с целью минимизации прогнозируемых осложнений.

Приложение**1 ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ БУРЕНИЯ**

- 1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза
- 1.2 Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины
- 1.3 Геокриологические данные разреза
- 1.4 Газоносность
- 1.5 Нефтеносность
- 1.6 Характеристика вскрываемых продуктивных пластов
- 1.7 Водоносность
- 1.8 Градиенты давлений и температур по разрезу

2 ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

- 2.1 Отбор керна, шлама и грунтов
- 2.2 Геолого-технологические исследования
- 2.3 Испытание (опробование) пластов в процессе бурения
- 2.4 Геофизические исследования
- 2.5 Каротаж во время бурения (MWD, LWD)
- 2.6 Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)
- 2.7 Прочие виды исследования
- 2.8 Лабораторные исследования керна материала

3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

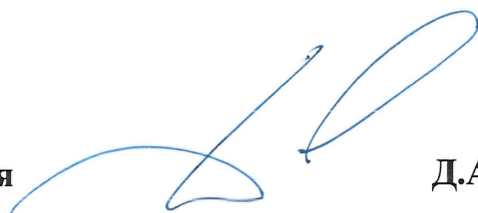
- 3.1 Поглощение бурового раствора
- 3.2 Осыпи и обвалы стенок скважины
- 3.3 Нефтегазоводопроявления
- 3.4 Прихватопасные зоны
- 3.5 Текучие породы
- 3.6 Прочие возможные осложнения

4. РАБОТЫ ПО ИСПЫТАНИЮ И ПЕРФОРАЦИИ

- 4.1 Испытания продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне
- 4.2 Работы по перфорации эксплуатационной колонне при испытании (освоении)

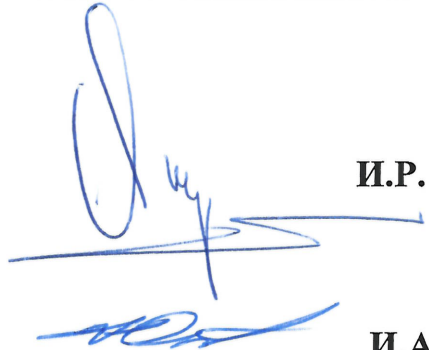
5. АКТ ВЫНОСА**6. СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ****7. ТРАНСПОРТНАЯ СХЕМА****8. ПИСЬМО № РМ-121бЛ от 08.09.2017****9. Типовые технические условия**

Начальник производственного управления



Д.А. Петров

Начальник технологического управления



И.Р. Якупов

Начальник отдела геологоразведочных работ



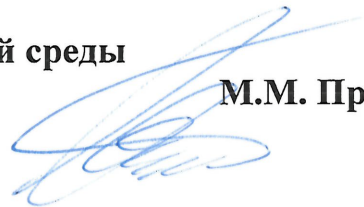
И.А. Юнин

Начальник Управления
обеспечения добычи нефти и газа



Е.Г. Сычев

Начальник Управления охраны труда,
промышленной безопасности, охраны окружающей среды
и корпоративного надзора



М.М. Прокопиев

И.В. Садыров И.В.

И.В. Садыров И.В. Зюзин

И.В. Садыров И.В. Зюзин



И.В. Садыров И.В. Зюзин

И.В. Садыров И.В. Зюзин

1.1 – Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

№ п/п	Стратиграфическое подразделение		Скв. 34 Глубина залегания (по вертикали), м		Мощность, м	Элементы залегания (падения) пластов по подошве		Кэффициент каверзости	Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т. п.)
	название	индекс	от	до		угол, °	азимут, °		
			(кровля)	(подошва)					
2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Четвертичная система	Q	0	218	218	0	-	1,3	Суглинки, супеси, глины, пески плохо отсортированные
2	Меловая система, нижний отдел	K	218	443	225	0	-	1,3	Неравномерное переслаивание песков, алевролитов, песчаников и глин
3	Юрская система, верхний отдел	J ₃	443	542	99	1	-	1,5	Глины с прослоями алевролитов и среднезернистых песчаников, реже песков
4	Юрская система, средний+нижний отделы	J ₁₊₂	542	748	206	1	-	1,2	В основании - песчаники полимиктовые, рыхлые, неравномерно глинистые, которые выше по разрезу сменяются кварцевыми песками с подчиненными прослоями глин и алевролитов.
5	Триасовая система, средний + верхний отделы	T ₂₊₃	748	1200	452	1	-	1,3	Переслаивание полимиктовых песчаников, алевролитов и глин. В нижней части красноцветно-пестроцветная толща глин, песчаников и алевролитов
6	Триасовая система, средний отдел	T _{2ap}	1200	1361	161	1	-	1,3	Переслаивание полимиктовых песчаников, алевролитов и глин.
7	Триасовая система, нижний отдел, харальская свита	T _{1hr}	1361	1448	87	1	-	1,3	Песчаники и алевролиты с подчиненными прослоями серых глин, с растительным детритом
8	Триасовая система, нижний отдел, чаркабожская свита	T _{1cb}	1448	1687	239	1	-	1,3	Красноцветная глинистая толща с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов
9	Пермская система, верхний отдел	P ₃₋₂	1687	1871	184	1-2	-	1,2	Переслаивание песчаников слабоизвестковистых, аргиллитов плитчатых, участками известковистых, алевролитов глинистых, плотных и глин. Отмечаются редкие прослои угля
10	Пермская система, нижний отдел, кунгурский ярус	P _{1k}	1871	1999	128	1-2	-	1,2	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, глин. В основании толщи развиты терригенно-карбонатные породы, которые вверх по разрезу сменяются переслаиванием аргиллитов и алевролитов, с прослоями песчаников.
11	Пермская система, нижний отдел, артинский ярус	P _{1ar}	1999	2130	131	1-2	-	1,05	Известняки с прослоями аргиллитов и алевролитов
12	Пермская система, нижний отдел, ассельский+сакамарский ярусы	P _{1a+s}	2130	2172	42	1-3	-	1,05	Органогенные и органогенно-детритовые известняки с прослоями плотных, крепких известняков с включениями глинисто-алевритистого материала
13	Каменноугольная система, средний+верхний отделы	C ₂₊₃	2172	2262	90	1-3	-	1,05	Известняки органогенные. Ниже по разрезу известняки серые, массивные, неравномерно трещиноватые, слоистые, крепкие, участками глинистые
14	Каменноугольная система, нижний отдел, протвинский горизонт	C _{1s2}	2262	2302	40	1-3	-	1,02	Известняки светло-коричневые, доломитизированные, участками слабо окремненные, крепкие, массивные
15	Каменноугольная система, нижний отдел, тарусский+стешевский гор-ты	C _{1s1}	2302	2390	88	1-3	-	1,02	Чередование ангидритов серых, разнокристаллических, участками волокнистых, плотных, массивных и доломитов скрытокристаллических, участками глинистых
16	Каменноугольная система, нижний отдел, верхневизейский подъярус	C _{1v2_карб}	2390	2622	232	1-3	-	1,02	Известняки мелкокристаллические, плитчатые, трещиноватые, плотные, массивные, участками пористые с подчиненными прослоями доломитов мелкокристаллических, массивных, плотных с включениями ангидритов.
17	Каменноугольная система, нижний отдел, нижневизейский подъярус	C _{1v1_terr}	2622	2692	70	1-3	-	1,02	Переслаивание песчаников мелкозернистых, известковистых, массивных, участками глинистых и аргиллитов темно-серых, микрослоистых, оскольчатых и плитчатых, с включениями растительных остатков и пирита
18	Каменноугольная система, нижний отдел, турнейский ярус	C _{1t}	2692	2802	110	1-3	-	1,02	Известняки с прослоями аргиллитов и глин.
19	Девонская система, верхний отдел, средне+верхне фаменский подъярус	D _{3fm2+3}	2802	3080	278	1-3	-	1,02	В нижней части переслаивание известняков аргиллитов и мергелей. Аргиллиты темно-серые с зеленоватым оттенком, слоистые, неравномерно известковистые. Мергели слабо слоистые плитчатые. Верхняя часть разреза представлена сероцветными известняками скрытокристаллическими, массивными, участками доломитизированными, стилолитизированными с трещинами заполненными кальцитом.
20	Девонская система, верхний отдел, нижнефаменский подъярус	D _{3fm1_cl+zd}	3080	3330	250	1-3	-	1,05	Известняки серые и буровато-серые скрытокристаллические участками глинистые горизонтальнослоистые доломитизированные, трещиноватые с прослоями аргиллитов известковистых и мергелей
21	Девонская система, верхний отдел, верхнефранский подъярус, свлановский+ивенский гор-ты	D _{3ev+iv}	3330	3605	275	1-3	-	1,02	Переслаивание аргиллитов, алевролитов, мергелей и известняков.
22	Девонская система, верхний отдел, верхнефранский подъярус, сирачойский гор-т	D _{3src+vt}	3605	3652	47	1-3	-	1,05	Известняки светло-серые, биогермные, водорослевые, иногда слабо алевритистые, часто пористо-каверзные, с прослоями пелешподо-гастроподовых и брахиоподовых ракушечков, полидетритовых органогенно-обломочных разностей с подчиненными прослоями аргиллитов
23	Девонская система, верхний отдел, среднефранский подъярус, доманиковый гор-т	D _{3dm}	3652	3725	73	1-3	-	1,05	Известняки темно-серые, участками глинистые, содержащие включения кальцита. Верхняя часть разреза сложна более светлыми разностями известняков, которые часто содержат органогенный детрит.
24	Девонская система, верхний отдел, нижне+среднефранский подъярус, тиванский+саргавский гор-ты	D _{3lm+sr}	3725	3900	175	1-3	-	1,02	Зеленовато-серые аргиллиты с прослоями алевролитов, известняков и песчаников
25	Девонская система, верхний отдел, нижнефранский подъярус, джэсерский гор-т	D _{3djr}	3900	4040	140	1-3	-	1,02	Ритмичное преслаивание алевролитов, аргиллитов и в меньшей степени песчаников.
26	Девонская система, средний отдел, живетский ярус	D _{2zv}	4040	4250	210	1-3	-	1,02	Песчаники, алевропесчаники, алевролиты. Аргиллиты и глинисто-терригенные породы занимают незначительный объем. Песчаники кварцевые белые, серые, мелкозернистой и разнозернистой структуры.
27	Забой		4250						

1.2 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу

№ п/п	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Горная порода		Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Кoeffициент Пуассона	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Категория породы по промышленной классификации																																
		(верх)	(низ)	краткое название	% в интервале																																										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16																																
1	Q	0	218	Суглинок	50	2,33	38,6	0.01-2.5			10	2	0,35	205	мягкая																																
				Песок	20	2,30	30,0									150		0,3	250	сыпучие																											
				Глина	30	2,71	30,1														30	80	2	0,35	190	мягкая																					
2	K	218	443	Песок	30	2,30	30,0	0.01-2.5			20	150	2	0,35	190	сыпучие																															
				Глина	20	2,71	30,1										80	2	0,35	190	мягкая																										
				Песчаник	20	2,73	9,2															210	7,0	0,32	480	средняя																					
				Алевролит	30	2,65	13,2										100	6,5	0,26	260	мягкая																										
				3	J ₃	443	542															Глина	50	2,71	30,1	0.01-2.5			50	80	2	0,35	190	мягкая													
Алевролит	25	2,65	13,2					100	6,5	0,26	260	мягкая																																			
Песок	10	2,30	30,0										150		0,3	250	сыпучие																														
Песчаник	15	2,73	9,2					210	7,0	0,32	480	средняя																																			
4	J ₁₊₂	542	748										Глина	5	2,71	30,1	0.01-2.5			5	80	2	0,35	190	мягкая																						
				Песчаник	85	2,30	30,0	150		0,3	250	сыпучие																																			
				Алевролит	10	2,65	13,2						100	6,5	0,26	260										мягкая																					
				5	T _{3+2pm}	748	1200	Песчаник	40	2,73	9,2	0.01-2.5																		210	7,0	0,32	480	средняя													
								Алевролит	30	2,65	13,2		100	6,5	0,26	260										мягкая																					
Глина	30	2,71	30,1					30	80	2	0,35						190	мягкая																													
6	T _{2an}	1200	1361										Песчаник	20	2,73	9,2			0.01-2.5				210	7,0	0,32	480									средняя												
								Алевролит	40	2,65	13,2		100	6,5	0,26	260	мягкая																														
				Глина	40	2,71	30,1	40	80	2	0,35	190						мягкая																													
				7	T _{1hr}	1361	1448						Песчаник	40	2,73	9,2	19.7													210	7,0	0,32	480	средняя													
								Алевролит	40	2,65	13,2	100	6,5	0,26	260	мягкая																															
Глина	20	2,71	30,1					20	80	2	0,35							190	мягкая																												
8	T _{1cb}	1448	1687									Песчаник	15	2,73	9,2	0.01-2.5							210	7,0	0,32	480									средняя												
								Алевролит	15	2,65	13,2	100	6,5	0,26	260			мягкая																													
				Глина	70	2,71	30,1	70	80	2	0,35						190		мягкая																												
				9	P ₃₋₂	1687	1871					Песчаник	30	2,73	9,2			0.01-0.5												210	7,0	0,32	480	средняя													
								Аргиллит	30	2,74	9,1	100	3,0	0,33	200		мягкая																														
Алевролит	20	2,65	13,2					100	6,5	0,26	260					мягкая																															
Глина	20	2,71	30,1									20	80	2	0,35		190		мягкая																												
10	P _k	1871	1999					Глина	20	2,71	30,1					0.01-0.5							210	7,0	0,32	480									средняя												
				Песчаник	30	2,73	9,2	100	3,0	0,33	200	мягкая																																			
				Аргиллит	20	2,74	9,1						100	6,5	0,26		260	мягкая																													
				Алевролит	30	2,65	13,2	10	100	3,0	0,33	200							мягкая																												
				11	P _{1ar}	1999	2130						Глина	10	2,71		30,1	2.1									10,0			80,0	1,5	0,35	190,0	мягкая													
Алевролит	20	2,65	13,2					50,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя																																		
Известняк	70	2,74	9,6											200,0	3,5	0,31	610,0		средняя																												
12	P _{1a+s}	2130	2172					Известняк	65	2,74	9,6	0.001-0.01	15,0									80,0	1,5	0,35	190,0	мягкая																					
								Глина	15	2,71	30,1			100,0	6,5	0,26	260,0		мягкая																												
				Алевролит	20	2,65	13,2	200,0	3,5	0,31	610,0							средняя																													
				13	C ₂₊₃	2172	2262							Известняк	100	2,74	9,6		0.001-0.01										80,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя													
								14	C _{1s2}	2262	2302			Известняк	100	2,74	9,6	0.001-0.01																			80,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя					
15	C _{1s1}	2302	2390									Ангидрит	55	2,89		0.001-0.01					150	3,5	0,33	780	средняя																						
												Доломит	45	2,83	7,5											20																	300	4,5	0,27	550	твердая
												16	C _{1v2}	2390	2622																																
				Доломит	15	2,83	7,5												5							300	4,5	0,27	550	твердая																	
				Известняк	80	2,74	9,6	65,0	200,0	3,5	0,31							610,0													средняя																
17	C _{1v1}	2622	2692	Песчаник	55	2,73	9,2									0.001-0.01				10	100	3,0	0,33	200	мягкая																						
				Аргиллит	45	2,74	9,1	210	7,0	0,32	480							средняя																													
				18	C _{1t}	2692	2802					Известняк	80	2,74	9,6											0.001-0.01			60,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя													
								Аргиллит	10	2,74	9,1	100	3,0	0,33	200			мягкая																													
								Глина	10	2,71	30,1																								10,0	80,0	1,5	0,35	190,0	мягкая							
19	D _{3fm2+3}	2802	3080					Известняк	70	2,74	9,6	0.001-0.01			50,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя																											
								Аргиллит	20	2,74	9,1										10	100	3,0	0,33	200										мягкая												
				Мергель	10	2,61	9,1	5,0	100	3,0	0,3															110	мягкая																				
				20	D _{3fm1}	3080	3330														Известняк	80	2,74	9,6	0.001-0.01					60,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя												
								Аргиллит	10	2,74	9,1										5	100	3,0	0,33		200	мягкая																				
Мергель	10	2,61	9,1					5,0	100	3,0	0,3	110	мягкая																																		
21	D _{3ev+lv}	3330	3605											Аргиллит	30	2,74	9,1	0.001-0.01				100	3,0	0,33		200	мягкая																				
								Алевролит	25	2,65	13,2	100	6,5	0,26	260	мягкая																															
				Мергель	20	2,61	9,1	10,0	100	3,0	0,3						110								мягкая																						
				Известняк	25	2,74	9,6					15,0	200,0	3,5	0,31	610,0												средняя																			
				22	D _{3src}	3605	3652	Известняк	90	2,74	9,6						0.001-0.01													70,0	200,0	3,5	0,31	610,0	средняя												
Аргиллит	10	2,74	9,1					5	100	3,0	0,33	200	мягкая																																		
23	D _{3dm}	3652	3725											Известняк	100	2,74		9,6	0.001-0.01			80,0	200,0	3,5		0,31	610,0	средняя																			
								24	D _{3tm+sr}	3725	3900	Аргиллит	60	2,74	9,1	0.001-0.01																					50	100	3,0	0,33	200	мягкая					
												Алевролит	15	2,65	13,2																												5	100	6,5	0,26	260
				Песчаник	10	2,73	9,2					210	7,0	0,32	480		средняя																														
				Известняк	15	2,74	9,6																		7,0				200,0	3,5	0,31	610,0	средняя														
25	D _{3dzt}	3900	4040	Алевролит	35	2,65	13,2					1.8-5.5			10		100		6,5	0,26	260	мягкая																									
				Аргиллит	35	2,74	9,1	15	100	3,0	0,33					200		мягкая																													
				Песчаник	30	2,73	9,2																210	7,0	0,32	480	средняя																				
				26	D _{2zv}	4040	4250	Аргиллит	20	2,74	9,1					49.2													10	100	3,0	0,33	200	мягкая													
								Алевролит	30	2,65	13,2												15	100	6,5	0,26	260								мягкая												
Песчаник	50	2,73	9,2					210	7,0	0,32	480	средняя																																			

1.3 – Геокриологические данные разреза

№ п/п	Индекс стратиграфического подразделения	Интервалы залегания ММП по вертикали, м		Тип ММП (островная, реликтовая)	Льдистость пород, %	Избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	Наличие: да, нет		
		от (верх)	до (низ)				таликов	межмерзлотных напорных (зацементированных) вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Q-K	0	350	реликтовая	20	н/д	н/д	н/д	н/д

1.4 – Газоносность

№ п/п	№ проектной скважины	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объему	Содержание углекислого газа, % по объему	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, м ³ /сут	Плотность, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мД
		от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	после дегазации	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Свободная газоносность отсутствует													

1.5 – Нефтеносность

№ п/п	№ проектной скважины	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Тип коллектора	Плотность, г/см ³		Подвижность, мкм ² *10 ⁻³ мПа*с	Содержание, %		Свободный дебит, м ³ /сут	газовый фактор, м ³ /т	Параметры растворенного газа				
			от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина			содержание сероводорода	углекислого газа (объём.)	относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 10 ⁻⁴ /МПа	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1		T _{1-I}	1665	1685	поровый	-	0,840	19,7	0,35	2,73	8,0	78,7	-	-	-	н.д.	н.д.
2		P _{1-ag}	2040	2052	поровый	-	0,850	2,1	0,59	3,08	4,75*	62,6	-	-	-	н.д.	н.д.
3	34	D _{3-dzg}	3903	4005	порово-трещинный	0,687	0,811	1,8-5,5 0,78	0,2	27,26	287**	221,4	отс	2,67	1,126	н.д.	23,6
4		D _{2-zv}	4072	4205	порово-трещинный	0,687	0,814	49,2 0,83	0,17	17,73	112***	203,98	отс	1,997	0,987	н.д.	21,1

Уровни подсчета (м)

Индекс залежи	Абс. отметка	Глубина относ.
D _{3-dzg}	Ур.подсчета (-3975 м)	4005
D _{2-zv}	Ур.подсчета (-4175 м)	4205

T_{1-I} является транзитной залежью (нецелевой объект)

P_{1-ag} является транзитной залежью (нецелевой объект)

Вместо газового фактора взято газосодержание.

В залежах T_{1-I} и P_{1-ag} отбиралась только устьевые пробы

* дебит при испытании скв. 16 в колонне, инт. 2029-2039 м.

** дебит при испытании скв. 301 им. Россыхина в колонне при работе ч/з шт. 12 мм в инт. 4318.8-4325.8+4353.8-4368.8 (реперфорация в 2010 г.)

*** дебит при испытании скв. 301 им. Россыхина в колонне при работе ч/з шт. 5 мм в инт. 4518-4525, при депрессии 8,16 МПа.

Примечание: Для залежей нефти данные параметры взяты из Протокола ФАН от 23.11.2017 №03-18-822 по мес-ию им. Россыхина (по D₂ Основная залежь)

1.6 – Характеристика вскрываемых продуктивных пластов

Индекс стратиграфическ ого подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Тип флюида	Проницаемос ть пласта, мкм ² *10 ⁻³	Коэффициент газо-, конденсато-, нефтенасыщенности, доли ед.	Коэффициент сжимаемости газа, 1/МПа*10 ⁻⁴	Ожидаемое пластовое давление при вскрытии пласта, МПа	Градиент пластового давления, кгс/см ² на 10 м
	от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T _{1-I}	1665	1685	терр. поровый	нефть	19,7	0,52	н.д.	15,84	0,97 ¹
P _{1ar}	2040	2052	терр.-карб. поровый	нефть	2,1	0,57	н.д.	22,01	1,1 ²
D _{2dzt}	3903	4005	порово- трещинный	нефть	1,8-5,1	0,47-0,58*	н.д.	47,46	1,24 ³
D _{2zv}	4072	4205	порово- трещинный	нефть	49,2	0,88	н.д.	49,92	1,25 ⁴

1 - Начальное пл. давление согласно таблице ГФХ составило 16 МПа на гл. 1690 м, град=0,97

2 - Начальное пл. давление согласно таблице ГФХ составило 21,7 МПа на гл. 2020 м, град=1,1

3 - Пл. давление при испытании в ЭК скв. 301 (Россихина, залежи II+III совместно) составило 538,27 кгс/см² на гл. 4330 м (при исп. инт. 4317-4324+4352-4367 м), град=1,24

4 - Пл. давление при испытании в ЭК скв. 441Н (Россихина) составило 58,22 Мпа на гл. 4746-4772 м, град=1,25

* нефтенасыщенность пачек II-III составляет 0,47, пачки I 0,58 д. ед. (Из таблиц ГФХ по Хульчугоскому месторождению).

1.7 – Водоненность по разрезу

№ п/п	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³ (в станд. условиях)	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг - экв/л						Общая минерализация, г/л	Тип воды по Сулину: сульфатнонатриевый, ГКН – гидрокарбонатно-натриевый, ХЛК – хлоридно-кальциевый	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
		от (верх)	до (низ)					Анионы			Катионы					
								Cl-	SO ₄ --	HCO ₃ -	Na+ K+	Mg++	Ca++			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1	Q-K	0	443	поров.	н.о.	н.д.	н.д.	405,9-603,8	24,2	1,5-14,8	269,9-413,8	64-144,3	60,1-66	23,5-36,5	ХЛК	нет
2	J ₁₊₂	542	748	поров.	н.о.	631,81		207,30	0,09	2,58	175,79	10,04	20,05	12,90	ХЛК	нет
3	T ₂₊₃	748	1361	поров.	1,0111	25,5	н.д.	257,95	0,30	1,30	202,36	9,00	39,92	14,84	ХЛК	нет
4	T _{1nr}	1361	1448	поров.	1,023	н.д.	н.д.	556,48	0,17	0,56	406,29	22,17	120,98	31,90	ХЛК	нет
5	P ₃₋₂	1687	1871	поров.	1,037	н.д.	н.д.	916,10	0,29	2,94	633,38	77,55	203,70	52,57	ХЛК	нет
6	P _{1+ts}	2130	2172	поров.	н.о.	н.д.	н.д.	1511,52	15,24	14,20	1186,50	48,24	307,00	89,23	ХЛК	нет
7	C _{1v+ts}	2262	2692	поров.	1,07	н.д.	н.д.	1437,30	83,20	12,20	1172,00	88,80	244,20	89,90	ХЛК	нет
8	D _{3f}	3245	3852	поров.	1,11	н.д.	н.д.	2700,40	18,34-	0,24-4,6	1816,67-	90,39	691,3-	148,6-156,9	ХЛК	нет
		4005	35,13					1824,4	871,6							
9	D _{2zv}	4205	4250	поров.	н.о.	н.д.	н.д.	2722,65-2749,15	4,6-14,9	3,1-6,4	1861,27-2138,89	131,5-157	475,05-742,51	156,24-159,19	ХЛК	нет

1.8 – Градиенты давлений и температур по разрезу

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент давления									Температура в конце интервала	
			пластового			гидроразрыва пород			горного				
	от (верх)	до (низ)	кгс/см ² на 10 м		источник получения	кгс/см ² на 10 м		источник получения	кгс/см ² на 10 м		источник получения	°С	источник получения
			от	до		от	до		от	до			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	218	0,00	1,00	РСЧ	0,00	1,74	РСЧ	0,00	2,44	РСЧ	-2,0	РСЧ
K	218	443	1,00	1,00	РСЧ	1,74	1,65	РСЧ	2,44	2,51	РСЧ	4,5	РСЧ
J ₃	443	542	1,00	1,00	РСЧ	1,65	1,72	РСЧ	2,51	2,53	РСЧ	11,0	РСЧ
J ₂₊₁	542	748	1,00	1,00	РСЧ	1,72	1,73	РСЧ	2,53	2,59	РСЧ	17,9	РСЧ
T ₃₊₂ nm	748	1200	1,00	1,00	РСЧ	1,73	1,74	РСЧ	2,59	2,63	РСЧ	33,0	РСЧ
T ₂ an	1200	1361	1,00	1,00	РСЧ	1,74	1,73	РСЧ	2,63	2,64	РСЧ	36,0	РСЧ
T ₁ hr	1361	1448	1,00	1,00	РСЧ	1,73	1,71	РСЧ	2,64	2,64	РСЧ	38,0	РСЧ
T ₁ cb	1448	1687	1,00	0,97 ¹	РФЗ	1,71	1,80	РФЗ	2,64	2,65	РФЗ	41,4	РФЗ
P ₃₋₂	1687	1871	0,97	1,00	РСЧ	1,80	1,77	РСЧ	2,65	2,66	РСЧ	45,8	РСЧ
P ₁ k	1871	1999	1,00	1,00	РСЧ	1,77	1,75	РСЧ	2,66	2,66	РСЧ	50,0	РСЧ
P ₁ ar	1999	2130	1,00	1,1 ²	РФЗ	1,75	1,78	РФЗ	2,66	2,66	РФЗ	51,7	РФЗ
P _{1a} +s	2130	2172	1,10	1,00	РСЧ	1,78	1,73	РСЧ	2,66	2,66	РСЧ	57,0	РСЧ
C ₂₊₃	2172	2262	1,00	1,00	РСЧ	1,73	1,75	РСЧ	2,66	2,67	РСЧ	61,2	РСЧ
C ₁ s ₂	2262	2302	1,00	1,00	РСЧ	1,75	1,75	РСЧ	2,67	2,67	РСЧ	61,9	РСЧ
C ₁ s ₁	2302	2390	1,00	1,00	РСЧ	1,75	1,73	РСЧ	2,67	2,67	РСЧ	64,6	РСЧ
C ₁ v ₂	2390	2622	1,00	1,00	РСЧ	1,73	1,74	РСЧ	2,67	2,68	РСЧ	67,6	РСЧ
C ₁ v ₁	2622	2692	1,00	1,00	РСЧ	1,74	1,81	РСЧ	2,68	2,68	РСЧ	70,0	РСЧ
C ₁ t	2692	2802	1,00	1,00	РСЧ	1,81	1,78	РСЧ	2,68	2,69	РСЧ	72,1	РСЧ
D ₃ fm ₂₊₃	2802	3080	1,00	1,00	РСЧ	1,78	1,78	РСЧ	2,69	2,69	РСЧ	75,3	РСЧ
D ₃ fm ₁	3080	3330	1,00	1,00	РСЧ	1,78	1,77	РСЧ	2,69	2,69	РСЧ	81,9	РСЧ
D ₃ ev+lv	3330	3605	1,00	1,00	РСЧ	1,77	1,75	РСЧ	2,69	2,69	РСЧ	87,9	РСЧ
D ₃ src	3605	3652	1,00	1,00	РСЧ	1,75	1,77	РСЧ	2,69	2,69	РСЧ	91,6	РСЧ
D ₃ dm	3652	3725	1,00	1,00	РСЧ	1,77	1,76	РСЧ	2,69	2,69	РСЧ	95,4	РСЧ
D ₃ fm+sr	3725	3900	1,00	1,00	РСЧ	1,76	1,78	РСЧ	2,69	2,70	РСЧ	98,3	РСЧ
D ₃ dzt	3900	4040	1,00	1,24 ³	РФЗ	1,78	1,90	РФЗ	2,70	2,70	РФЗ	104,2	РФЗ
D ₂ zv	4040	4250	1,25	1,25 ⁴	РФЗ	1,90	1,88	РФЗ	2,70	2,70	РФЗ	110,5	РФЗ

В графах 6, 9, 12, 14 проставляются условные обозначения источника получения градиентов: ПСР - прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ - прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ - расчет по фактическим замерам в скважинах, РСЧ – расчетное значение.

1 - Начальное пл. давление согласно таблице ГФХ составило 16 МПа на гл. 1690 м, град=0,97

2 - Начальное пл. давление согласно таблице ГФХ составило 21,7 МПа на гл. 2020 м, град=1,1

3 - Пл. давление при испытании в ЭК скв. 301 (Россихина, залежи II+III совместно) составило 538,27 кгс/см² на гл. 4330 м (при исп. инт. 4317-4324+4352-4367 м), град=1,24

4 - Пл. давление при испытании в ЭК скв. 441Н (Россихина) составило 58,22 Мпа на гл. 4746-4772 м, град=1,25

2. ПРОМЫСЛОВО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
2.1 Отбор керн (боковой и забойный), шлама

№ п/п	Номер проектной скважины	Индекс стратегического подразделения	Отбор керн			Технические средства	Индекс стратегического подразделения	Отбор шлама		
			Интервал, м		Метраж отбора керн, м			Интервал, м		
			от (по вертикали)	до (по вертикали)				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	34	D ₃ dzt	3903	4011	108	Security DBS	J ₃ -P ₁ k	441	1997	2-5
2		D ₂ zv	4067	4210	144	Security DBS	P ₁ k-D ₂ zv	1997	4250	1-2
3		D ₂ zv	4241	4250	9	Security DBS				
			Всего			261				6,14%

- при наличии признаков УВ по керну отбор керн не прекращается (по согласованию с Заказчиком).

- возможно корректирование интервалов отбора керн по данным привязочного комплекса ГИС.

- в интервалах отбора керн отбор шлама производится через 2 м.

- обязательное применение антизаключочной системы

2.2 – Геолого-технологические исследования

Наименование работ	Интервал по вертикали, м	
	от	до
1	2	3
Технологические исследования	30	4250
Геолого-Технологические исследования	кондуктор	4250
Газовый каротаж	кондуктор	4250

Примечание: руководствоваться РД 153-39.0-069-01 "Техническая инструкция по проведению геолого-технологических исследований нефтяных и газовых скважин"

2.3 Испытание (опробование) пластов в процессе бурения

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Испытание (опробование)			Опробование		
	пластоиспытателем на трубах			пластоиспытателем на кабеле		
	вид операции	глубина нижней границы, м	количество циклов про- мывки после проработки	интервал, м		количество проб, м
				от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6	7
D ₃ dзr	ИПТ в открытом стволе не проводится			5 проб ОПК, 25 точек ГДК		
D ₂ zv				8 проб ОПК, 40 точек ГДК		

2.4 – Геофизические исследования

Наименование исследований	Масштаб	Интервал записи
1	2	3
Кондуктор		
Открытый ствол		
ПС, КС, БК ¹ , ГК, КВ+ПР, резистивиметрия, термометрия	1:500	в интервале секции под кондуктор.
Инклинометрия	ч/з 10 м	запись через 200 м для контроля траектории скважины
Обсаженный ствол		
АКЦ с ФКД, ЦМ, ОЦК, ГК, ЛМ	1:500	в интервале кондуктора.
Техническая колонна		
Открытый ствол		
ПС, КС, БК ¹ , ГК, НК ^{1,2} , КВ+ПР, ГГКп ¹ , АК ¹ , резистивиметрия, термометрия	1:500	в интервале секции под техническую колонну
Инклинометрия	ч/з 10 м	запись через 200 м для контроля траектории скважины
Обсаженный ствол		
АКЦ с ФКД, ЦМ, ОЦК, ГК, ЛМ	1:500	в интервале технической колонны
Эксплуатационная колонна		
Открытый ствол		
ПС, КС, БК ⁴ , ИК ⁵ , ГК, НК ² , КВ+ПР, ГГКп ¹ , резистивиметрия, термометрия	1:500	в неперспективном разрезе секции под эксплуатационную колонну
БКЗ ⁴ , МК ⁴ , БМК ⁴ , многозондовый БК ⁴ , многозондовый ИК ⁵ , КВ+ПР, СГК, НК ² , ГГКлп ¹ , МВДК ⁶ , резистивиметрия, термометрия	1:200	в интервалах продуктивных горизонтов с обязательным перекрытием с предыдущим интервалом не менее 50м
Кросс-дипольный АКШ	1:200	в интервале секции под эксплуатационную колонну
Электрический микросканер ⁷ , ЯМК	1:200	в интервалах продуктивных горизонтов
Инклинометрия	ч/з 10 м	запись через 200 м для контроля траектории скважины
Обсаженный ствол		
АКЦ с ФКД, ЦМ или ГГДТ ³ , ОЦК, ЛМ, ГК	1:500	в интервале эксплуатационной колонны
ГДК, ОПК		
ГДК, ОПК (по решению Недропользователя)	D ₃ dzt	5 проб ОПК и 25 точек ГДК
	D ₂ zv	8 проб ОПК и 40 точек ГДК

Обсаженный ствол		
АКЦ с ФКД, ЦМ или ГГДТ ³ , ОЦК, ЛМ, ГК	1:500	в интервале хвостовика
Освоение		
Обсаженный ствол		
ГК, ЛМ, барометрия, термометрия (для привязки интервалов перфорации, контроль перфорации до и после)	1:200	+/- 50м от интервала перфорации
ПГИ при освоении (высокочувствительная термометрия, манометрия, влагометрия, резистивиметрия, СТИ, механическая расходометрия, ГК, ЛМ)	1:200	+/- 50м от интервала перфорации

Примечания:

Интервалы и объём исследований корректируются геологической службой заказчика с учётом фактического разреза

¹ - необходимо предусмотреть использование приборов, обеспечивающих качественную регистрацию методов БК, ИК, НК, АКШ, ГГКп, в том числе с учетом технических ограничений по максимально допустимому диаметру открытого ствола для секций под кондуктор и техническую колонну;

² - при регистрации НК необходимо обеспечить применение двухзондовой компенсированной аппаратуры НК-Т с надлежащей метрологией, отвечающей современным требованиям изучения карбонатных и терригенных коллекторов;

³ - ЦМ в колоннах диаметром более 168 мм; ГГДТ в колоннах 146-168 мм - уточнить у геофизиков технические ограничения приборов по диаметру обсадных колонн;

⁴ - регистрация при бурении скважин на РВО, предусмотреть применение приборов, обеспечивающих качественную регистрацию данных;

⁵ - регистрация при бурении скважин на РУО, предусмотреть применение приборов, обеспечивающих качественную регистрацию данных в скважинах на РУО;

⁶ - по решению Заказчика;

⁷ - предусмотреть применение приборов, обеспечивающих качественную регистрацию данных в скважинах на РУО или

2.5 – Картаж во время бурения (MWD, LWD)

Наименование работ	Параметры контроля	Интервал по вертикали, м
1	2	3
MWD	через 10 м	из-под кондуктора до 4250 м
LWD*	В интервале эксплуатационной колонны	

Примечание: * -предусмотреть запись ГК в процессе бурения в реальном времени

2.6 Вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП)

Наименование работ	Масштаб	Интервал по вертикали, м
1	2	3
Вертикальное сейсмопрофилирование*	-	0-4250

* - на усмотрение Недропользователя

2.7 – Прочие виды исследования

№ п/п	Наименование работы	Масштаб	Интервал по вертикали, м
1	2	3	4
1	Удалённый мониторинг бурения	–	0-4250

2.8. Лабораторные исследования кернового материала

№ п/п	Наименование исследования, анализа	Ед. изм.	Объем работ
1	2	3	4
Литолого-стратиграфические исследования			
1	Профильные замеры СГК и плотности на колонке керна	м	261
	Измерение профильной газопроницаемости колонки керна		
	Фотографирование колонки керна или срезов в дневном и ультрафиолетовом свете		
	Детальное описание керна		
2	Петрографический анализ стандартных шлифов (изготовление и описание)	шлиф	245
	Петрографическое описание больших шлифов с характеристикой пустотного пространства		25
	Фотографирование окрашенных шлифов		25
3	Споро-пыльцевой анализ	образец	90
4	Минералогический анализ	образец	41
	Рентгеноструктурный анализ пород и глинистых минералов по керну		
5	Определение карбонатности (кальцит, доломит) и нерастворимого остатка	образец	-
Петрофизические исследования			
Лабораторные анализы образцов стандартного размера			
1	Определение открытой пористости	образец	760
2	Определеление объемной и минералогической плотности (расчетным методом)		
3	Определение газопроницаемости параллельно напластованию		
4	Определение газопроницаемости перпендикулярно напластованию	образец	
5	Водо-, нефтенасыщенность парафинированного керна	образец	50
6	Определение общей пористости с учетом внешних каверн	образец	216
7	Определение смачиваемости по ОСТ до и после капилляриметрии	образец	50
8	Определение остаточной водонасыщенности методом капилляриметрии	образец	216
9	Определение пористости в пластовых условиях	образец	216
10	Определение УЭС полностью водонасыщенных образцов в атмосферных и пластовых условиях		
11	Скорость продольных и поперечных волн в атмосферных и пластовых условиях. Упругие свойства пород.		
12	Определение УЭС при переменной насыщенности образца (не менее 5-ти ступеней) моделируемой капилляриметрическим методом	образец	216
13	Определение эффективной газопроницаемости на образцах с остаточной водонасыщенностью		
Лабораторные анализы образцов полноразмерного керна			
1	Определеление объемной и минералогической плотности (расчетным методом)	образец	131
2	Определение открытой пористости		
3	Определение проницаемости (горизонтальной, под углом 90 градусов, вертикальной)		

4	Определение общей пористости с учетом внешних каверн	образец	39
5	Определение пористости в пластовых условиях	образец	50
6	Определение УЭС полностью водонасыщенных образцов в атмосферных и пластовых условиях	образец	39
7	Скорость продольных и поперечных волн в атмосферных и пластовых условиях. Упругие свойства пород.		
Физико-гидродинамические исследования			
1	Определение коэффициентов вытеснения в системе нефть-вода	образец/ модель	Для отложений D ₃ dzg: по 5 полноразмерных и 8 стандартных образцов; 3-4 составные модели.
2	Определение фазовых проницаемостей	образец/ модель	Для отложений D ₂ zv: 5 полноразмерных и 8 стандартных образцов; 2-3 составные модели.

Лабораторные исследования пластовых флюидов

№№ п/п	Наименование исследования, анализа	Единицы измерения	Количество проб на 1 объект испытания
1	Анализ нефти: а) фракционно-компонентный б) углеводородный в) разгонка г) полный	проба проба проба проба	3 3 3 3
2	Анализ глубинных проб нефти (каждая проба - 3 пробоотборника)	проба	3
3	Анализ растворённого газа	проба	1
4	Химический анализ воды	проба	3
6	Анализ проб ОПК (при проведении ХРТ/МДТ) по комплексу Б, согласно ОСТ 153-39.2-048-2003.		13 проб

3 ВОЗМОЖНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ БУРЕНИИ

3.1 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подраздела	Интервал поглощения, м		Вид проявления многофлюида (вода, нефть, газ)	Максим. интенсивность поглощения, м ³ /час	Расстояние от устя скважины до статического уровня при его максимальном снижении по вертикали, м	Имеется ли потеря циркуляции и (да, нет)	Градиент давления поглощения, МПа/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)					при вскрыти и	после изоляции ных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T ₁ -I	1665	1685	нефть		н.д.	частичная	н.д.	н.д.	Естественная трещиноватость и кавернозность горных пород.
P ₁ ar	2040	2052	нефть	1-5	н.д.	частичная	н.д.	н.д.	
D ₃ dзr	3903	4005	нефть		н.д.	частичная	н.д.	н.д.	
D ₂ zv	4072	4205	нефть		н.д.	частичная	н.д.	н.д.	

3.2 - Осыпш и обвалы стенок скважины

№ п/п	Индекс чского стратиграфи подразделен ия	Интервал по вертикали, м		Применяющиеся буровые растворы			Время до начала осложнени я, сут	Мероприятия по ликвидации последствия
		от	до	тип раствора	плотнос ть, г/см ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Q-K-J	0	748	н.д.	н.д.		н.д.	
2	T	748	1687	н.д.	н.д.		н.д.	
3	P ₂₊₃	1687	1869	н.д.	н.д.		н.д.	
4	P _{1k}	1871	1999	н.д.	н.д.	Повышенная водоотдача,	н.д.	Обработка бурового раствора
5	C _{1v}	2390	2692	КСI- полимерный	1,13-1,16	пониженная вязкость и СНС бурового раствора.	н.д.	хим-реагентами, промывка, проработка
6	D _{3dm}	3652	3725	КСI- полимерный	н.д.	Недолив скважины, падение уровня в скважине в результате недолива	н.д.	
7	D _{3tm+sr}	3725	3900	КСI- полимерный	1,23-1,30		н.д.	
8	D _{2zv}	4040	4250	КСI- полимерный	1,55-1,57		н.д.	Обработка бурового раствора хим-реагентами, промывка, проработка, спуск колонны

3.3 – Нефтегазоводопроявления

№ п/п	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации скважины, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, г/см ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.п.)	Мероприятия по предупредению и ликвидации НГВП
		от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного			
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	T _{1-I}	1665	1685	нефть, вода	Расчитать институт-проектировщику			Уменьшение плотности промывочной жидкости, недолив скважины при подьеме инструмента. Снижение противодавления на продуктивный горизонт в связи с катастрофическим поглощением промывочной жидкости.	Плёнка нефти. Пузырьки газа. Переливы бурового раствора на устье скважины. Увеличение объёма раствора в приёмных ёмкостях	1. Поддерживать плотность и другие параметры бурового раствора в соответствии с требованиями ПБНПП от 15.12.2020 года. 2. Запрещается отступление от проектной конструкции. 3. Оборудовать устье скважины противовыбросовым оборудованием. 4. При вскрытии нефтепроявляющих пластов соблюдать требования ПБНПП от 15.12.2020 года и РД 08-254-98
2	P _{1ar}	2040	2052	нефть, вода						
3	D _{3dзr}	3903	4005	нефть, вода						
4	D _{2zv}	4072	4205	нефть, вода						

3.4 – Прихватопасные зоны

Индекс стратигра- фического о подразде- ления	Интервал по вертикали, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообра- зования и пр.)	Раствор, при применении которого произошел прихват				Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения	Мероприятия по ликвидации последствий прихвата
	от (верх)	до (низ)		тип	плотнос- ть, кг/м ³	водоот- дача, см ³ /30 мин.	смазыва- ющие добавки			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
T-P	748	2172	подваливание	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	да		
C ₂₊₃	2172	2262	подваливание	KCl-поли- мерный	1,12-1,14	6-9	н.д.	да		
C _{1v}	2390	2692	подваливание	KCl-поли- мерный	1,13-1,16	6-8	н.д.	да	Несоблюдение рег- ламентированных показателей промывки скважины и	Механические методы: расхаживание, меха- нические удары (ЯСС). Химические методы:
D _{3f₂dm}	3652	3725	подваливание	KCl-поли- мерный	1,17-1,23	6-8	н.д.	да	параметров бурового раствора.	установка нефтяных или кислотных ванн.
D _{2zv}	4040	4250	подваливание	KCl-поли- мерный	1,30-1,57	4-6	н.д.	да		

3.5 – Текучие породы

Индекс стратиграфи ческого подразделен ия	Интервал по вертикали, м		Краткое название пород	Минимальная плотность бурового раствора, предотвращающая течение пород, г/см ³	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6

Текучие породы в разрезе скважины не установлены.

3.6 - Прочие возможные осложнения

Индекс стратиграфич еского подразделени я	Интервал по вертикали, м		Вид (название) осложнения: желобообразование, перетиб ствола, искривление, грифонообразование	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5
Q-K	0	350	Растепление многолетнемерзлых пород	Условия возникновения: нарушение температурного равновесия в системе "скважина-ММП", несоответствие параметров и состава бурового раствора регламентируемым значениям. Для предотвращения осложнений в качестве промывочных агентов следует применять высоковязкие полимерглинистые и биополимерные растворы с регулируемым содержанием твердой фазы. При креплении необходимо применять цемент для низких и нормальных температур с добавлением ускорителя схватывания, а так же специальные незамерзающие буферные жидкости.

4.1 - Испытание продуктивных горизонтов (освоение скважины) в эксплуатационной колонне

Индекс страти- графи- ческого подраз- деления	Интервал залегания объекта, м		Интервал установки цементного моста, м		Тип конструкции	Тип установки для испытания (освоения): передвижная, стационарная	Плост Фонга-нирующй (да, нет)	Количество режимов (штуцев)	Диаметр штуцев, 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 (азрация), понижение уровня	Опорожнение колонны при испытании (освоение)	
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)							макси- мальное сниже- ние уро- вня, м	плот- ность жид- кости, г/см ³
1	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
D ₂ zv	4125	4175	4115	4185	цемент. колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12, 14		1000	1,313
D ₂ zv	4072	4105	4062	4115	цемент. колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12, 14	CaCl ₂ - понижение уровня, свабирование,	1000	1,313
D ₃ dzt	3953	3985	3943	3995	цемент. колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12, 14	компрессирование, УЭГИС, СКО, КГРП	1000	1,302
D ₃ dzt	3903	3933	3893	3943	цемент. колонна	стационарная	да	4	8, 10, 12, 14		1000	1,302

- Предусмотреть утилизацию скважинной жидкости путем сжигания на горелках

- Предусмотреть проведение СКО (ГКО) из расчета СКК (ГКК) 1 м³ на 1 м перфорации

- Предусмотреть возможную изоляцию объектов установкой ВПШ

4.2 Работы по перфорации эксплуатационной колонне при испытании (освоении)

№ объекта	Объект	Интервал перфорации (глубины указаны по вертикали), м		Перфорационная среда	Мощность перфорации	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Кол-во отверстий на 1 п.м.	Количество во зарядов	Предусмотрен ли спуск перфоратора на НКТ
		от (верх)	до (низ)							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	D ₂ zv	4125	4175	p-p CaCl ₂	50	кумулятивная	В зависимости от конструкции	20	1000	предусмотреть дополнительно
2	D ₂ zv	4072	4105	p-p CaCl ₂	33	кумулятивная	В зависимости от конструкции	20	660	предусмотреть дополнительно
3	D ₂ dзг	3953	3985	p-p CaCl ₂	32	кумулятивная	В зависимости от конструкции	20	640	предусмотреть дополнительно
4	D ₂ dзг	3903	3933	p-p CaCl ₂	30	кумулятивная	В зависимости от конструкции	20	600	предусмотреть дополнительно

Примечание: тип перфоратора уточняется Недропользователем, возможно использование аналогов (Prospektor, PowerJet-41/2 и др.)

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»

Хыльчюуское нефтегазоконденсатное месторождение
2021г.

Дата «28» июня

«СОГЛАСОВАНО»
Заместитель директора
по научной работе в области геологии
филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми

 И.С. Путилов

И.е.

«УТВЕРЖДАЮ»
Заместитель генерального директора
по геологии и разработке
месторождений – Главный геолог
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 А.Д. Саетгараев

Заместитель директора
по геологии и разработке
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 А.А. Абрамов

А К Т

выдачи местоположения устья для строительства поисковой скважины №34 Хыльчюуская на Хыльчюуском месторождении в Ненецком автономном округе

Настоящий Акт составлен о том, что комиссией в составе:
Начальника отдела ГРР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Юнина И.А.,
Главного маркшейдера по Северному региону УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Лобода А.В.,
Ведущего специалиста производственного отдела УОПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Радюкина А.И.
Начальника ПООМ ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» Матвеева О.В., для
строительства поисковой скважины №34 Хыльчюуская, решено принять точку на проектируемом кусте
эксплуатационного бурения №4 с координатами:

Сква. 34 Хыльчюуская		Географические координаты	
Устье	С.Ш.	68° 19' 02.30"	
	В.Д.	55° 16' 15.76"	
$H_{зем.} = 24 \text{ м}$			
$HDC = 120° 19' 39"$			
Пластопересечение	С.Ш.	68° 18' 49.97"	
	В.Д.	55° 15' 34.15"	
Отход – 611м			

Координаты устья скважины для установки бурового станка и направления его движения уточняются после проведения комплексных инженерных изысканий исходя из типа буровой установки, схемы размещения ее оборудования и инженерно-геологических, геокриологических условий площадки, а также построенных до начала бурения коммуникаций.

HDC указано в СК-42 (зона 10).
Схема Масштаба 1: 10 000 на обороте листа

Подписи составителей акта

Начальник отдела ГРР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 Юнин И.А.

Главный маркшейдер по Северному региону –
начальника отдела МГР УМГР ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 Лобода А.В.

Ведущий специалист ПО УОПБ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

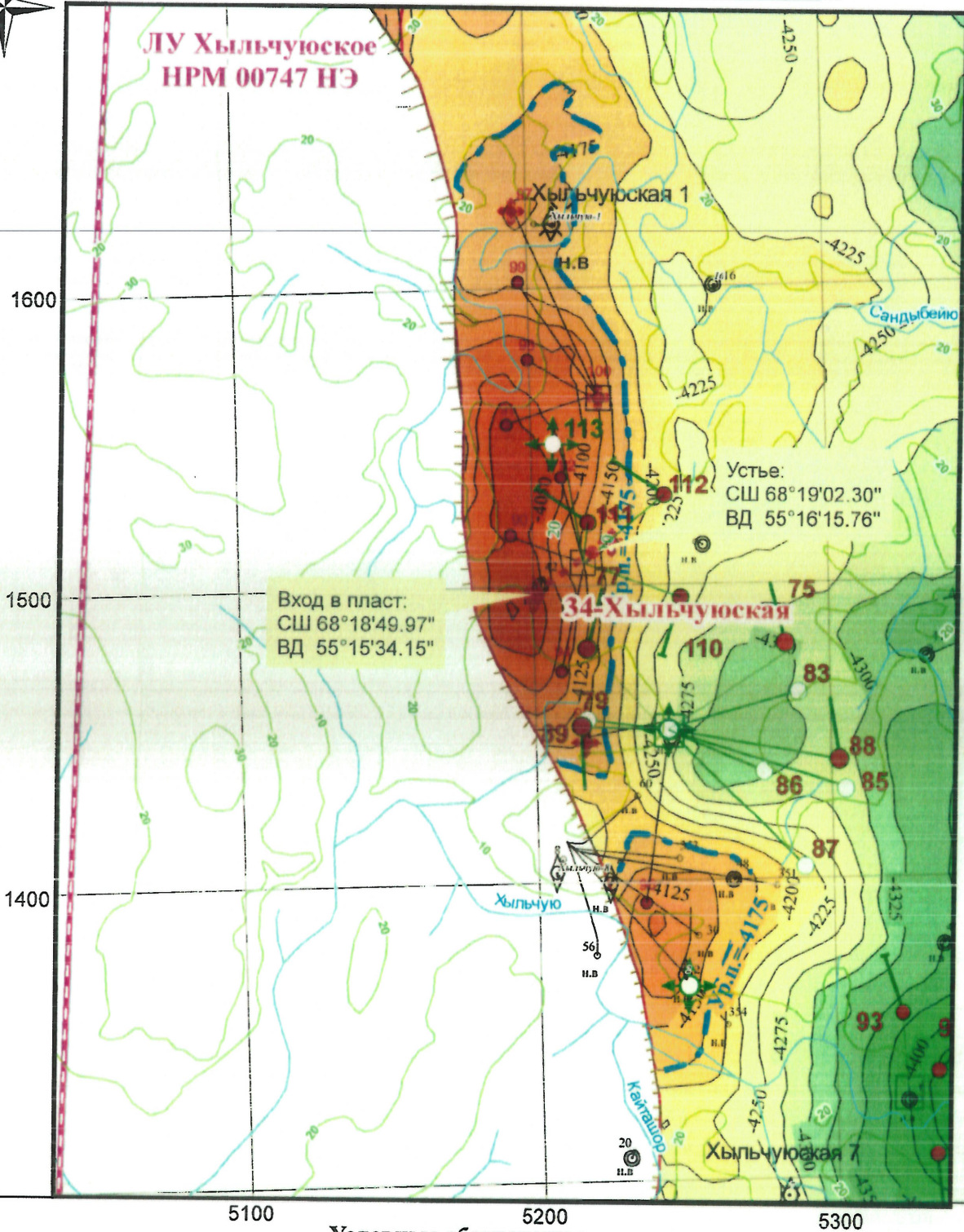
 Радюкин А.И.

Начальник ПООМ
ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

 Матвеев О.В.

Ситуационный план скважины № 34 Хыльчююская
Структурная карта кровли проницаемых отложений D2zv
(филиал "ПермНИПИнефть", 2021г.;

основа - структурная карта ОГ ПЗef отчета по пересобработке
и переинтерпретации 3D ООО "СЖЖ-Восток", 2019г.)



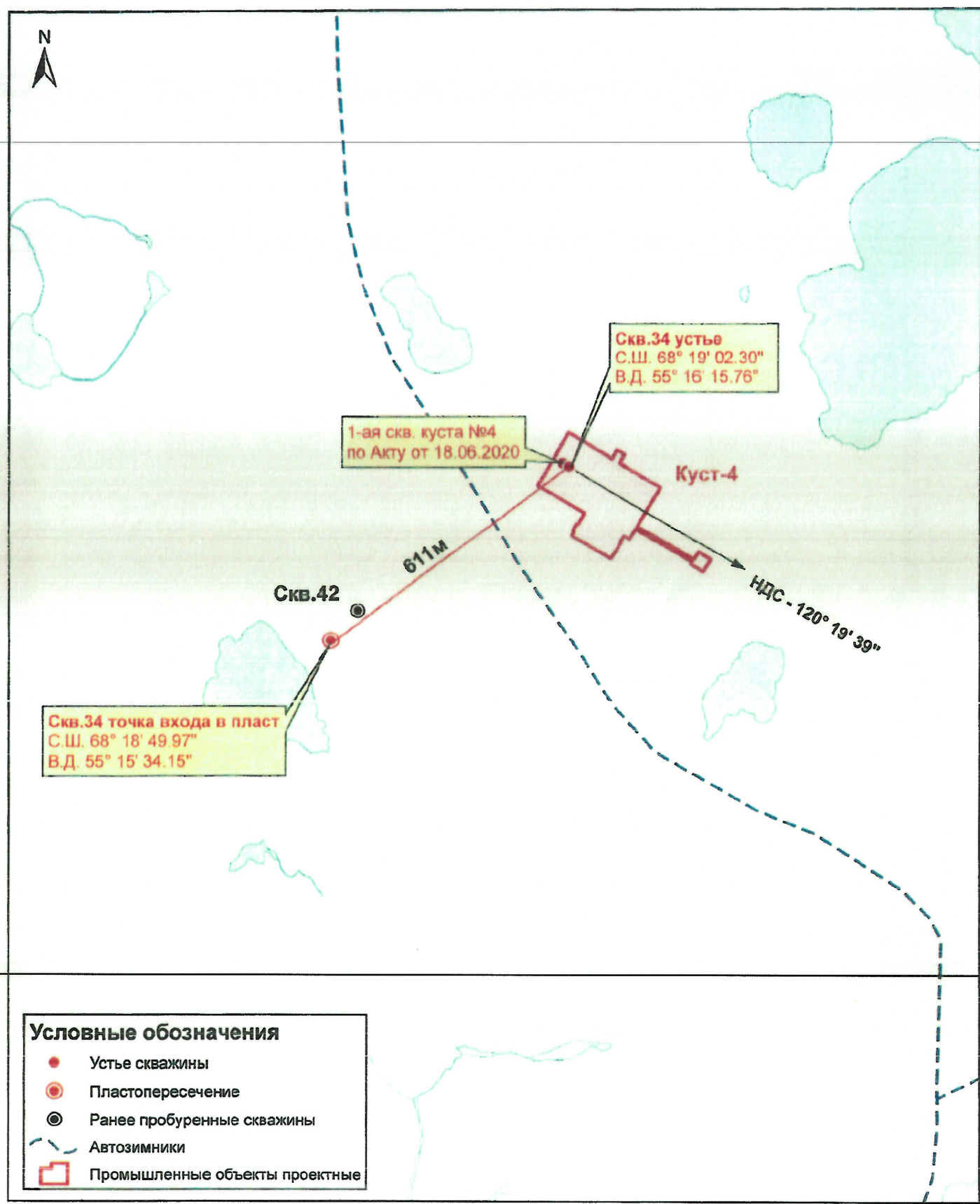
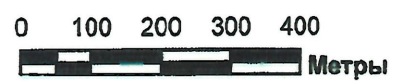
Условные обозначения

Пробуренные скважины:

- | | | | | | |
|--|-----------------------------|--|---|--|---|
| | поисковая | | проектные скважины | | уровень подсчета, м |
| | разведочная | | изолинии рельефа
дневной поверхности | | тектонические нарушения |
| | линии профилей
съёмки 3D | | граница ЛУ | | линия выклинивания
перспективных отложений |
| | реки | | | | |

Схема размещения поисковой скважины №34 Хыльчуйской на проектной площадке куста №4 Хыльчуйского месторождения

Масштаб 1 : 10 000





ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Руководителям организаций
Группы «ЛУКОЙЛ»

№ РМ-121/0 Дата 08.09.17

на № _____ от _____

О монтажении ПВО

Уважаемые Руководители!

Для повышения уровня безопасности и минимизации возможных последствий при реализации риска ГНВП при бурении секций промежуточных и эксплуатационных колонн, необходимо обеспечить монтаж ПВО на всех без исключения скважинах после спуска кондуктора.

Смонтированное ПВО как минимум должно обеспечивать возможность герметизации скважины при спущенной колонне и без нее, т.е. включать в себя один плащечный превентор с трубными плашками, один плащечный превентор с глухими плашками и универсальный превентор.

Обращаю внимание, что глубина спуска кондуктора не должна превышать 500м. Увеличение глубины спуска кондуктора возможно только в случае согласования с Департаментом по строительству скважин ПАО «ЛУКОЙЛ».

В случае вскрытия газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально низким/аномально высоким пластовым давлением и/или наличием сероводорода, требования к монтажу противовыбросового оборудования должны соответствовать разделу XX. ТРЕБОВАНИЯ К МОНТАЖУ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ действующих ФЕДЕРАЛЬНЫХ НОРМ И ПРАВИЛ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ «ПРАВИЛА БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ».

Кроме того при подготовке к строительству приоритетных скважин необходимо обеспечить наличие своевременно подготовленных, согласованных и утвержденных в установленном порядке проектов и программ на строительство приоритетных скважин. При этом проекты на строительство приоритетных скважин должны быть утверждены в сроки, достаточные для разработки на их основе, согласования и утверждения программ на строительство приоритетных скважин в порядке, предусмотренном Регламентом по управлению подпроцессами ПП 18.01 «Управление строительством скважин (поисковые и разведочные)» и ПП 18.02 «Управление строительством скважин (эксплуатационные)».

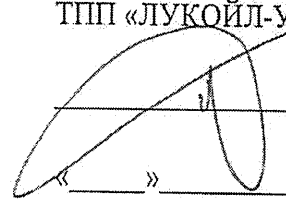
Факты отсутствия согласованной документации или наличия несогласованных с ПАО «ЛУКОЙЛ» изменений документации будут пресекаться самым решительным образом.

Первый исполнительный
вице-президент

Р.У. Маганов

К.Д. Уилсон

Утверждаю:
Главный инженер
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»



В.В. Гайдуков
« » 2019 г.

Типовое техническое условие
на проектирование автомобильной дороги (подъездов к кустовым площадкам)
при проектировании объекта

1. Перед началом работ предоставить заказчику поэтапный план работ с указанием дат начала и окончания каждого этапа проектирования.
2. Предусмотреть 2 этапа строительства, с вводом объекта после окончания бурения и обустройства куста скважин. 1 этап - стадия бурения скважин, 2 этап - стадия эксплуатации кустов. Во второй этап включить восстановление дороги до проектируемых отметок, после эксплуатации автодороги во время бурения.
3. Разработку вести в полном соответствии с техническими условиями с соблюдением требований промышленной безопасности, нормами и правилами, предъявляемыми согласно строительным нормам СНиП-02.05.02-85 «Автомобильные дороги».
4. При пересечении с федеральными участками автодорог, обязательно разработать и согласовать с соответствующими организациями Проект организации Дорожного Движения, с учетом соответствия требований действующих нормативных документов РФ.
5. Точки начала и конца автодороги, места пересечений автодороги с существующими коммуникациями согласовать с представителем КЦДНГ по месту. Протяженность автодорог уточнять по материалам изысканий.
6. Материалы изысканий и проекта лесного участка согласовать с КЦДНГ. Схемы расположения утвердить главным инженером заказчика.
7. Пересечения с газопроводами, магистральными нефтепроводами, кабельными линиями связи и линиями электропередач, а также с другими инженерными коммуникациями согласовать с владельцем, получить ТУ на пересечение.
8. При проектировании автомобильных дорог, обязательно предусмотреть строительство водопропускных сооружений. Водопропускные трубы и материалы, используемые при строительстве, должны соответствовать требованиям СНиП 2.05.03-84, СНиП 2.05.02-85, а также ГОСТ 35-270-85, ГОСТ 5781-82 и ГОСТ 13015.2-81.
9. Дорожные знаки и другие средства управления движением устанавливаются в соответствии с ГОСТ 23457-86 и ГОСТ 10807-78 (Изменение N 3). До заказа знаков следует представить на утверждение Заказчику ведомость установки знаков и в случае необходимости ведомость расстановки сигнальных столбиков.

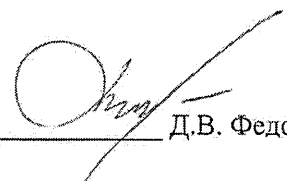
10. В случае пересечения, примыкания к дорогам имеющим статус Муниципального либо федерального назначения, дополнительно запросить техническое условие и получить согласование на проектирование от ГКУ РК «Управление автомобильных дорог Республики Коми»;
11. В случае пересечения водных преград:
 - оформлять заключение по проекту в Федеральном государственном учреждении;
 - оформлять согласование на размещение объекта в Федеральном агентстве по рыболовству;
12. Все проектные решения по расположению дороги согласовать с КЦДНГ и УТО до направления рабочей документации на рассмотрение заказчику. В документации указать расположение точек начала и конца дороги.
13. При разработке документации на автодороги учесть этапность работ:
 - в первый этап включить дорогу в грунтовом исполнении;
 - во второй этап, обеспечить устройство покрытия автодороги (ПГС, гравий, стабилизация грунтов с применением вяжущих средств).

И.о. начальника
участка транспортного обеспечения
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»


_____ А.А. Курбатов

Согласовано:

Заместитель директора
по общим вопросам
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»


_____ Д.В. Федоренко

И.о. начальника
отдела транспортного обеспечения
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»


_____ А.А. Ламбанин

Приложение Д
Расчёт гидравлики промывки по интервалам бурения

Гидравлика (промывка скважины)

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 30-443 м, глубина (ствол): 443 м

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диам.трубы Диам. долота, мм	Внутр. диам. трубы Диам. ствола с коэф. кавернозн.	Тип
ЭЛСВ 630x10 Ст3сп	0.0	30.0	630.0	610.0	Колонна
Q	30.0	218.0	508.0	579.2	Ствол
K1	218.0	443.0	508.0	579.2	Ствол

Бурильная колонна

№	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Замковое соединение
1	508,0 A1S	0.7	0.7	442.3	508.0			
2	ДРУ-240РС (RS240N734)	7.65	8.35	434.6	240.0			
3	Клапан обратный КОБ-240РС	0.8	9.15	433.8	220.0	74.0		
4	Калибратор КЛС 508,0	1.22	10.37	432.6	229.0	100.0		
5	УБТС2-229	9	19.37	423.6	228.6	90.0		
6	Калибратор КЛС 508,0	1.22	20.59	422.4	229.0	100.0		
7	УБТС2-229	9	29.59	413.4	228.6	90.0		
8	УБТЕЛ-203	18	47.59	395.4	203.2	80.0		
9	Яс гидрав. Яс-203 (RDT-2НМ-203)	8	55.59	387.4	203.0	70.0		
10	УБТЕЛ-203	18	73.59	369.4	203.2	80.0		
11	УБТЕЛ-178	9	82.59	360.4	177.8	71.0		
12	БТ IEU 127x9,19	360.41	443	0	127.0	108.6	9.19	NC50 (168-83)

Параметры расчёта

Буровой раствор	
Наименование	Полимерглинистый
Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.14
Вязкость, мПа·с	20.00
ДНС, Па	12.00
n / k, Па·с ⁿ	-
СНС 10 мин, Па	-
Буровой насос	
Тип насоса	F-1600
Кол-во насосов, шт.	2
Коэф. мощности	1.00
Диаметр втулок (поршней), мм	165.1
Норма наполнения, %	90
Двойных ходов, 1/мин	102
Расход одного насоса, л/с	30
Суммарный расход насосов, л/с	60
Пред. давл., МПа	27.40
Наземное оборудование диам., мм / длина, м	
Манифольд	100/30
Шланг	70/15
Вертлюг	90/1.5

Долото	
Типоразмер	508,0 A1S
Схема промывки	Центральная
Насадки (шт. x диам.)	
Площ. насадок, см ²	38.48
Диам. центр. отв., мм	70
Коэф. насадок	0.92
Забойный двигатель	
Типоразмер	ДРУ-240РС (RS240N734)
Тип	ВИНТОВОЙ
Перепад давл. на холостом ходу, МПа*	-
Плотн. раств., г/см ³ *	-
Расход, л/с*	-
Перепад давл. на раб. режиме, МПа*	-
Момент на рабочем режиме, кН·м*	-
Момент при бурении	-
Бурение / СПО / Шлам	
Скор. бурения, м/ч	10
Скор. СПО, м/мин	18
Плотн. породы, г/см ³	2.70

Квадрат	80/12
---------	-------

Диам. шлама, мм	6
-----------------	---

* паспортная характеристика

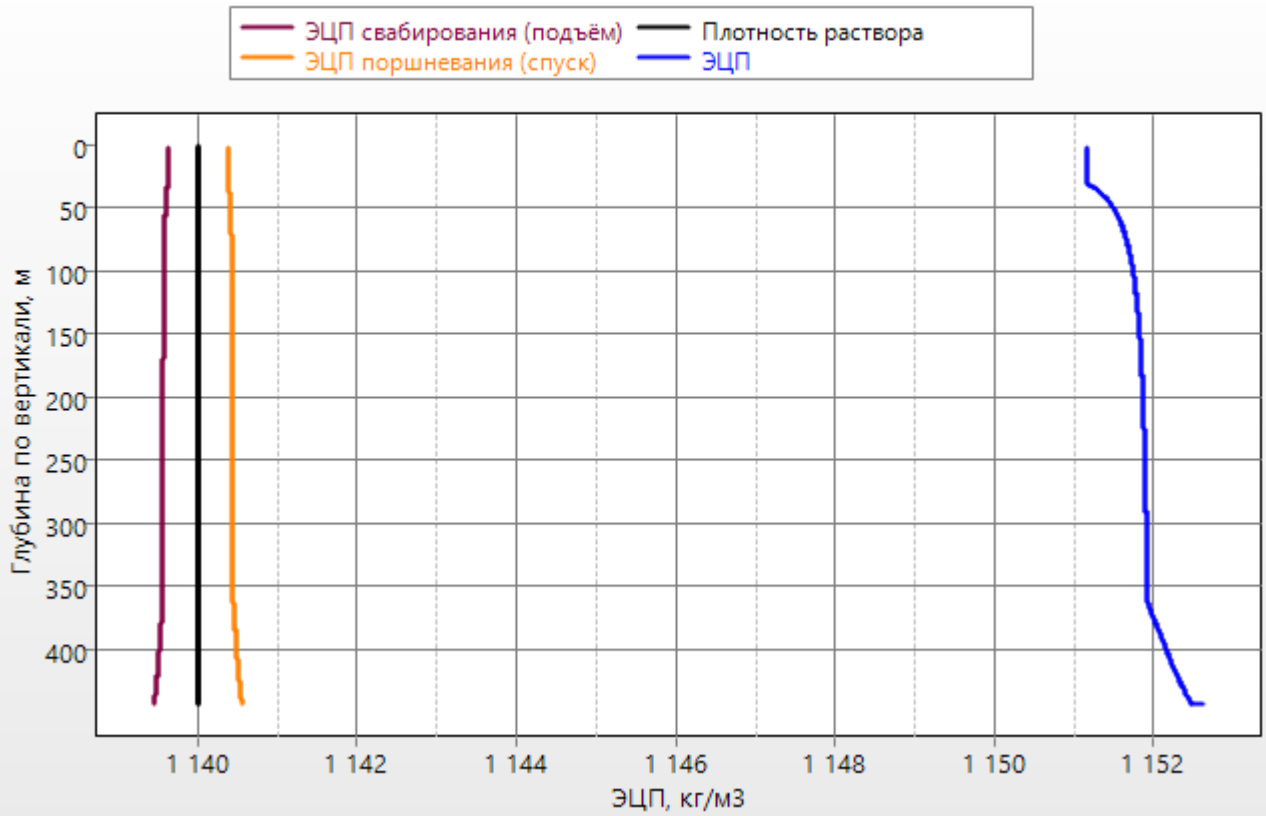
Обобщённые результаты расчёта

Долото	
Скор. на насадках, м/с	15.60
Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм ²	9.80 / 0.04
Удельный расход, л/с/см ²	0.030
Мин. скор. в стволе, м/с	0.21
Потери давления, МПа	
Суммарные	9.90
Наземное оборудование	0.98
Бурильная колонна	3.72
в том числе УБТ	1.30
в том числе Телесистема	
Забойный двигатель	5.00
Долото	0.16
Кольцевое пространство	0.06
Давление закачки, МПа	
Давление «над забоем»	9.90
Давление «на забое»	9.90
Давление при запуске насосов	

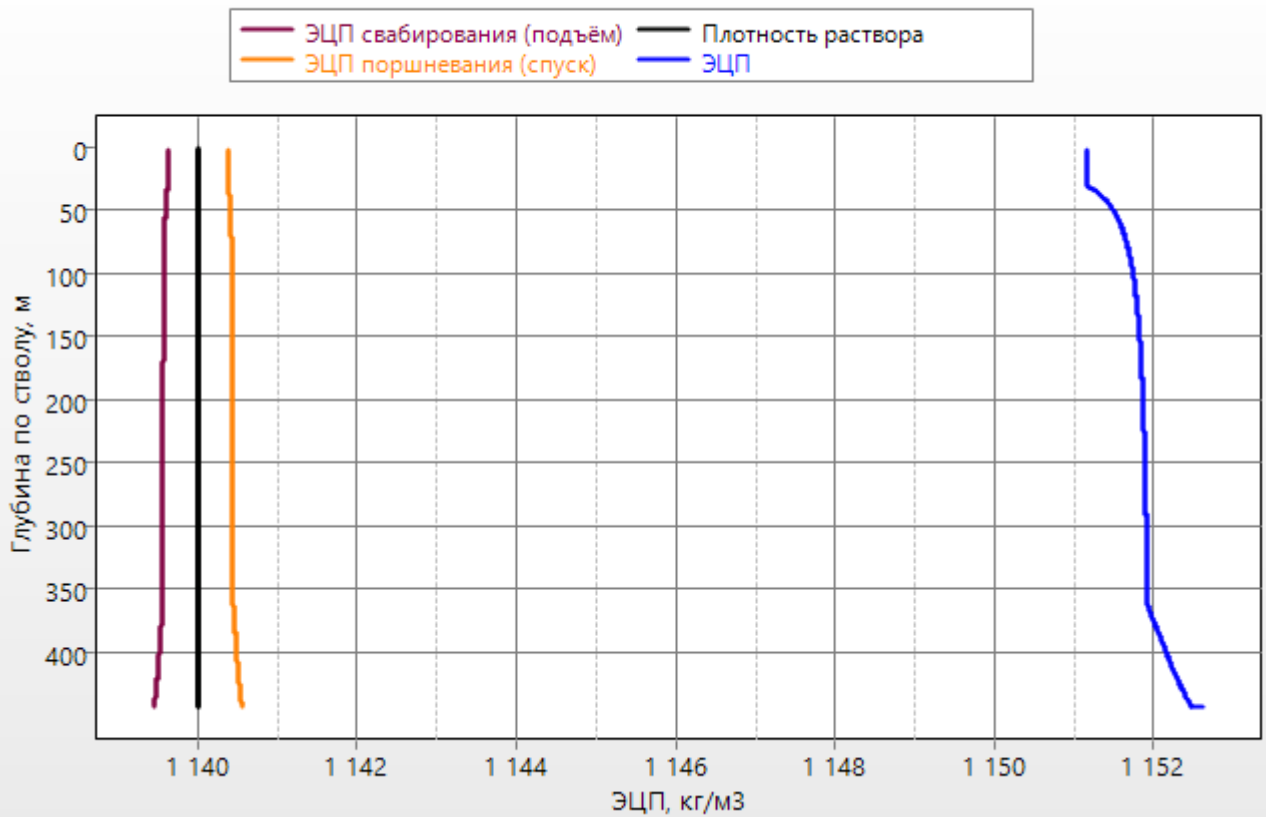
Глубина по стволу, м	443
Глубина по вертикали, м	443
Гидростат. давл. на забое, МПа	4.95
Гидродинам. давл. на забое, МПа	5.01
ЭЦП на забое, кг/м ³	1153
Время циркуляции, мин	32
Время циркуляции внутри, мин	1
Время циркуляции снаружи, мин	31
Объём внутри, м ³	4.03
Объём снаружи, м ³	109.96
Суммарный объём, м ³	113.99
Объём без инструмента, м ³	117.59
Очистка ствола	
Скор. оседания шлам, (м/с м/мин)	0.000 0.0
Макс. концентр. шлама, %	43.7
Макс. высота подушки, мм	253.0
Подача для очистки подушки, л/с	163.8
Время трансп. шлама с забоя, мин	31.0



ЭЦП (по вертикали)

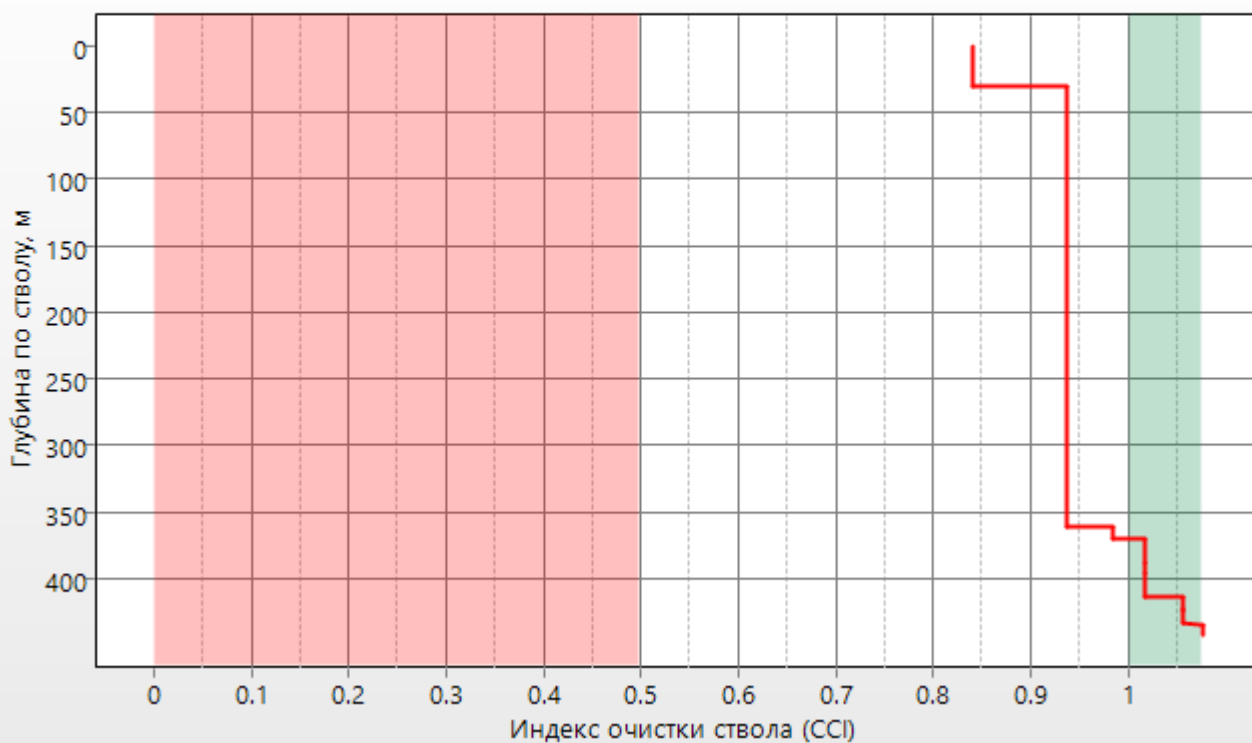


ЭЦП (по стволу)



Индекс очистки ствола (CCI)

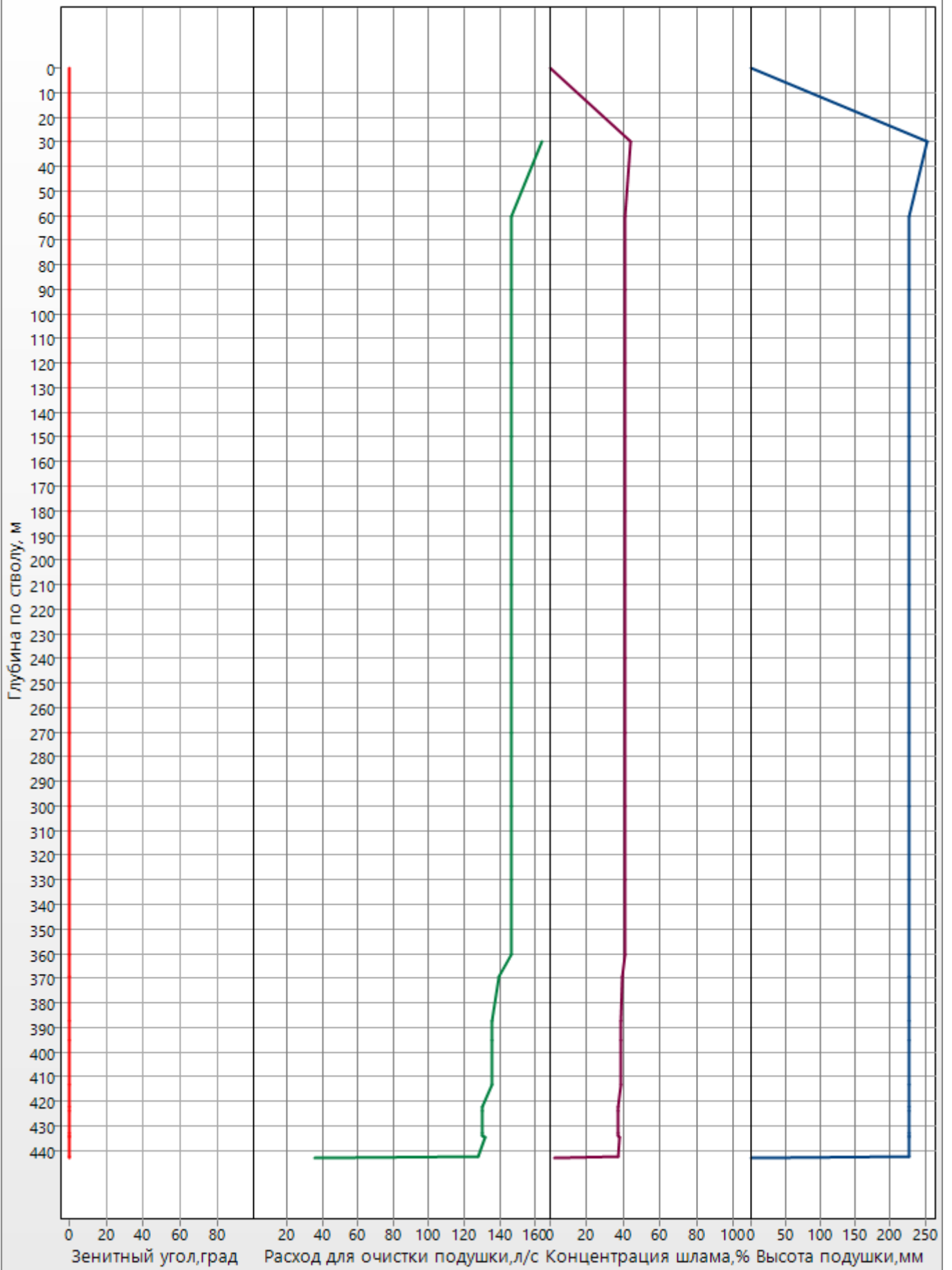
— Индекс очистки ствола (CCI)



Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
0	0.00	8.93	8.93	
100	1.13	9.48	8.35	1152
200	2.26	10.03	7.77	1152

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
300	3.39	10.58	7.19	1152
400	4.52	10.22	5.70	1152
443	5.01	5.01	0	1153

Диаграмма очистки ствола



Гидравлика (промывка скважины)

Месторождение: Хыльчующее, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 443-961 м, глубина (ствол): 961 м

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диам. трубы Диам. долота, мм	Внутр. диам. трубы Диам. ствола с коэф. кавернозн.	Тип
БАТРН 425,5x10 К55	0.0	443.0	425.5	405.5	Колонна
J3	443.0	542.0	393.7	482.2	Ствол
J1+2	542.0	748.0	393.7	431.3	Ствол
T2+3	748.0	961.0	393.7	448.9	Ствол

Бурильная колонна

№	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Замковое соединение
1	393,7 GT65DRMs	0.46	0.46	960.5	393.7			
2	ДРУ-240	7.74	8.2	952.8	240.0			
3	Клапан обратный КОБ-240РС	0.8	9	952	220.0	74.0		
4	Калибратор КЛС 390,7	1.1	10.1	950.9	203.0	70.0		
5	ЗТС-203	9.5	19.6	941.4	203.0			
6	НУБТ-203	9	28.6	932.4	203.2	71.4		
7	Калибратор КЛС 390,7	1.1	29.7	931.3	203.0	70.0		
8	УБТЕЛ-203	27	56.7	904.3	203.2	80.0		
9	УБТЕЛ-178	27	83.7	877.3	177.8	71.0		
10	ТБТ-К1-168-127-76	54	137.7	823.3	127.0	76.2	25.4	NC50 (168-76)
11	Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172)	7.4	145.1	815.9	172.0	70.0		
12	ТБТ-К1-168-127-76	54	199.1	761.9	127.0	76.2	25.4	NC50 (168-76)
13	БТ IEU 127x9,19	761.9	961	0	127.0	108.6	9.19	NC50 (168-83)

Параметры расчёта

Буровой раствор	
Наименование	Полимерглинистый недиспергирующий
Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.20
Вязкость, мПа·с	25.00
ДНС, Па	14.40
n / k, Па·с ⁿ	-
СНС 10 мин, Па	-
Буровой насос	
Тип насоса	F-1600
Кол-во насосов, шт.	2
Коэф. мощности	1.00
Диаметр втулок (поршней), мм	165.1
Норма наполнения, %	90
Двойных ходов, 1/мин	94
Расход одного насоса, л/с	27.6
Суммарный расход насосов, л/с	55.3
Пред. давл., МПа	27.40
Наземное оборудование диам., мм / длина, м	
Манифольд	100/30

Долото	
Типоразмер	393,7 GT65DRMs
Схема промывки	Периферийная
Насадки (шт. x диам.)	9x10,3
Площ. насадок, см ²	7.50
Диам. центр. отв., мм	
Коэф. насадок	0.92
Забойный двигатель	
Типоразмер	ДРУ-240
Тип	ВИНТОВОЙ
Перепад давл. на холостом ходу, МПа*	-
Плотн. раств., г/см ³ *	-
Расход, л/с*	-
Перепад давл. на раб. режиме, МПа*	-
Момент на рабочем режиме, кН·м*	-
Момент при бурении	-
Бурение / СПО / Шлам	
Скор. бурения, м/ч	22

Шланг	70/15
Вертлюг	90/1.5
Квадрат	80/12

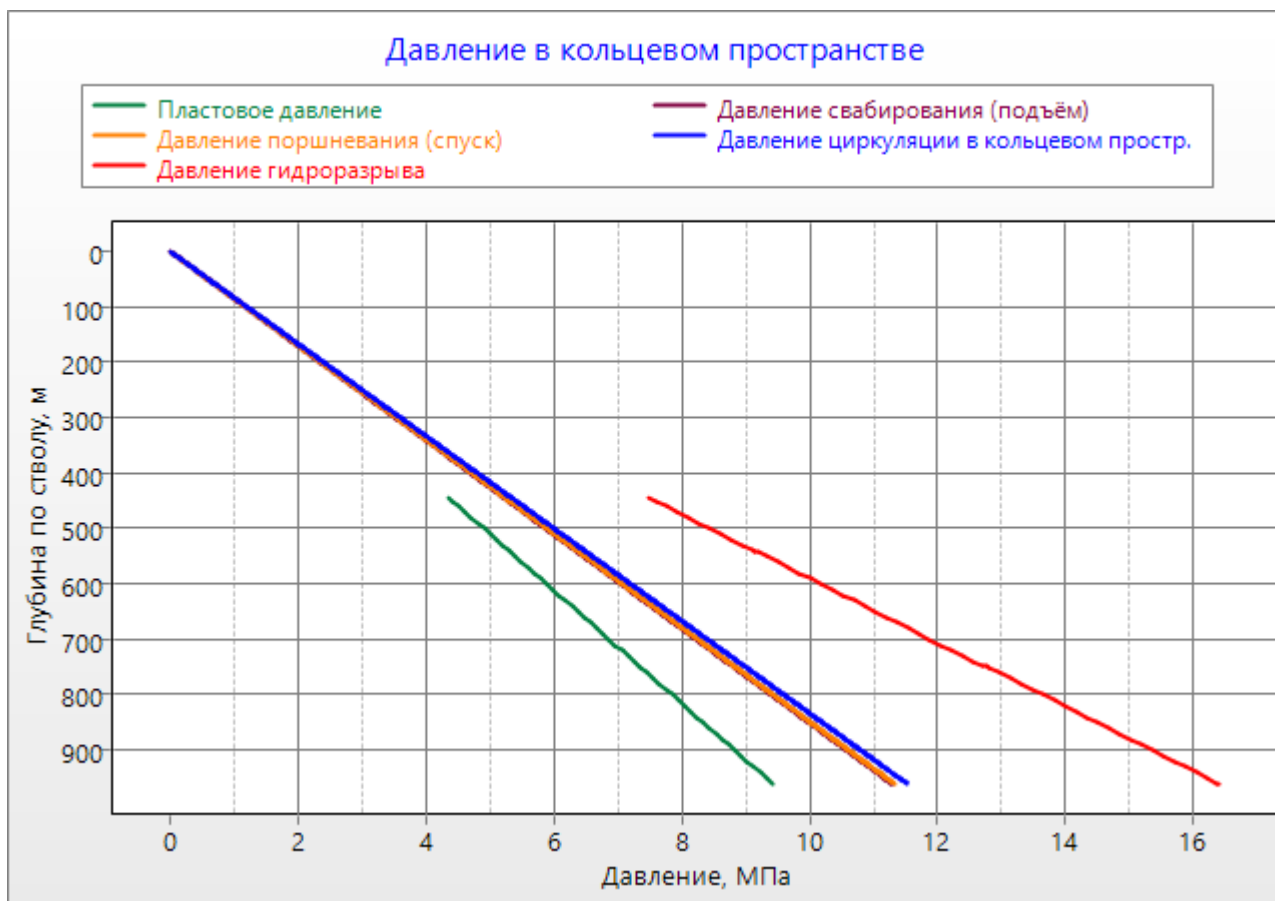
Скор. СПО, м/мин	18
Плотн. породы, г/см ³	2.70
Диам. шлама, мм	6

* паспортная характеристика

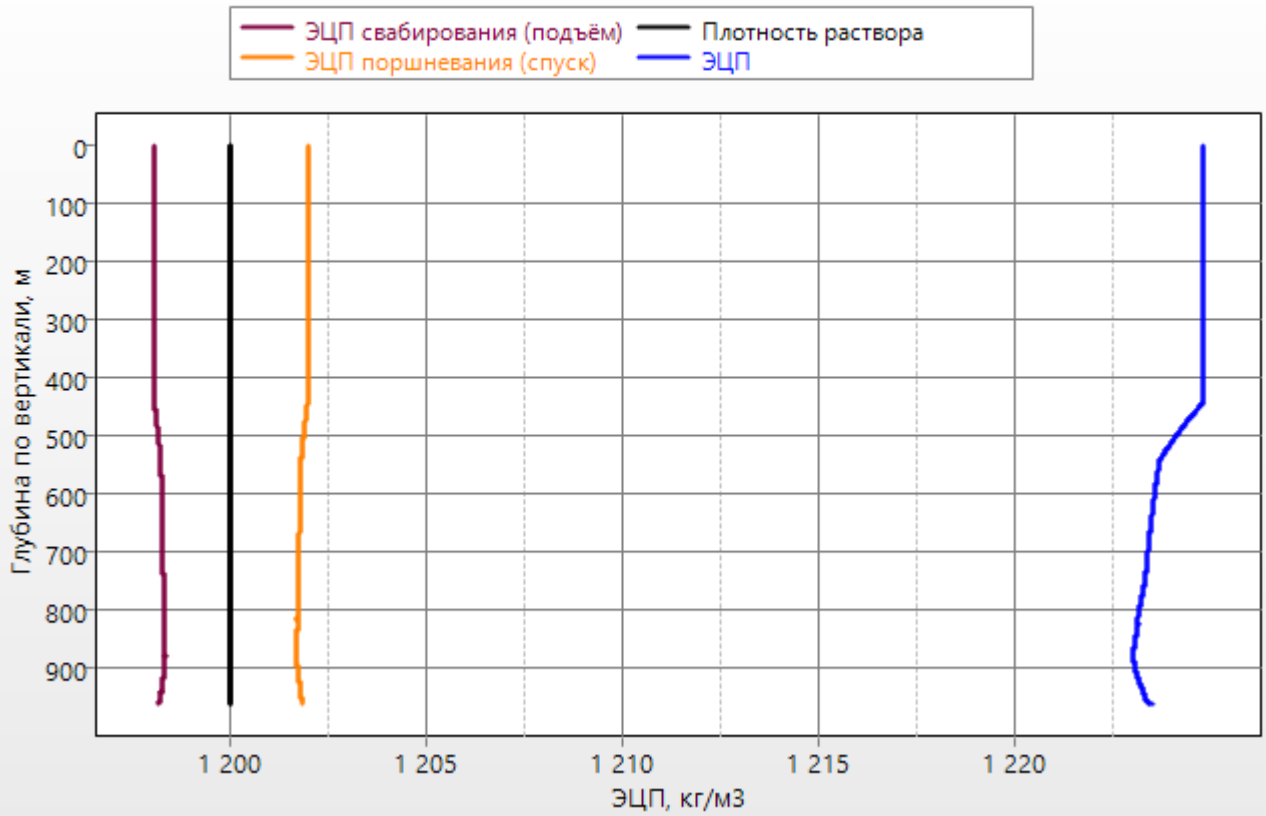
Обобщённые результаты расчёта

Долото	
Скор. на насадках, м/с	73.70
Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм ²	212.80 / 1.53
Удельный расход, л/с/см ²	0.045
Мин. скор. в стволе, м/с	0.33
Потери давления, МПа	
Суммарные	19.48
Наземное оборудование	0.97
Бурильная колонна	9.51
в том числе УБТ	1.72
в том числе Телесистема	1.00
Забойный двигатель	5.00
Долото	3.78
Кольцевое пространство	0.23
Давление закачки, МПа	
Давление «над забоем»	19.48
Давление «на забое»	19.48
Давление при запуске насосов	

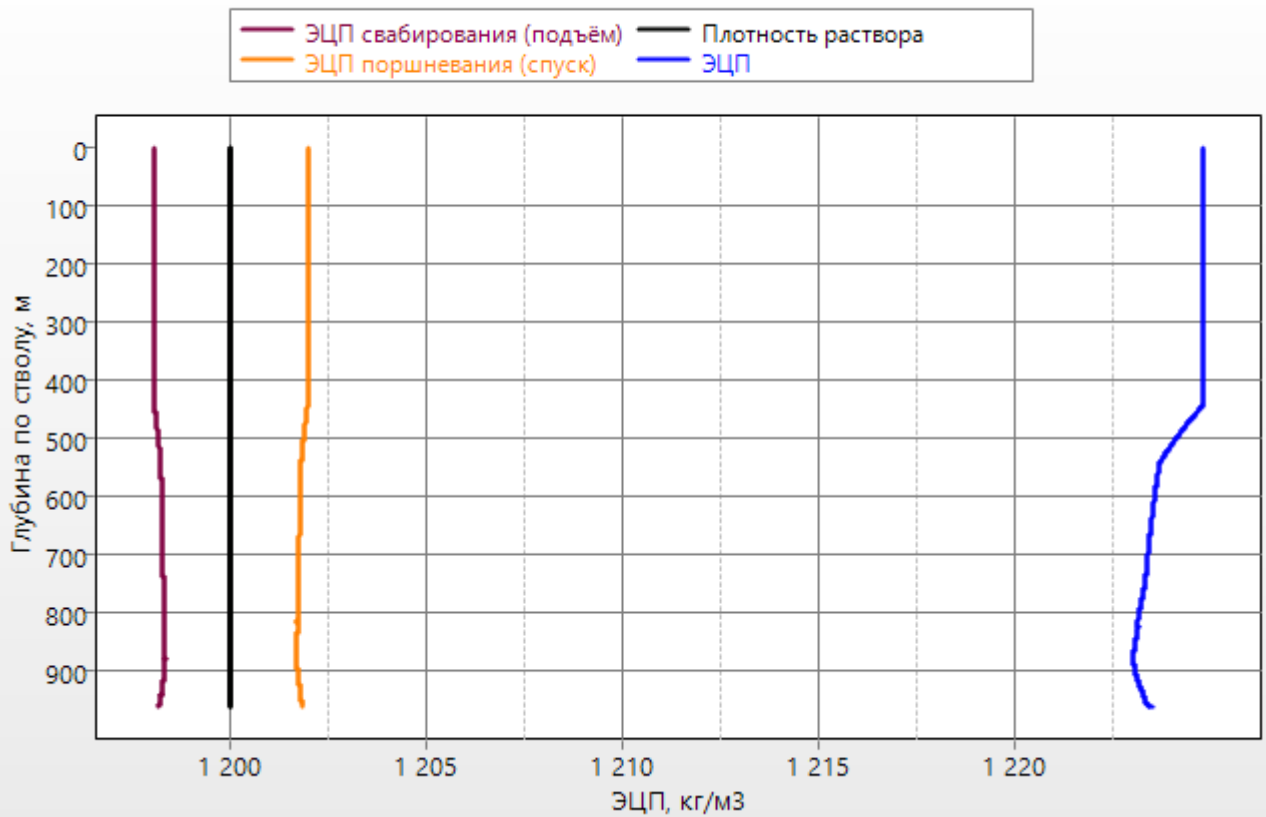
Глубина по стволу, м	961
Глубина по вертикали, м	961
Гидростат. давл. на забое, МПа	11.31
Гидродинам. давл. на забое, МПа	11.53
ЭЦП на забое, кг/м ³	1224
Время циркуляции, мин	40
Время циркуляции внутри, мин	2
Время циркуляции снаружи, мин	38
Объём внутри, м ³	8.15
Объём снаружи, м ³	125.18
Суммарный объём, м ³	133.33
Объём без инструмента, м ³	139.09
Очистка ствола	
Скор. оседания шлам, (м/с м/мин)	0.000 0.0
Макс. концентр. шлама, %	36.9
Макс. высота подушки, мм	176.0
Подача для очистки подушки, л/с	116.3
Время трансп. шлама с забоя, мин	38.0



ЭЦП (по вертикали)

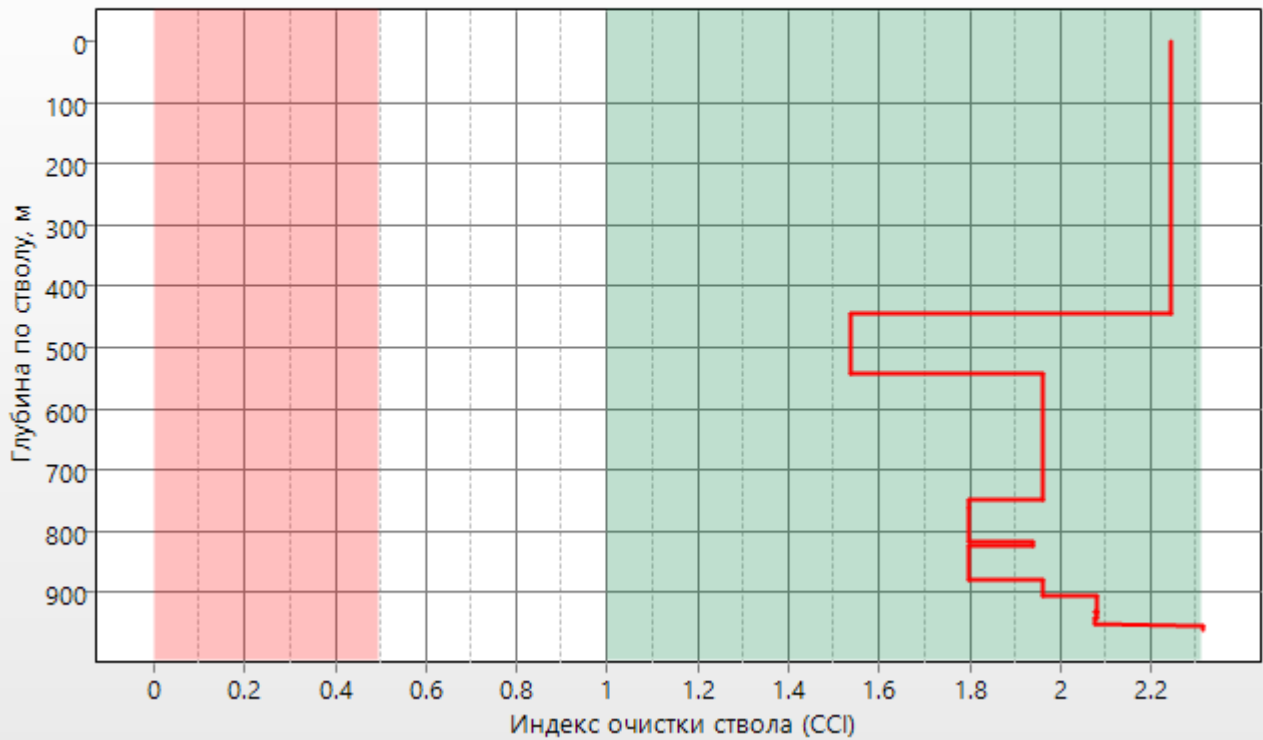


ЭЦП (по стволу)



Индекс очистки ствола (CCI)

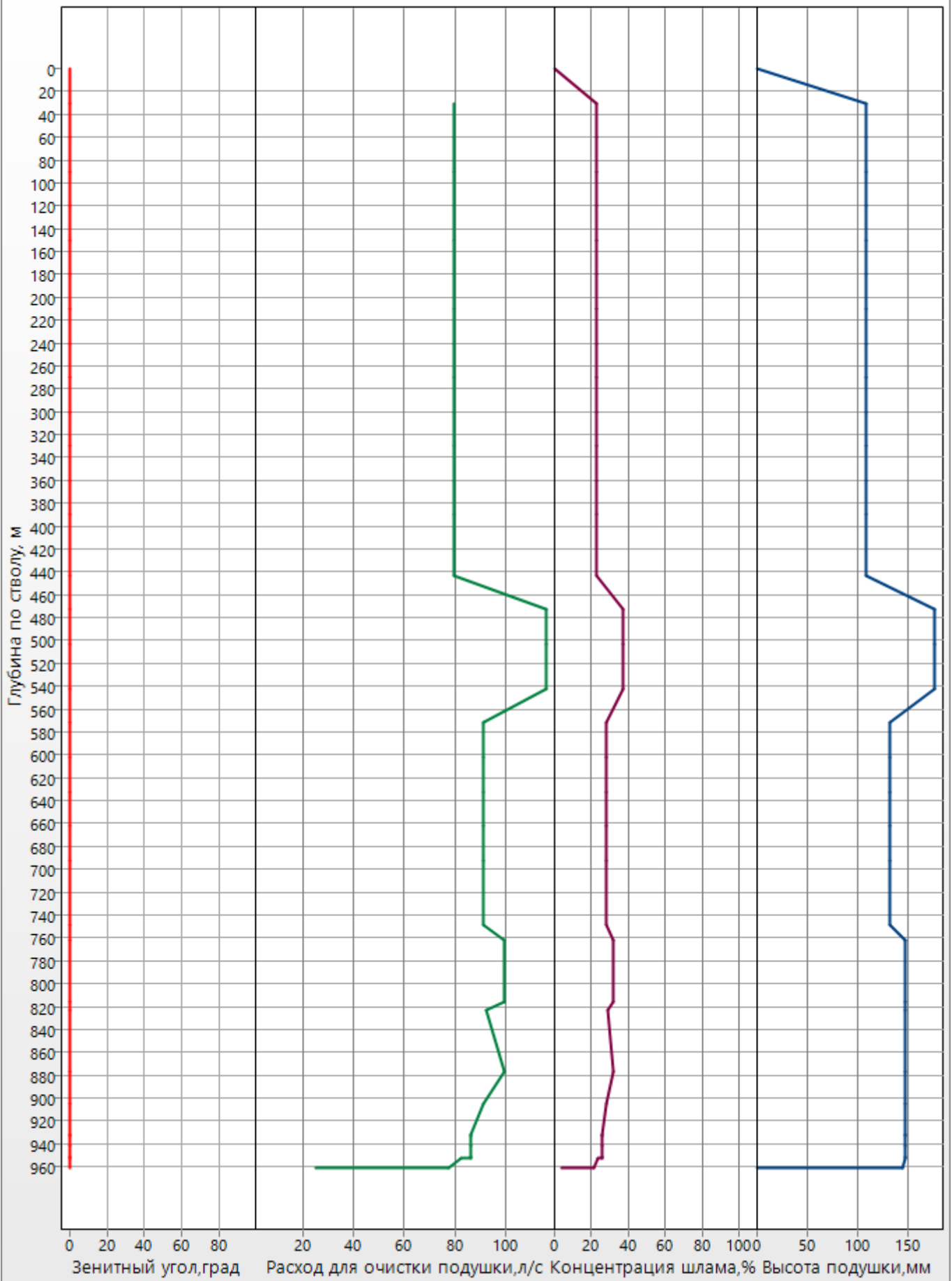
— Индекс очистки ствола (CCI)



Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
0	0.00	18.51	18.51	
100	1.20	19.18	17.98	1225
200	2.40	19.85	17.45	1225
300	3.60	20.52	16.92	1225
400	4.80	21.20	16.39	1225
500	6.00	21.87	15.86	1224
600	7.20	22.54	15.34	1224

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
700	8.40	23.21	14.81	1223
800	9.60	23.16	13.57	1223
900	10.79	21.64	10.84	1223
961	11.53	11.53	0	1224

Диаграмма очистки ствола



Гидравлика (промывка скважины)

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 961-1897.3 м, глубина (ствол): 1897 м

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диам. трубы Диам. долота, мм	Внутр. диам. трубы Диам. ствола с коэф. кавернозн.	Тип
БАТРН 323,9x9,5 L80	0.0	961.0	323.9	304.9	Колонна
T2+3	961.0	1203.0	295.3	336.7	Ствол
T2an	1203.0	1370.0	295.3	336.7	Ствол
T1hr	1370.0	1460.0	295.3	336.7	Ствол
T1cb	1460.0	1707.0	295.3	336.7	Ствол
P2	1707.0	1897.3	295.3	323.5	Ствол

Бурильная колонна

№	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Замковое соединение
1	295,3 GT55WRMs	0.42	0.42	1896.9	295.3			
2	ДРУ-240 (корпус. центратор 289 мм)	7.74	8.16	1889.1	240.0			
3	Клапан обратный КОБ-240РС	0.8	8.96	1888.3	220.0	74.0		
4	Калибратор КЛС 292,3	1.1	10.06	1887.2	203.0	70.0		
5	ЗТС-203	9.5	19.56	1877.7	203.0	71.0		
6	НУБТ-203	9	28.56	1868.7	203.2	71.4		
7	УБТЕЛ-203	18	46.56	1850.7	203.2	80.0		
8	УБТЕЛ-178	27	73.56	1823.7	177.8	71.0		
9	ТБТ-К1-168-127-76	81	154.6	1742.7	127.0	76.2	25.4	NC50 (168-76)
10	Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172)	7.4	162	1735.3	172.0	70.0		
11	ТБТ-К1-168-127-76	54	216	1681.3	127.0	76.2	25.4	NC50 (168-76)
12	БТ IEU 127x9,19	1681.34	1897.3	0	127.0	108.6	9.19	NC50 (168-83)

Параметры расчёта

Буровой раствор	
Наименование	ИЭР
Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.37
Вязкость, мПа·с	45.00
ДНС, Па	14.40
n / k, Па·с ⁿ	-
СНС 10 мин, Па	-
Буровой насос	
Тип насоса	F-1600
Кол-во насосов, шт.	2
Коэф. мощности	1.00
Диаметр втулок (поршней), мм	152.4
Норма наполнения, %	90
Двойных ходов, 1/мин	105
Расход одного насоса, л/с	26.3
Суммарный расход насосов, л/с	52.6
Пред. давл., МПа	32.10

Долото	
Типоразмер	295,3 GT55WRMs
Схема промывки	Периферийная
Насадки (шт. x диам.)	7x12.7
Площ. насадок, см ²	8.87
Диам. центр. отв., мм	
Коэф. насадок	0.92
Забойный двигатель	
Типоразмер	ДРУ-240 (корпус. центратор 289 м)
Тип	ВИНТОВОЙ
Перепад давл. на холостом ходу, МПа*	-
Плотн. раств., г/см ³ *	-
Расход, л/с*	-
Перепад давл. на раб. режиме, МПа*	-
Момент на рабочем режиме, кН·м*	-
Момент при бурении	-

Наземное оборудование diam.,мм / длина,м	
Манифольд	100/30
Шланг	70/15
Вертлюг	90/1.5
Квадрат	80/12

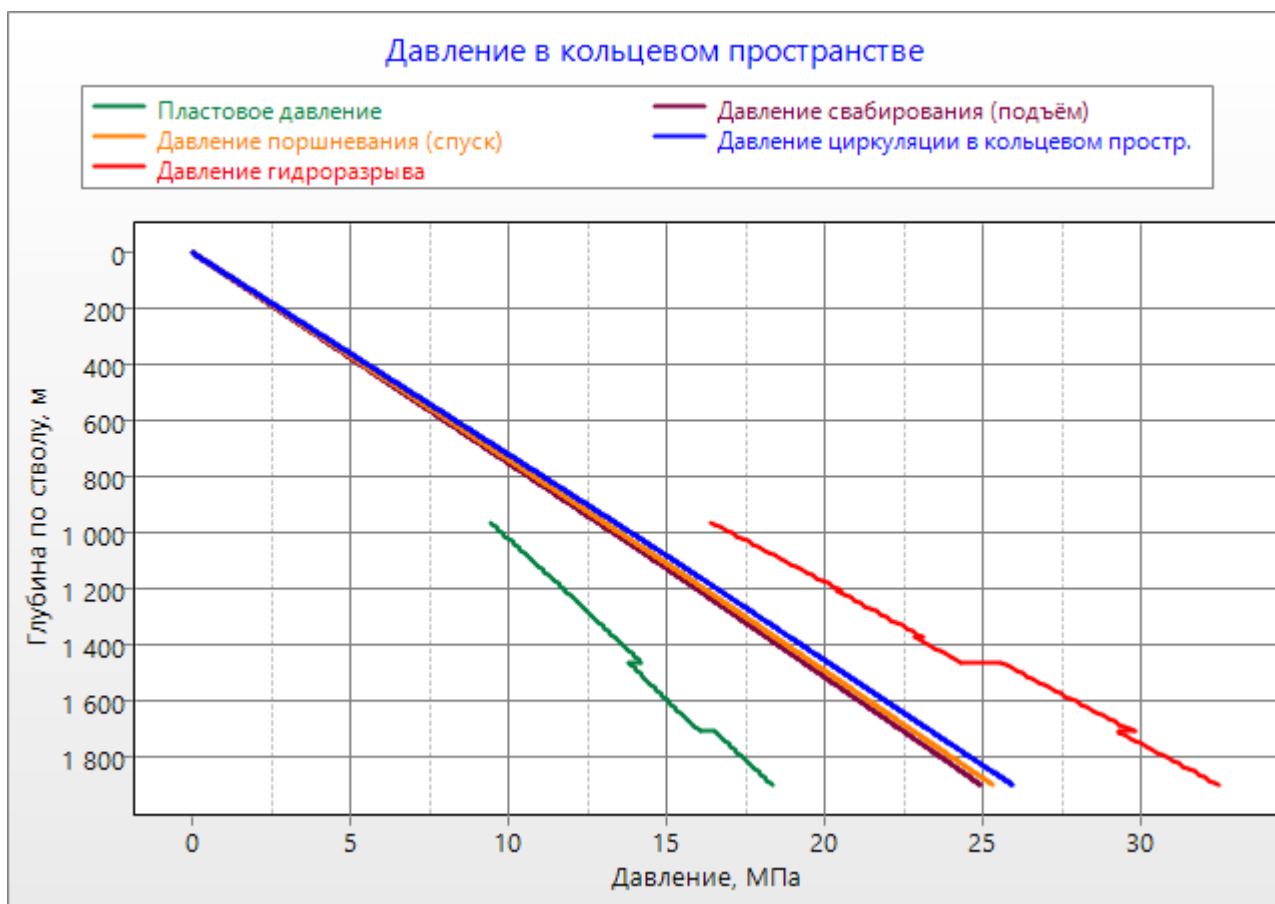
Бурение / СПО / Шлам	
Скор. бурения, м/ч	22
Скор. СПО, м/мин	18
Плотн. породы, г/см ³	2.70
Диам. шлама, мм	6

* паспортная характеристика

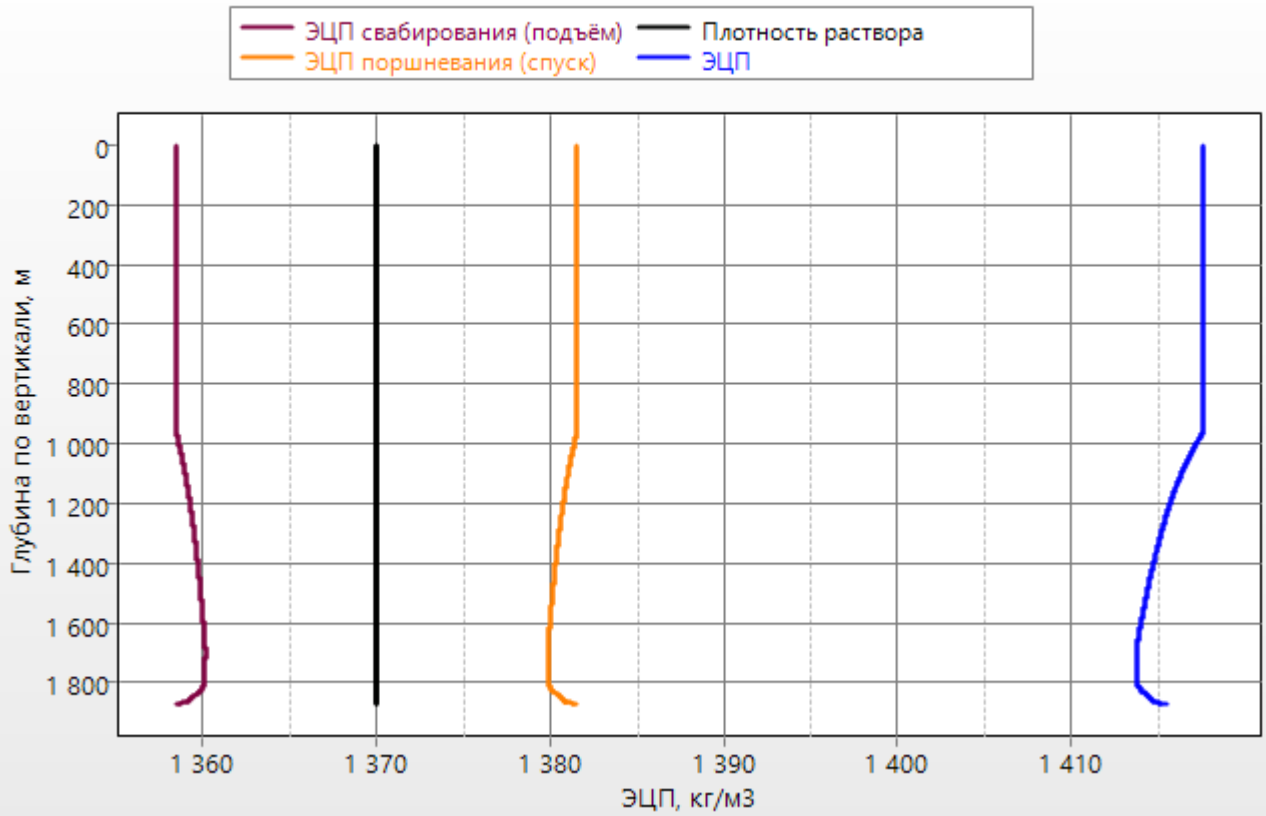
Обобщённые результаты расчёта

Долото	
Скор. на насадках, м/с	59.30
Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм ²	149.70 / 1.92
Удельный расход, л/с/см ²	0.077
Мин. скор. в стволе, м/с	0.69
Потери давления, МПа	
Суммарные	25.12
Наземное оборудование	0.98
Бурильная колонна	15.51
в том числе УБТ	1.60
в том числе Телесистема	1.00
Забойный двигатель	5.00
Долото	2.79
Кольцевое пространство	0.83
Давление закачки, МПа	
Давление «над забоем»	25.12
Давление «на забое»	25.12
Давление при запуске насосов	

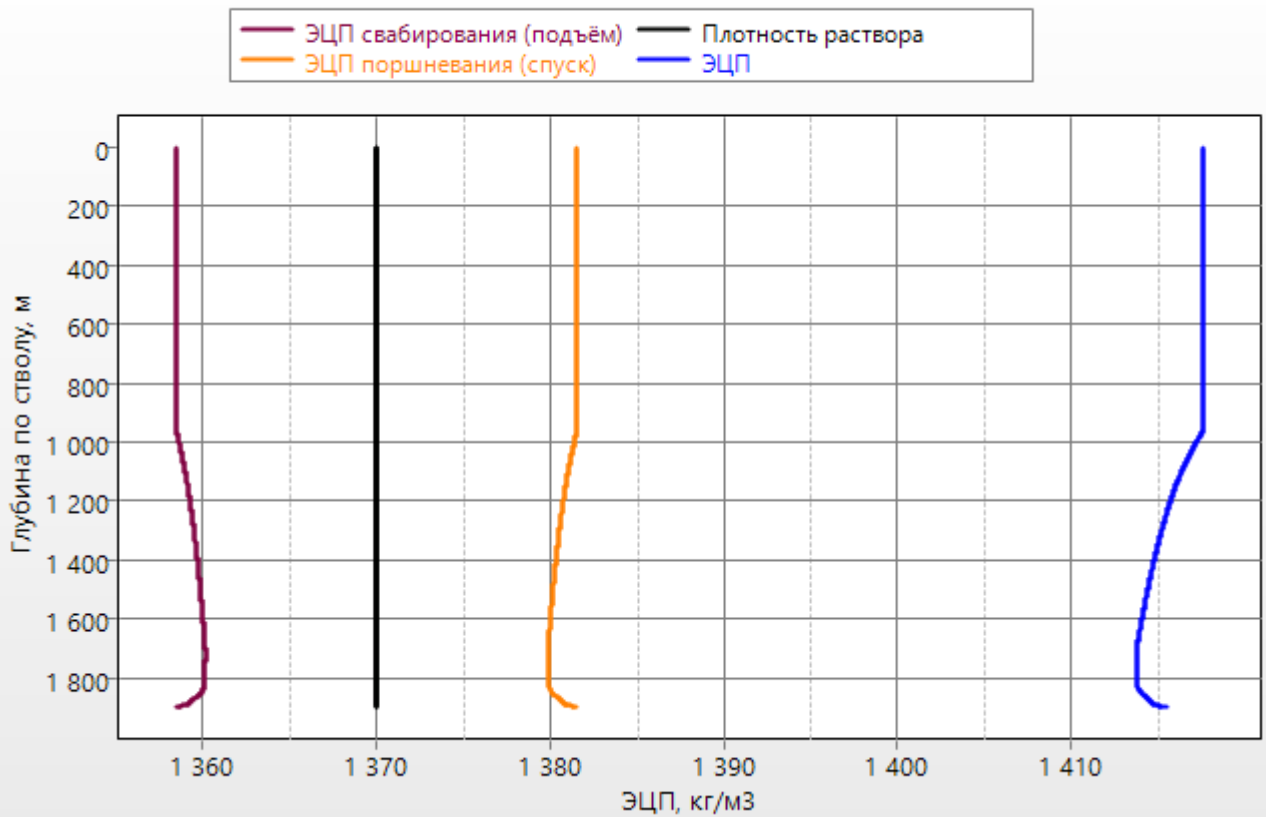
Глубина по стволу, м	1897
Глубина по вертикали, м	1871
Гидростат. давл. на забое, МПа	25.14
Гидродинам. давл. на забое, МПа	25.97
ЭЦП на забое, кг/м ³	1415
Время циркуляции, мин	45
Время циркуляции внутри, мин	5
Время циркуляции снаружи, мин	40
Объём внутри, м ³	16.74
Объём снаружи, м ³	126.68
Суммарный объём, м ³	143.42
Объём без инструмента, м ³	152.23
Очистка ствола	
Скор. оседания шлам, (м/с м/мин)	0.000 0.0
Макс. концентр. шлама, %	1.5
Макс. высота подушки, мм	0.0
Подача для очистки подушки, л/с	51.6
Время трансп. шлама с забоя, мин	40.0



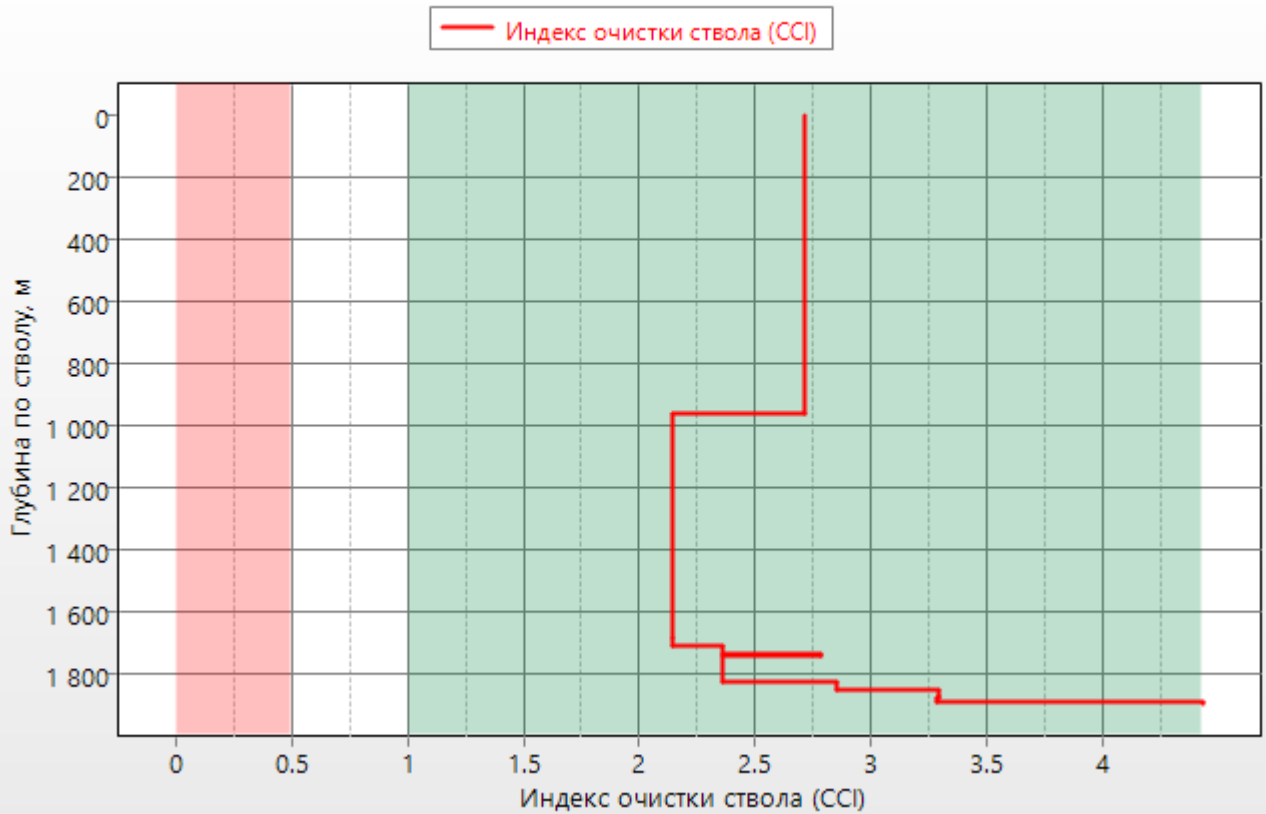
ЭЦП (по вертикали)



ЭЦП (по стволу)



Индекс очистки ствола (ССИ)



Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
0	0.00	24.14	24.14	
100	1.39	24.93	23.54	1418
200	2.78	25.73	22.95	1418
300	4.17	26.52	22.35	1418
400	5.56	27.31	21.75	1418
500	6.95	28.11	21.16	1418
600	8.34	28.90	20.56	1418
700	9.73	29.70	19.97	1418
800	11.12	30.49	19.37	1418
900	12.51	31.28	18.77	1418
1000	13.90	32.08	18.18	1417

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
1100	15.27	32.87	17.59	1416
1200	16.62	33.63	17.01	1416
1300	17.96	34.38	16.42	1415
1400	19.29	35.13	15.83	1415
1500	20.63	35.87	15.25	1414
1600	21.96	36.62	14.66	1414
1700	23.30	37.01	13.72	1414
1800	24.64	35.75	11.12	1414
1897.3	25.97	25.97	0	1416

Диаграмма очистки ствола



Гидравлика (промывка скважины)

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 1897.3-3801.9 м, глубина (ствол): 3802 м

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диам.трубы Диам. долота, мм	Внутр. диам. трубы Диам. ствола с коэф. кавернозн.	Тип
БАТРН 244,5x10,03 L80	0.0	1897.3	244.5	224.4	Колонна
P2	1897.3	1898.0	219.1	240.0	Ствол
P1k	1898.0	2030.0	219.1	240.0	Ствол
P1ar	2030.0	2166.0	219.1	224.5	Ствол
P1a+s	2166.0	2209.0	219.1	224.5	Ствол
C2+3	2209.0	2303.0	219.1	224.5	Ствол
C1s2	2303.0	2344.0	219.1	221.3	Ствол
C1s1	2344.0	2435.0	219.1	221.3	Ствол
C1v2	2435.0	2675.0	219.1	221.3	Ствол
C1v1	2675.0	2748.0	219.1	221.3	Ствол
C1t	2748.0	2862.0	219.1	221.3	Ствол
D3fm2+3	2862.0	3149.0	219.1	221.3	Ствол
D3fm1	3149.0	3406.0	219.1	224.5	Ствол
D3f3 (ev+lv)	3406.0	3682.0	219.1	221.3	Ствол
D3f3(src+vt)	3682.0	3729.0	219.1	224.5	Ствол
D3f2dm	3729.0	3801.9	219.1	224.5	Ствол

Бурильная колонна

№	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Замковое соединение
1	219,1 GT65DHE	0.38	0.38	3801.5	219.1			
2	ДРУ-172	7.71	8.09	3793.8	172.0			
3	Клапан обратный КОБ-172РС	0.78	8.87	3793	172.0	67.7		
4	Калибратор КЛС 217,2	1.1	9.97	3791.9	178.0	70.0		
5	ЗТС-172	9.6	19.57	3782.3	172.0	71.0		
6	НУБТ-178	9	28.57	3773.3	177.8	71.4		
7	УБТЕЛ-178	54	82.57	3719.3	177.8	71.0		
8	ТБТ-К1-168-127-76	108	190.6	3611.3	127.0	76.2	25.4	NC50 (168-76)
9	Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172)	7.4	198	3603.9	172.0	70.0		
10	ТБТ-К1-168-127-76	54	252	3549.9	127.0	76.2	25.4	NC50 (168-76)
11	БТ IEU 127x9,19	3549.93	3801.9	0	127.0	108.6	9.19	NC50 (168-83)

Параметры расчёта

Буровой раствор	
Наименование	Хлоркалийевый
Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.16
Вязкость, мПа·с	25.00
ДНС, Па	12.00
n / k, Па·с ⁿ	-
СНС 10 мин, Па	-
Буровой насос	
Тип насоса	F-1600
Кол-во насосов, шт.	2
Коэф. мощности	1.00

Долото	
Типоразмер	219,1 GT65DHE
Схема промывки	Периферийная
Насадки (шт. x диам.)	6x9.5
Площ. насадок, см ²	4.25
Диам. центр. отв., мм	
Коэф. насадок	0.92
Забойный двигатель	
Типоразмер	ДРУ-172
Тип	ВИНТОВОЙ

Диаметр втулок (поршней), мм	152.4
Норма наполнения, %	90
Двойных ходов, 1/мин	65
Расход одного насоса, л/с	16.3
Суммарный расход насосов, л/с	32.6
Пред. давл., МПа	32.10
Наземное оборудование диам.,мм / длина,м	
Манифольд	100/30
Шланг	70/15
Вертлюг	90/1.5
Квадрат	80/12

Перепад давл. на холостом ходу, МПа*	-
Плотн. раств., г/см ³ *	-
Расход, л/с*	-
Перепад давл. на раб. режиме, МПа*	-
Момент на рабочем режиме, кН·м*	-
Момент при бурении	-
Бурение / СПО / Шлам	
Скор. бурения, м/ч	20
Скор. СПО, м/мин	18
Плотн. породы, г/см ³	2.70
Диам. шлама, мм	6

* паспортная характеристика

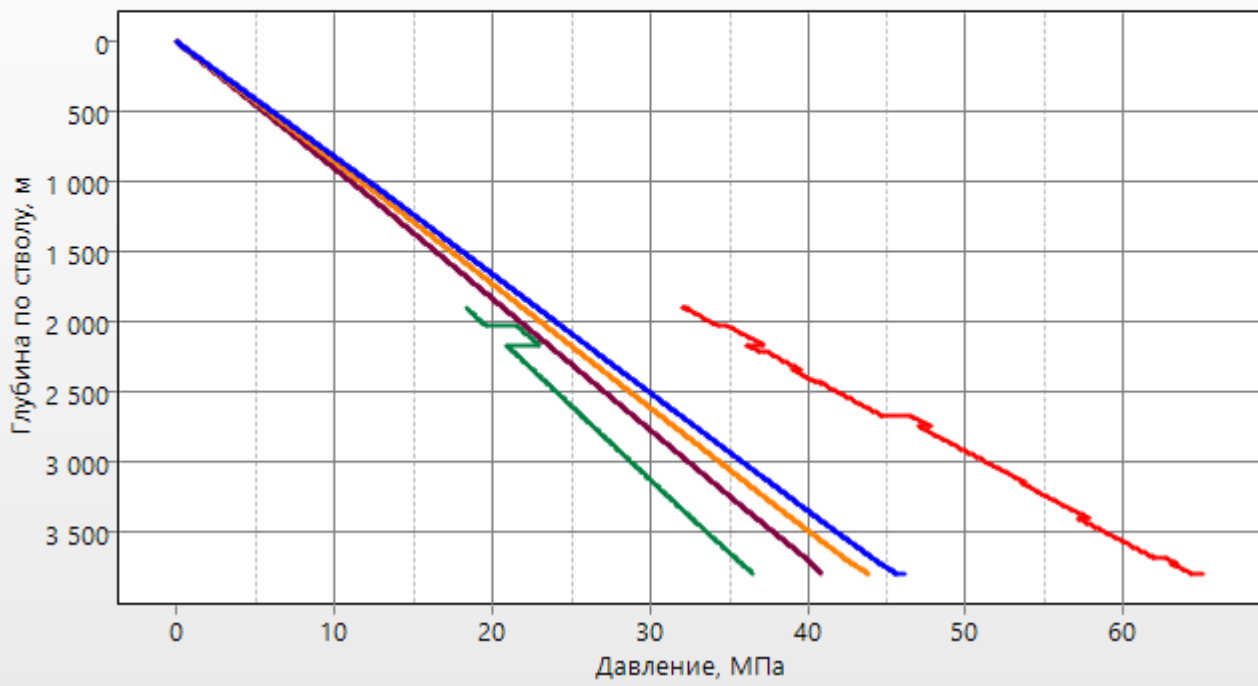
Обобщённые результаты расчёта

Долото	
Скор. на насадках, м/с	76.60
Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм ²	131.00 / 3.05
Удельный расход, л/с/см ²	0.086
Мин. скор. в стволе, м/с	1.00
Потери давления, МПа	
Суммарные	23.50
Наземное оборудование	0.33
Бурильная колонна	9.51
в том числе УБТ	0.71
в том числе Телесистема	1.00
Забойный двигатель	6.00
Долото	3.94
Кольцевое пространство	3.71
Давление закачки, МПа	
Давление «над забоем»	23.50
Давление «на забое»	23.50
Давление при запуске насосов	

Глубина по стволу, м	3802
Глубина по вертикали, м	3725
Гидростат. давл. на забое, МПа	42.37
Гидродинам. давл. на забое, МПа	46.08
ЭЦП на забое, кг/м ³	1261
Время циркуляции, мин	69
Время циркуляции внутри, мин	17
Время циркуляции снаружи, мин	52
Объём внутри, м ³	34.06
Объём снаружи, м ³	100.67
Суммарный объём, м ³	134.74
Объём без инструмента, м ³	149.94
Очистка ствола	
Скор. оседания шлам, (м/с м/мин)	0.000 0.0
Макс. концентр. шлама, %	2.2
Макс. высота подушки, мм	0.0
Подача для очистки подушки, л/с	23.8
Время трансп. шлама с забоя, мин	52.0

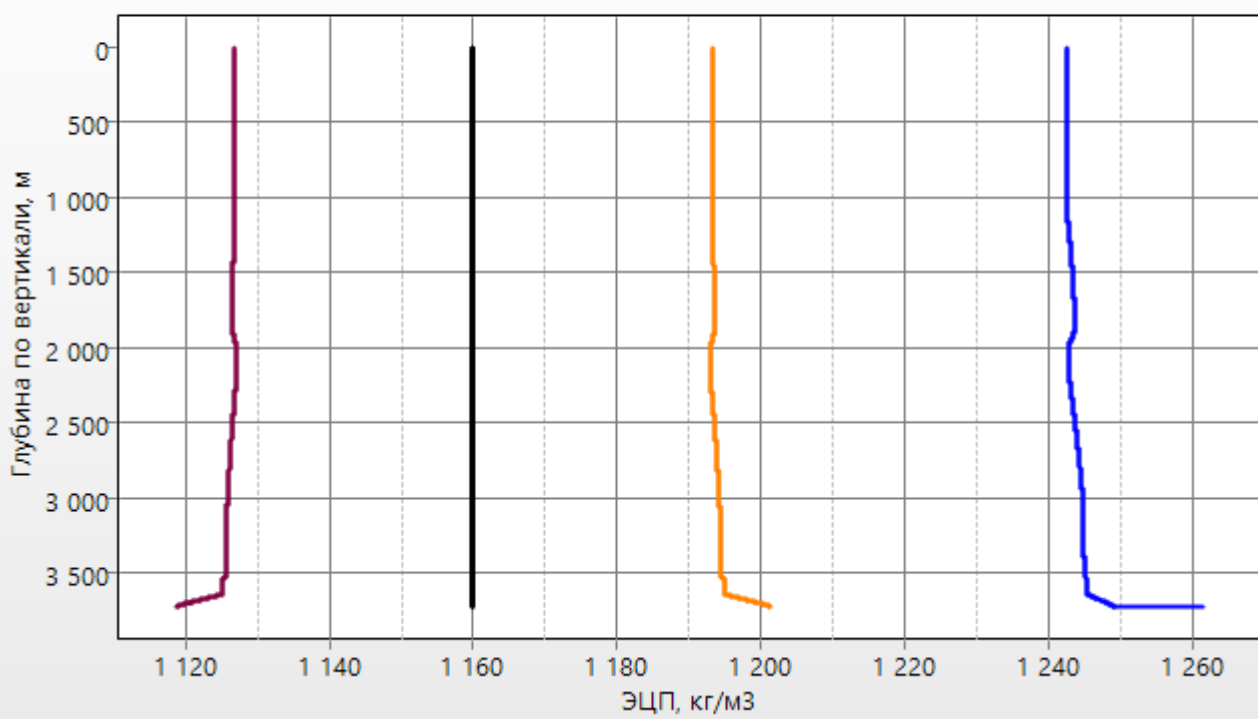
Давление в кольцевом пространстве

- Пластовое давление
- Давление поршневания (спуск)
- Давление гидроразрыва
- Давление свабирования (подъём)
- Давление циркуляции в кольцевом простр.

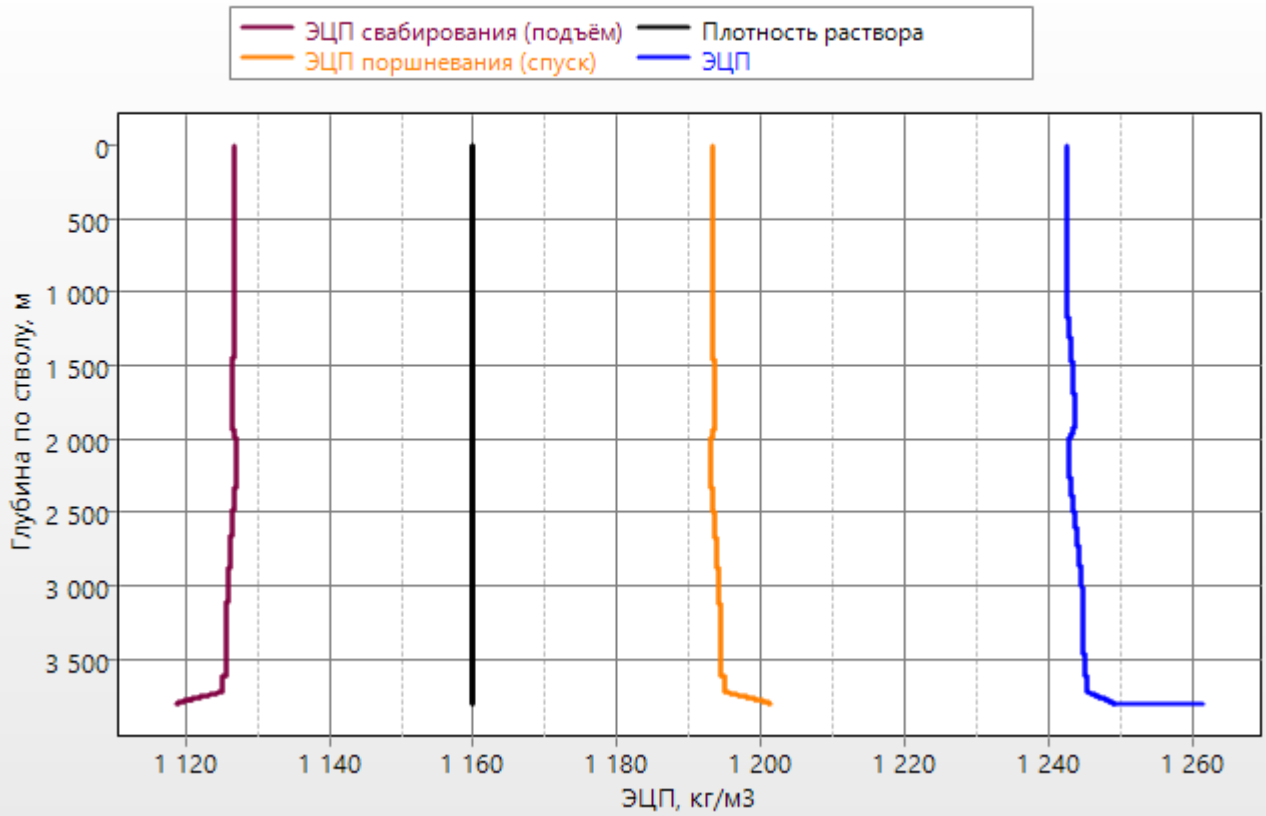


ЭЦП (по вертикали)

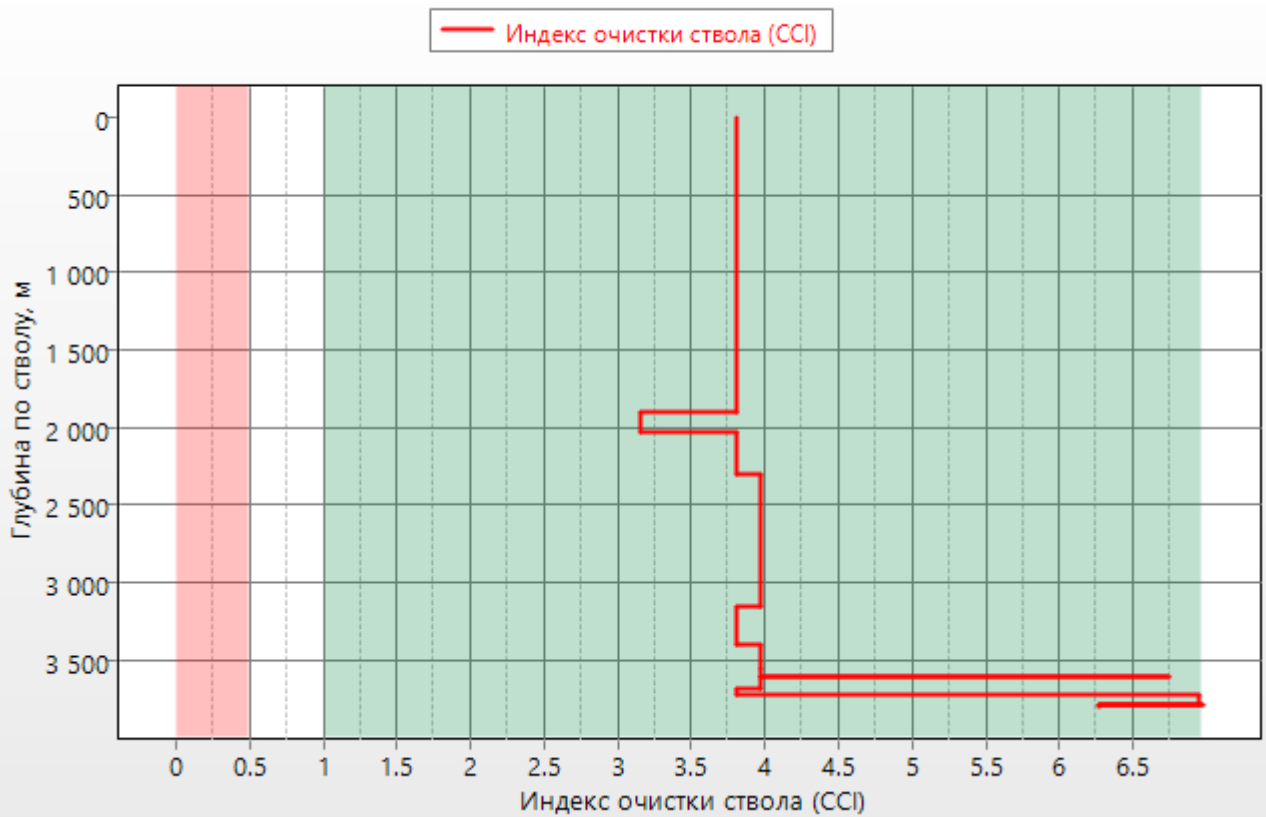
- ЭЦП свабирования (подъём)
- ЭЦП поршневания (спуск)
- Плотность раствора
- ЭЦП



ЭЦП (по стволу)



Индекс очистки ствола (ССИ)

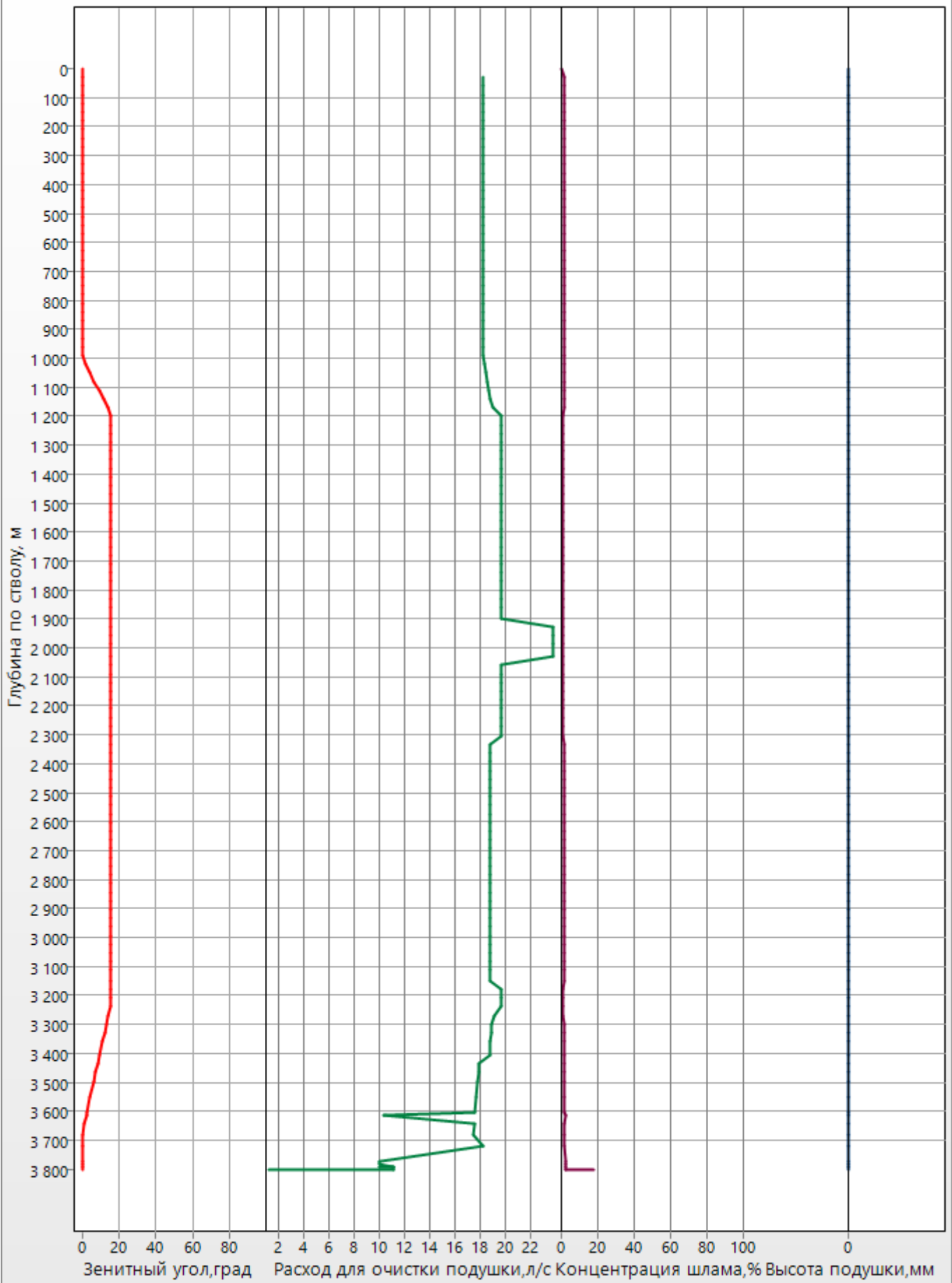


Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м³
0				1160
100				1160
200				1160
300				1160
400				1160
500				1160
1000				1160
1500				1160
2000				1160
2500				1160
3000				1160
3500				1160

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
0	0.00	23.16	23.16	
100	1.22	24.12	22.90	1242
200	2.44	25.08	22.64	1242
300	3.66	26.04	22.38	1242
400	4.87	27.00	22.12	1242
500	6.09	27.95	21.86	1242
600	7.31	28.91	21.60	1242
700	8.53	29.87	21.34	1242
800	9.75	30.83	21.08	1242
900	10.97	31.78	20.82	1242
1000	12.18	32.74	20.56	1242
1100	13.40	33.70	20.30	1243
1200	14.59	34.63	20.04	1243
1300	15.77	35.55	19.78	1243
1400	16.95	36.47	19.51	1243
1500	18.13	37.38	19.25	1243
1600	19.31	38.30	18.99	1243
1700	20.49	39.22	18.73	1243
1800	21.67	40.14	18.47	1244
1900	22.85	41.06	18.21	1244

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
2000	24.01	41.98	17.97	1243
2100	25.19	42.90	17.71	1243
2200	26.36	43.82	17.45	1243
2300	27.54	44.74	17.19	1243
2400	28.73	45.65	16.93	1243
2500	29.91	46.57	16.66	1243
2600	31.10	47.49	16.40	1244
2700	32.28	48.41	16.13	1244
2800	33.46	49.33	15.87	1244
2900	34.65	50.25	15.60	1244
3000	35.83	51.17	15.34	1245
3100	37.02	52.09	15.07	1245
3200	38.20	53.01	14.81	1245
3300	39.38	53.93	14.55	1245
3400	40.58	54.86	14.29	1245
3500	41.79	55.81	14.02	1245
3600	43.01	56.45	13.44	1245
3700	44.24	56.76	12.51	1245
3800	45.60	51.18	5.58	1249
3801.9	46.07	46.07	0	1261

Диаграмма очистки ствола



Гидравлика (промывка скважины)

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 3801.9-4318 м, глубина (ствол): 4318 м

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диам.трубы Диам. долота, мм	Внутр. диам. трубы Диам. ствола с коэф. кавернозн.	Тип
БАТРН 177,8x9,19 L80	0.0	3801.9	177.8	159.4	Колонна
D3f2dm	3801.9	3802.0	152.4	156.2	Ствол
D3f2+1 (tm+sr)	3802.0	3977.0	152.4	153.9	Ствол
D3f1dzt	3977.0	4117.0	152.4	153.9	Ствол
D2zv	4117.0	4318.0	152.4	153.9	Ствол

Бурильная колонна

№	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Замковое соединение
1	152,4 GT83MRH	0.4	0.4	4317.6	100.0			
2	ДРУ-120РСФ	7.49	7.89	4310.1	120.0			
3	Клапан переливной КОБ-120РСК	0.81	8.71	4309.3	121.0	57.2		
4	Калибратор КЛС 152,4	0.7	9.41	4308.6	139.0	40.0		
5	ЗТС-121	9	18.41	4299.6	120.7	55.0		
6	НУБТ-121	9	27.41	4290.6	120.7	57.2		
7	УБТЕЛ-121	54	81.41	4236.6	120.7	57.2		
8	ТБТ-К1-133-102-57	135	216.4	4101.6	101.6	65.1	18.255	NC40 (133-68)
9	Яс гидрав. Яс-121 (RDT-2НМ-121)	6.9	223.3	4094.7	121.0	56.0		
10	ТБТ-К1-133-102-57	54	277.3	4040.7	101.6	65.1	18.255	NC40 (133-68)
11	БТ IU 102x8,38	4040.69	4318	0	101.6	84.8	8.38	NC40 (140-62)

Параметры расчёта

Буровой раствор	
Наименование	Хлоркалийевый
Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.31
Вязкость, мПа·с	30.00
ДНС, Па	14.40
n / k, Па·с ⁿ	-
СНС 10 мин, Па	-
Буровой насос	
Тип насоса	F-1600
Кол-во насосов, шт.	1
Коэф. мощности	1.00
Диаметр втулок (поршней), мм	139.7
Норма наполнения, %	90
Двойных ходов, 1/мин	65
Расход одного насоса, л/с	13.7
Суммарный расход насосов, л/с	13.7
Пред. давл., МПа	35.00
Наземное оборудование диам., мм / длина, м	
Манифольд	100/30
Шланг	70/15

Долото	
Типоразмер	152,4 GT83MRH
Схема промывки	Периферийная
Насадки (шт. x диам.)	4x8.7
Площ. насадок, см ²	2.38
Диам. центр. отв., мм	
Коэф. насадок	0.92
Забойный двигатель	
Типоразмер	?
Тип	?
Перепад давл. на холостом ходу, МПа*	-
Плотн. раств., г/см ³ *	-
Расход, л/с*	-
Перепад давл. на раб. режиме, МПа*	-
Момент на рабочем режиме, кН·м*	-
Момент при бурении	-
Бурение / СПО / Шлам	
Скор. бурения, м/ч	4
Скор. СПО, м/мин	5

Вертлюг	90/1.5
Квадрат	80/12

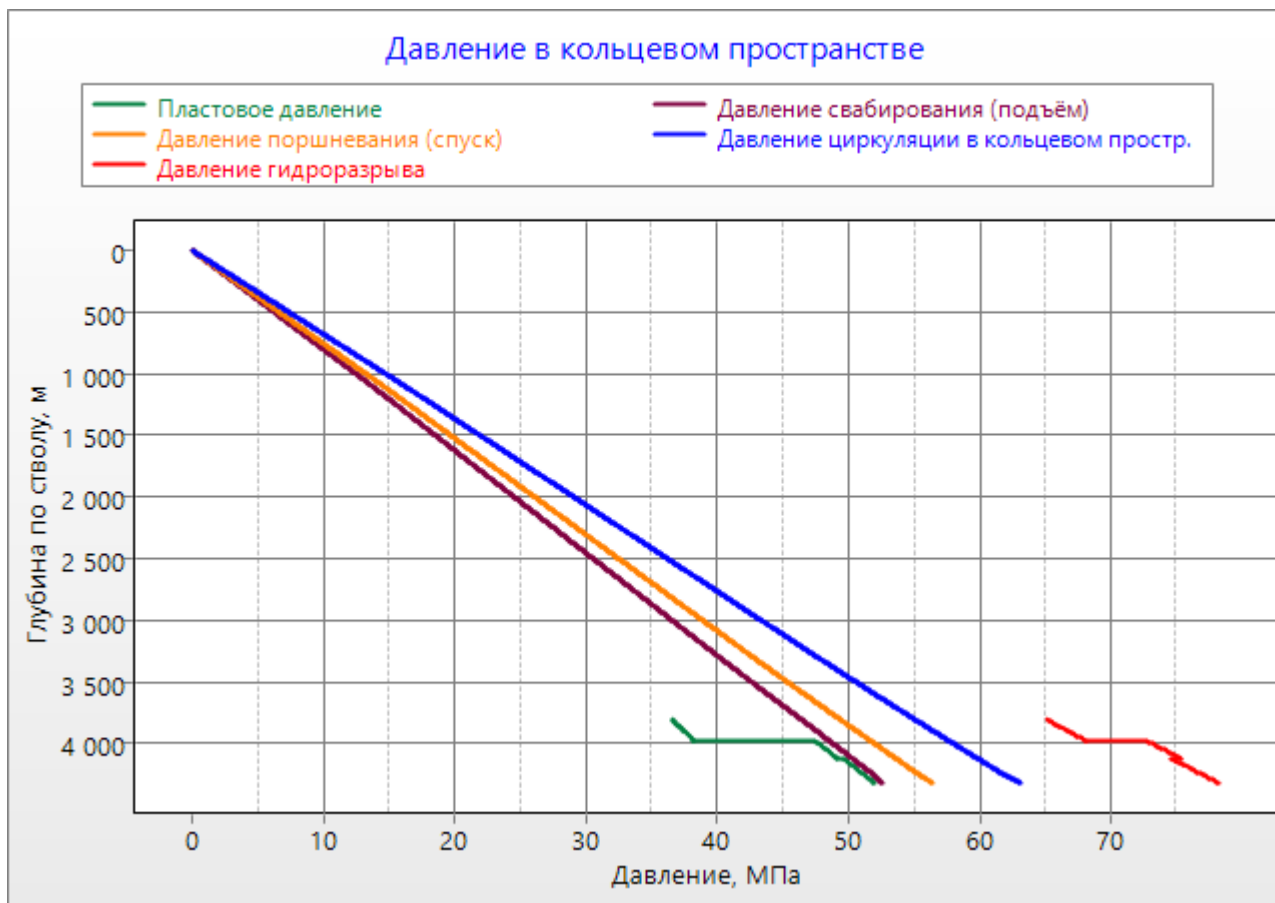
Плотн. породы, г/см ³	2.70
Диам. шлама, мм	3

* паспортная характеристика

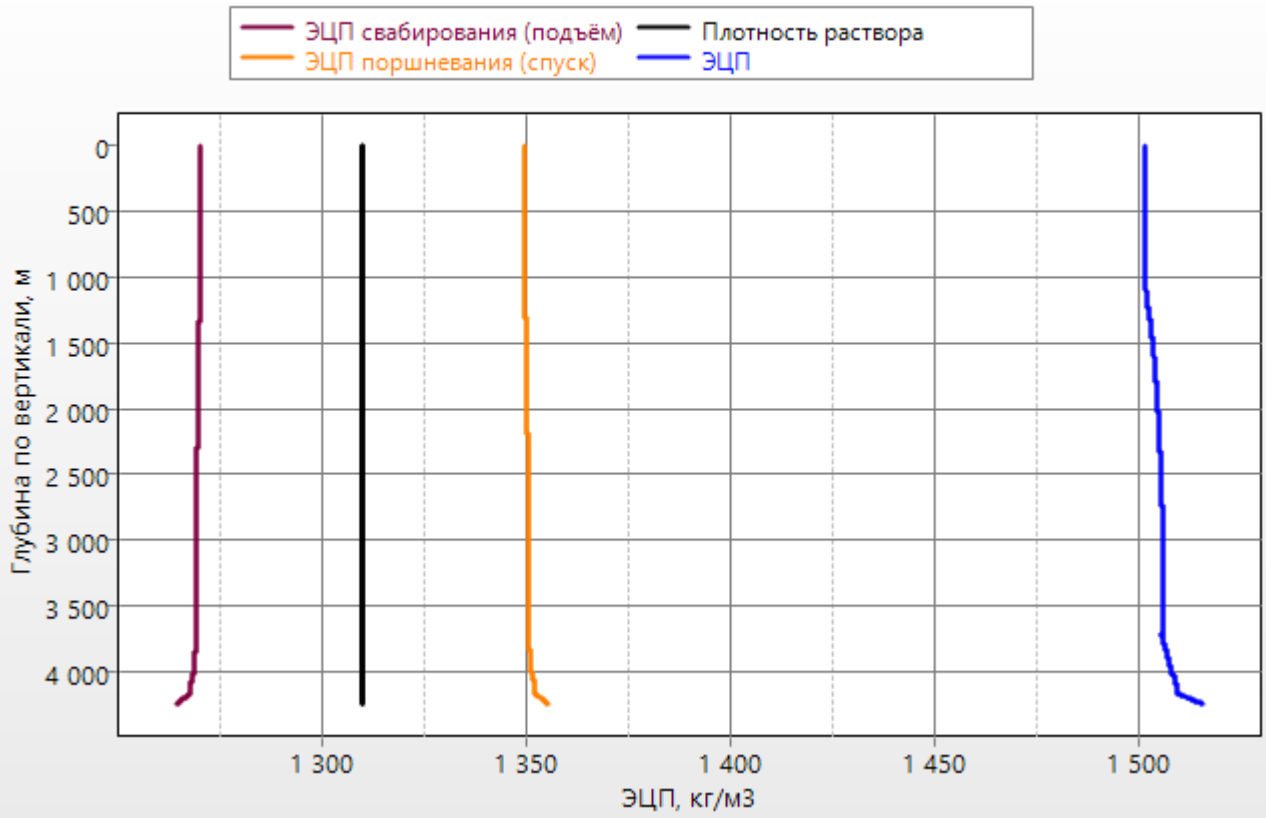
Обобщённые результаты расчёта

Долото	
Скор. на насадках, м/с	57.40
Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм ²	34.70 / 1.67
Удельный расход, л/с/см ²	0.075
Мин. скор. в стволе, м/с	1.15
Потери давления, МПа	
Суммарные	25.77
Наземное оборудование	0.09
Бурильная колонна	8.14
в том числе УБТ	0.46
в том числе Телесистема	0.80
Забойный двигатель	6.50
Долото	2.50
Кольцевое пространство	8.55
Давление закачки, МПа	
Давление «над забоем»	25.77
Давление «на забое»	25.77
Давление при запуске насосов	

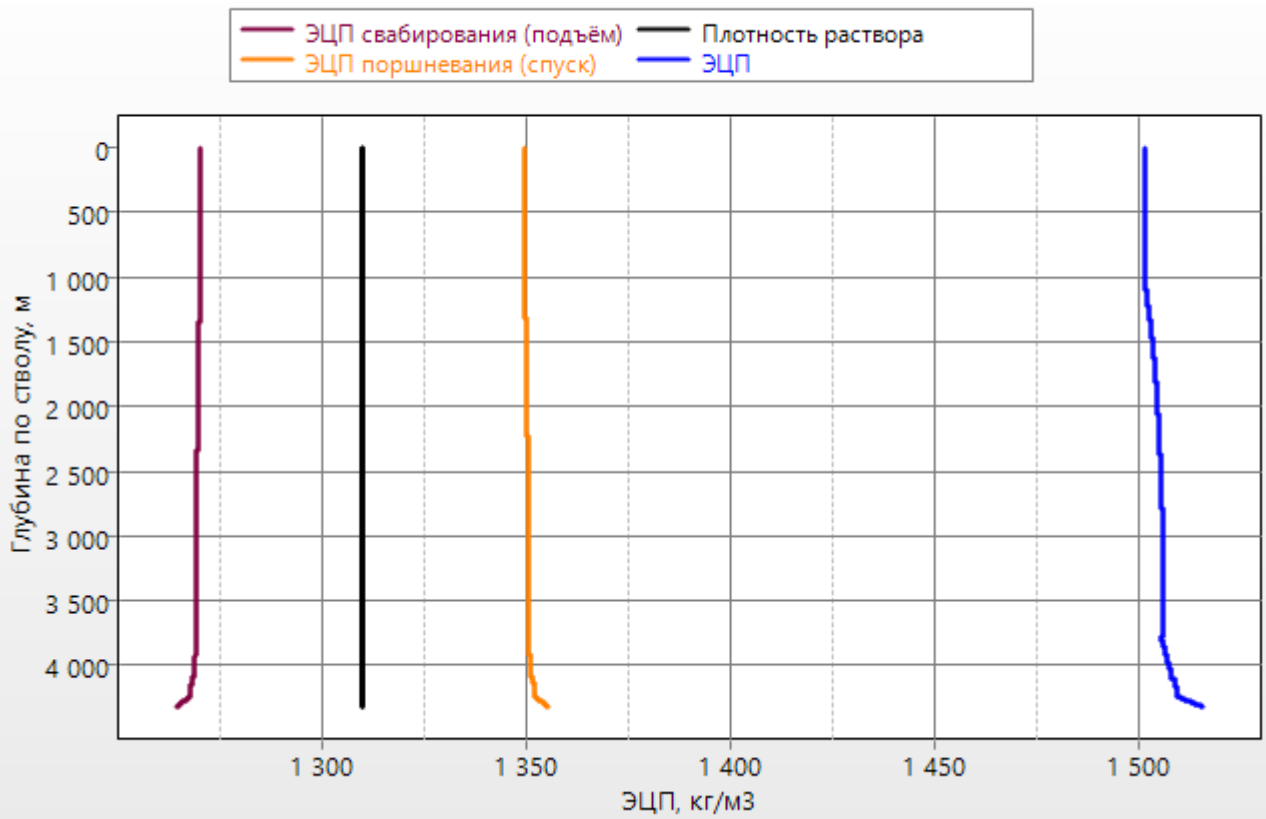
Глубина по стволу, м	4318
Глубина по вертикали, м	4241
Гидростат. давл. на забое, МПа	54.48
Гидродинам. давл. на забое, МПа	63.03
ЭЦП на забое, кг/м ³	1516
Время циркуляции, мин	90
Время циркуляции внутри, мин	29
Время циркуляции снаружи, мин	61
Объём внутри, м ³	23.72
Объём снаружи, м ³	50.16
Суммарный объём, м ³	73.88
Объём без инструмента, м ³	85.49
Очистка ствола	
Скор. оседания шлам, (м/с м/мин)	0.000 0.0
Макс. концентр. шлама, %	0.8
Макс. высота подушки, мм	0.0
Подача для очистки подушки, л/с	4.6
Время трансп. шлама с забоя, мин	61.0



ЭЦП (по вертикали)

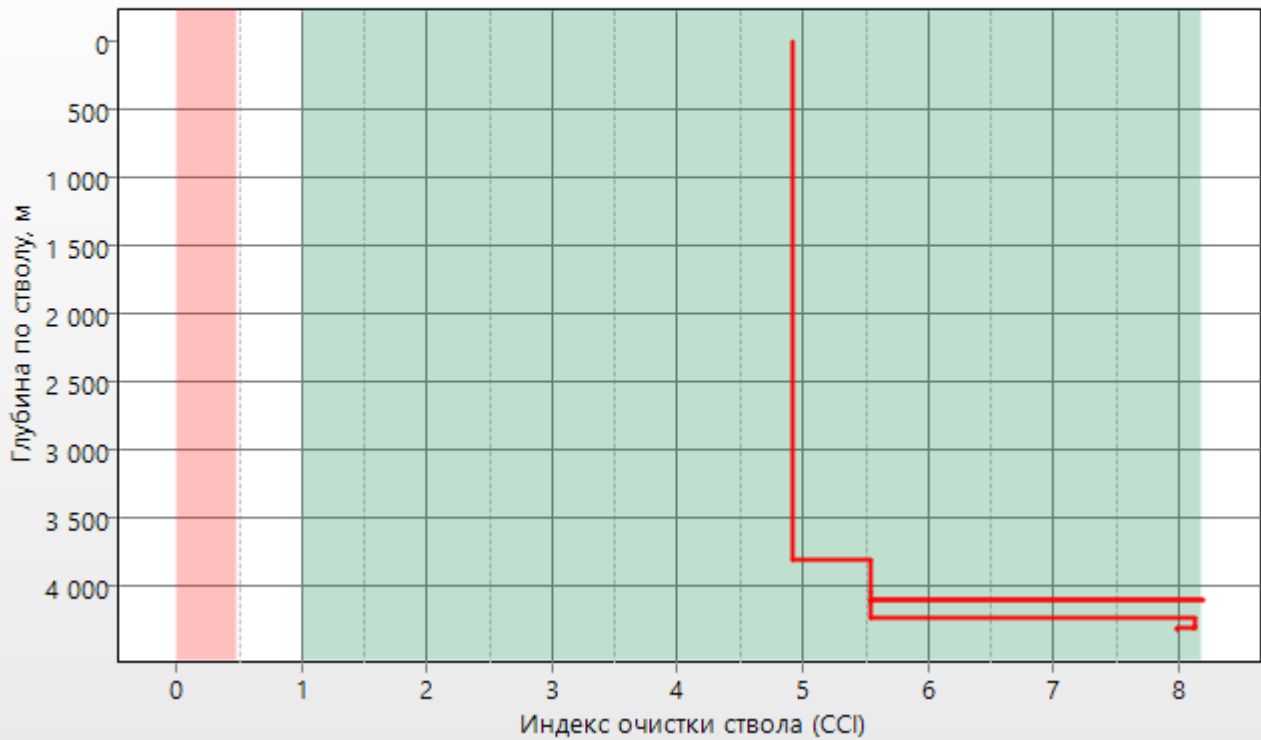


ЭЦП (по стволу)



Индекс очистки ствола (ССИ)

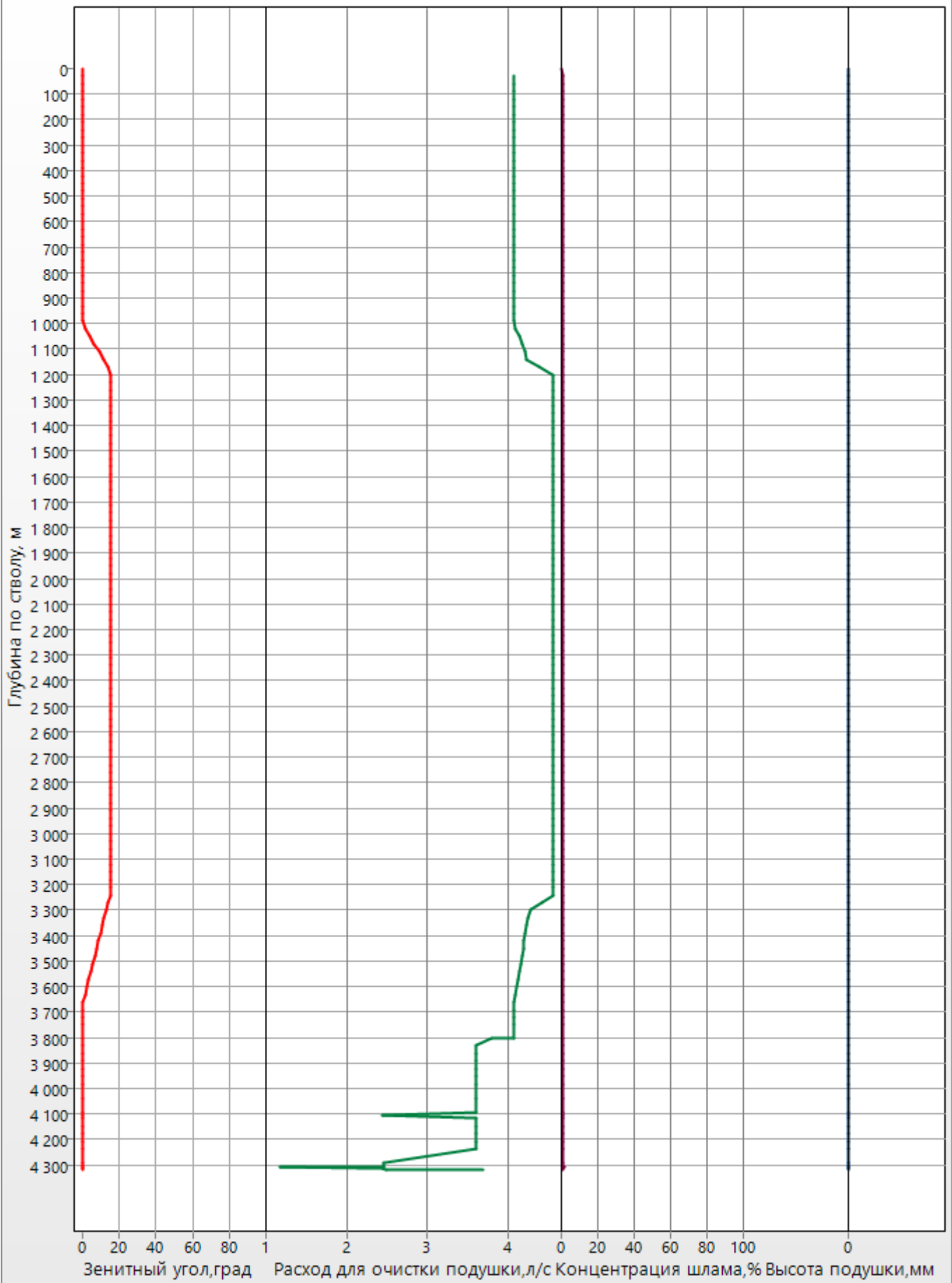
— Индекс очистки ствола (ССИ)



Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
0	0.00	25.69	25.69	
100	1.47	26.83	25.35	1502
200	2.95	27.97	25.02	1502
300	4.42	29.10	24.69	1502
400	5.89	30.24	24.35	1502
500	7.36	31.38	24.02	1502
600	8.84	32.52	23.68	1502
700	10.31	33.66	23.35	1502
800	11.78	34.80	23.02	1502
900	13.25	35.93	22.68	1502
1000	14.73	37.07	22.35	1502
1100	16.19	38.21	22.01	1502
1200	17.64	39.32	21.68	1502
1300	19.07	40.41	21.34	1503
1400	20.49	41.51	21.01	1503
1500	21.92	42.60	20.68	1503
1600	23.35	43.69	20.34	1504
1700	24.78	44.79	20.01	1504
1800	26.21	45.88	19.67	1504
1900	27.64	46.98	19.34	1504
2000	29.07	48.07	19.01	1505
2100	30.50	49.17	18.67	1505
2200	31.92	50.26	18.34	1505

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
2300	33.35	51.36	18.00	1505
2400	34.78	52.45	17.67	1505
2500	36.21	53.55	17.34	1505
2600	37.64	54.64	17.00	1505
2700	39.07	55.74	16.67	1506
2800	40.50	56.83	16.33	1506
2900	41.93	57.92	16.00	1506
3000	43.35	59.02	15.66	1506
3100	44.78	60.11	15.33	1506
3200	46.21	61.21	15.00	1506
3300	47.64	62.31	14.66	1506
3400	49.09	63.42	14.33	1506
3500	50.55	64.55	13.99	1506
3600	52.02	65.68	13.66	1506
3700	53.50	66.82	13.33	1506
3800	54.97	67.96	12.99	1506
3900	56.48	69.10	12.62	1506
4000	57.99	70.24	12.25	1507
4100	59.51	71.17	11.66	1508
4200	61.02	71.98	10.96	1509
4300	62.70	72.60	9.90	1514
4318	63.03	63.03	0	1516

Диаграмма очистки ствола



Гидравлика (промывка скважины)

Месторождение: Хыльчующее, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Отбор керн 4318-4326.9 м, глубина (ствол): 4327 м

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диам. трубы Диам. долота, мм	Внутр. диам. трубы Диам. ствола с коэф. кавернозн.	Тип
БАТРН 177,8x9,19 L80	0.0	3801.9	177.8	159.4	Колонна
D3f2dm	3801.9	3802.0	152.4	156.2	Ствол
D3f2+1 (tm+sr)	3802.0	3977.0	152.4	153.9	Ствол
D3f1dзr	3977.0	4117.0	152.4	153.9	Ствол
D2zv	4117.0	4326.9	152.4	153.9	Ствол

Бурильная колонна

№	Описание	Длина, м	Нараст. длина, м	Глуб. от устья, м	Наруж. диам, мм	Внутр. диам., мм	Толщ. стенки, мм	Замковое соединение
1	У8-152,4/67 SCD-2TK	0.4	0.4	4326.5	152.4			
2	КОС Halliburton 121x67 (2-секц.)	20.52	20.92	4306	120.7	40.0		
3	УБТЕЛ-121	54	74.92	4252	120.7	57.2		
4	ТБТ-К1-133-102-57	81	155.9	4171	101.6	65.1	18.255	NC40 (133-68)
5	Яс гидрав. Яс-121	6.9	162.8	4164.1	121.0	56.0		
6	ТБТ-К1-133-102-57	27	189.8	4137.1	101.6	65.1	18.255	NC40 (133-68)
7	БТ IU 102x8,38	4137.08	4326.9	0	101.6	84.8	8.38	NC40 (140-62)

Параметры расчёта

Буровой раствор	
Наименование	Хлоркалийевый
Модель жидкости	Бингамовская
Плотность, г/см ³	1.31
Вязкость, мПа·с	30.00
ДНС, Па	14.40
n / k, Па·с ⁿ	-
СНС 10 мин, Па	-
Буровой насос	
Тип насоса	F-1600
Кол-во насосов, шт.	1
Коэф. мощности	1.00
Диаметр втулок (поршней), мм	139.7
Норма наполнения, %	90
Двойных ходов, 1/мин	50
Расход одного насоса, л/с	10.5
Суммарный расход насосов, л/с	10.5
Пред. давл., МПа	35.00
Наземное оборудование диам., мм / длина, м	
Манифольд	100/30
Шланг	70/15
Вертлюг	90/1.5
Квадрат	80/12

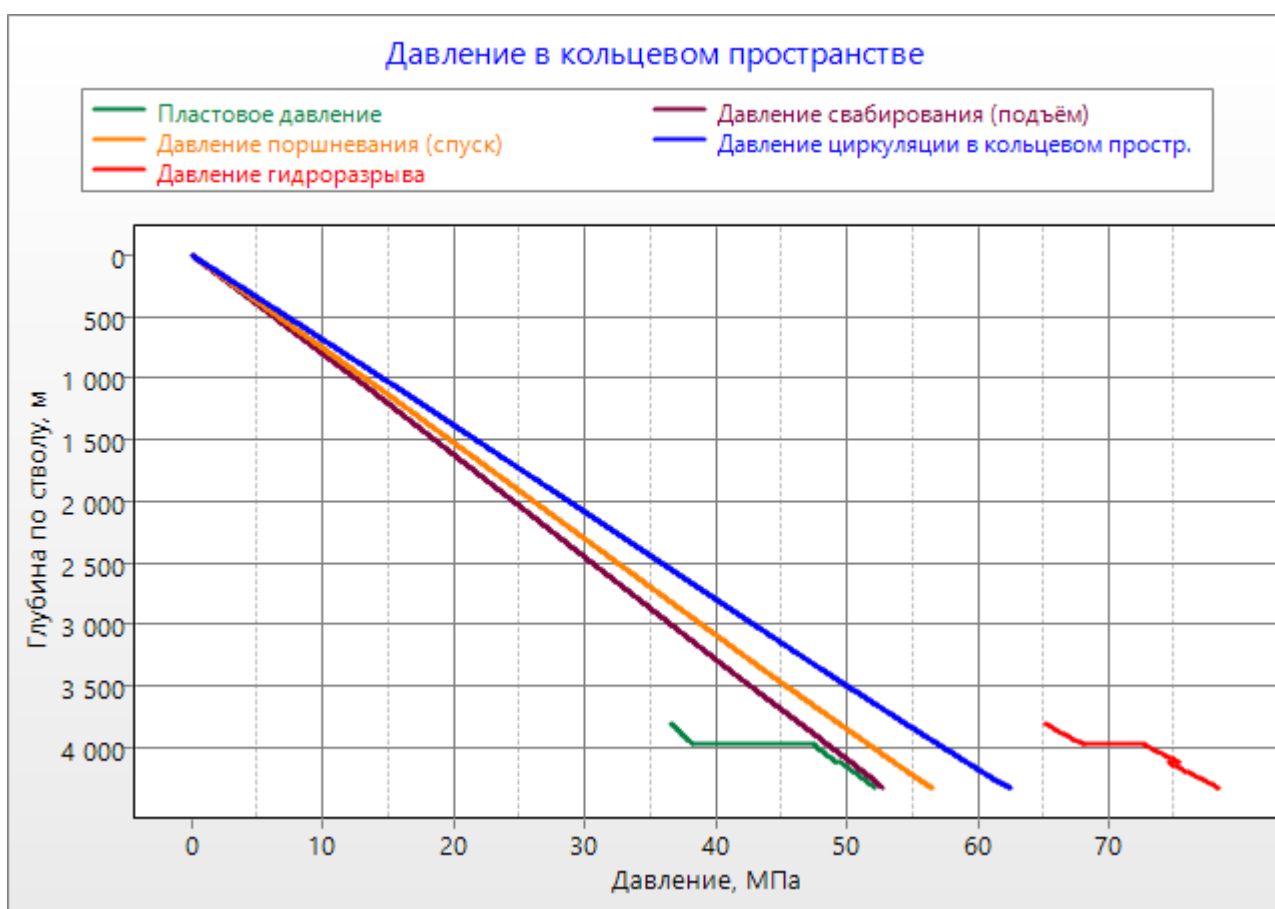
Долото	
Типоразмер	У8-152,4/67 SCD-2TK
Схема промывки	Периферийная
Насадки (шт. x диам.)	8x10.3
Площ. насадок, см ²	6.67
Диам. центр. отв., мм	
Коэф. насадок	0.92
Забойный двигатель	
Типоразмер	?
Тип	
Перепад давл. на холостом ходу, МПа*	-
Плотн. раств., г/см ³ *	-
Расход, л/с*	-
Перепад давл. на раб. режиме, МПа*	-
Момент на рабочем режиме, кН·м*	-
Момент при бурении	-
Бурение / СПО / Шлам	
Скор. бурения, м/ч	1
Скор. СПО, м/мин	5
Плотн. породы, г/см ³	2.70
Диам. шлама, мм	3

* паспортная характеристика

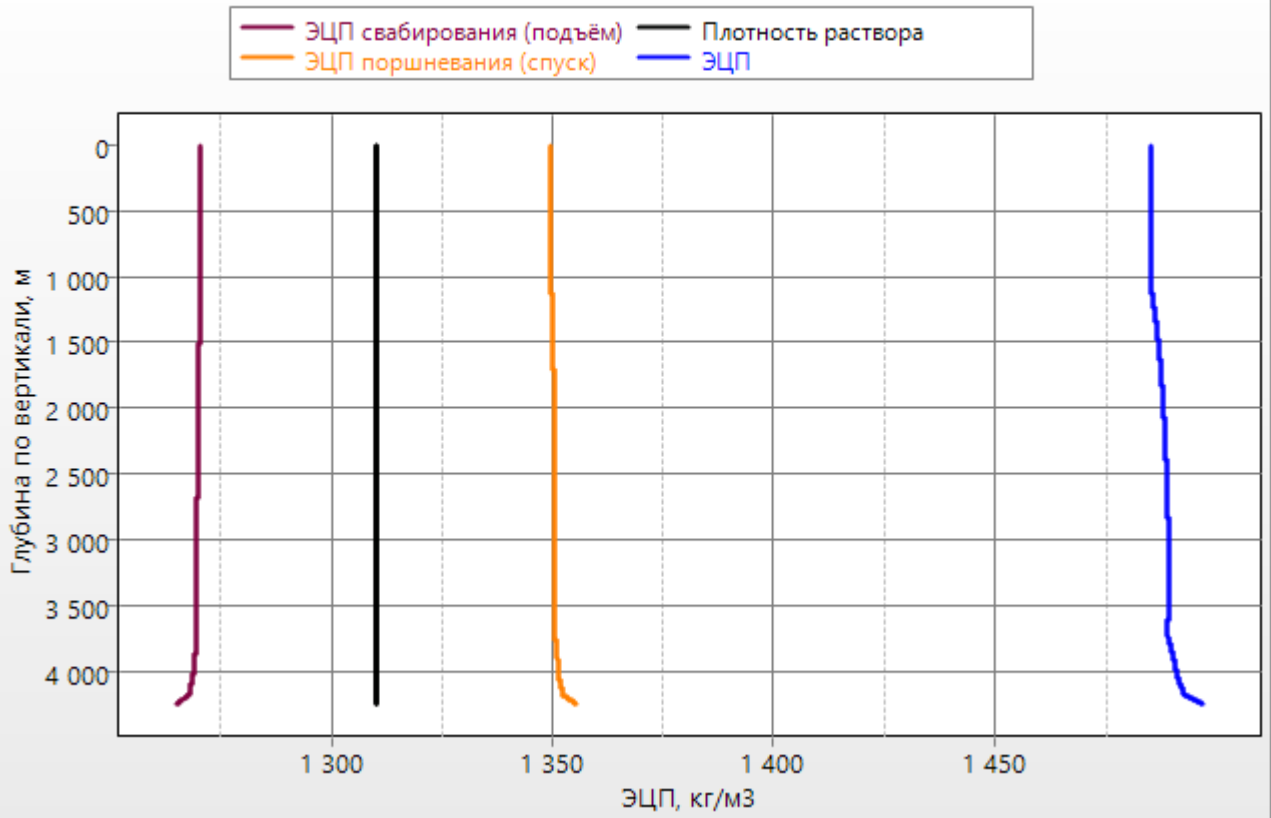
Обобщённые результаты расчёта

Долото	
Скор. на насадках, м/с	15.70
Мощность, кВт / HSI, л.с./дюйм ²	2.00 / 0.10
Удельный расход, л/с/см ²	0.058
Мин. скор. в стволе, м/с	0.89
Потери давления, МПа	
Суммарные	14.78
Наземное оборудование	0.07
Бурильная колонна	6.72
в том числе УБТ	0.24
в том числе Телесистема	
Забойный двигатель	
Долото	0.19
Кольцевое пространство	7.81
Давление закачки, МПа	
Давление «над забоем»	
Давление «на забое»	14.78
Давление при запуске насосов	

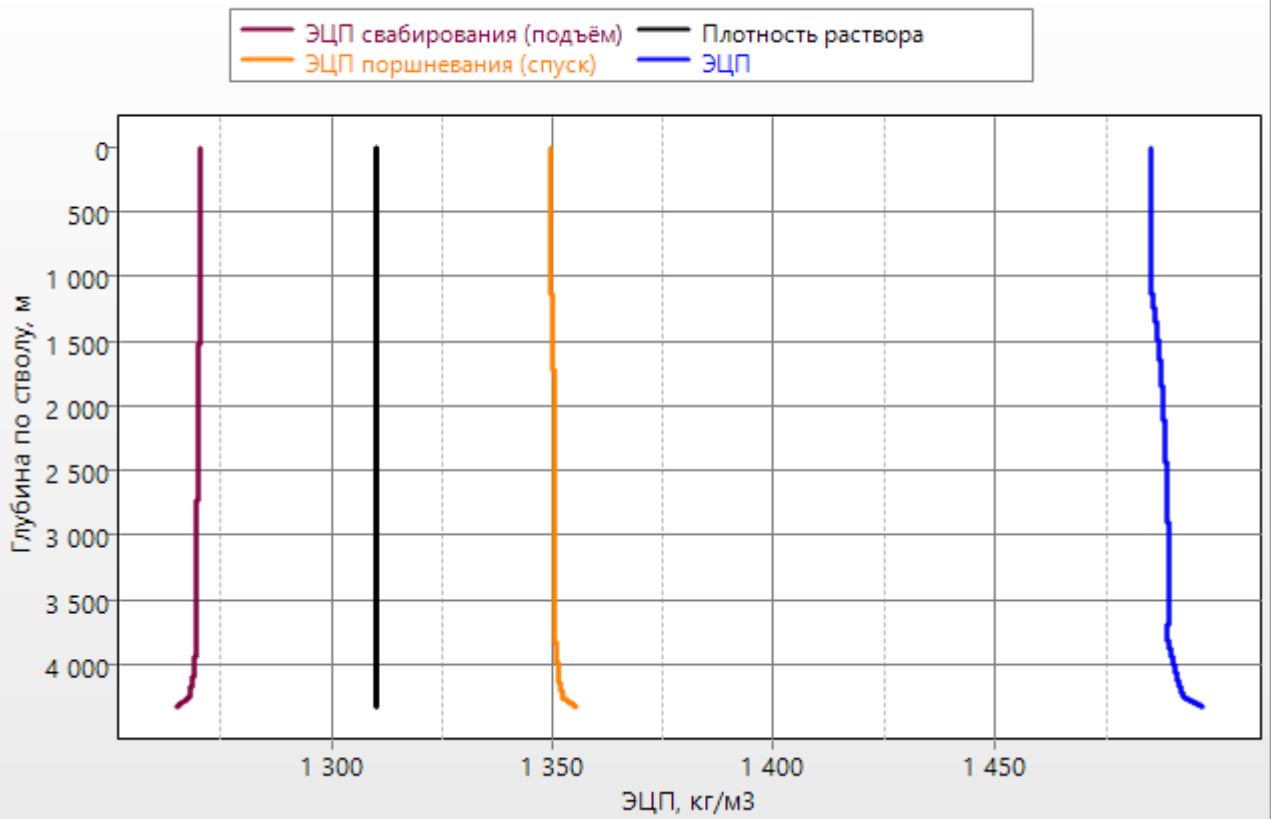
Глубина по стволу, м	4327
Глубина по вертикали, м	4250
Гидростат. давл. на забое, МПа	54.59
Гидродинам. давл. на забое, МПа	62.40
ЭЦП на забое, кг/м ³	1497
Время циркуляции, мин	118
Время циркуляции внутри, мин	38
Время циркуляции снаружи, мин	80
Объём внутри, м ³	23.92
Объём снаружи, м ³	50.28
Суммарный объём, м ³	74.20
Объём без инструмента, м ³	85.66
Очистка ствола	
Скор. оседания шлам, (м/с м/мин)	0.000 0.0
Макс. концентр. шлама, %	0.2
Макс. высота подушки, мм	0.0
Подача для очистки подушки, л/с	4.2
Время трансп. шлама с забоя, мин	80.0



ЭЦП (по вертикали)

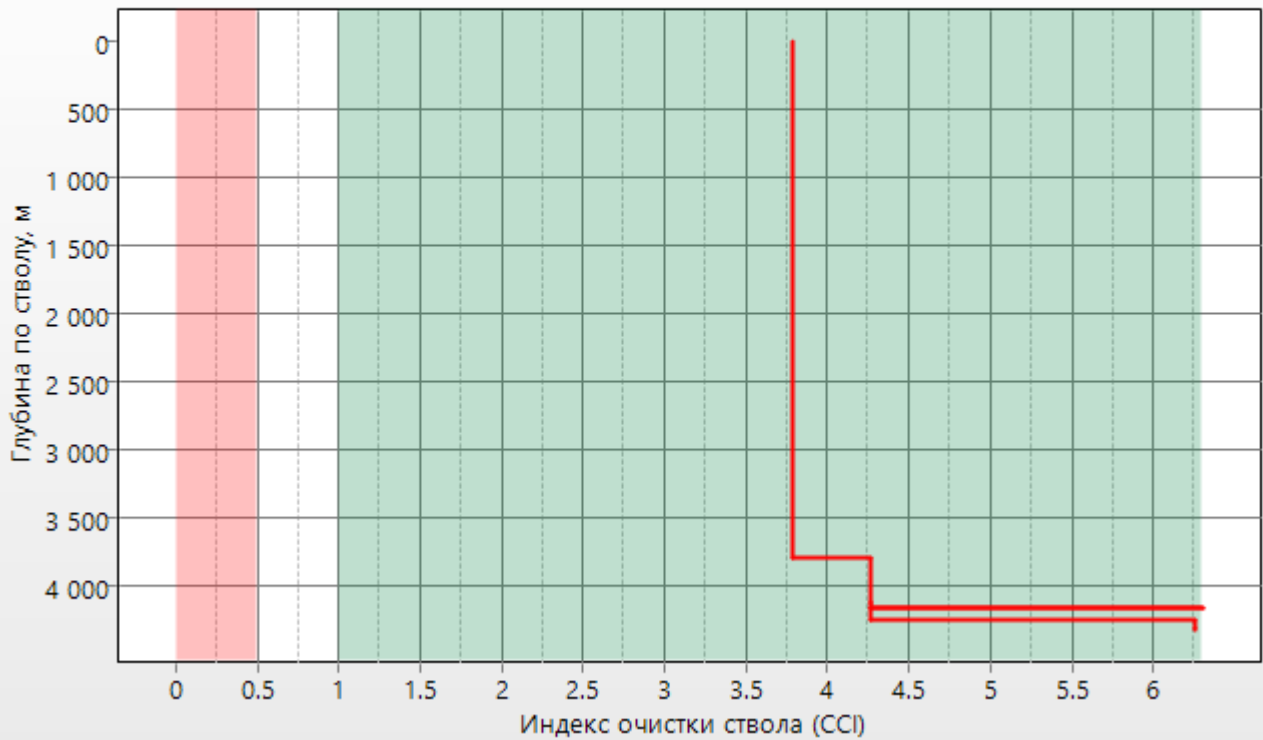


ЭЦП (по стволу)



Индекс очистки ствола (ССИ)

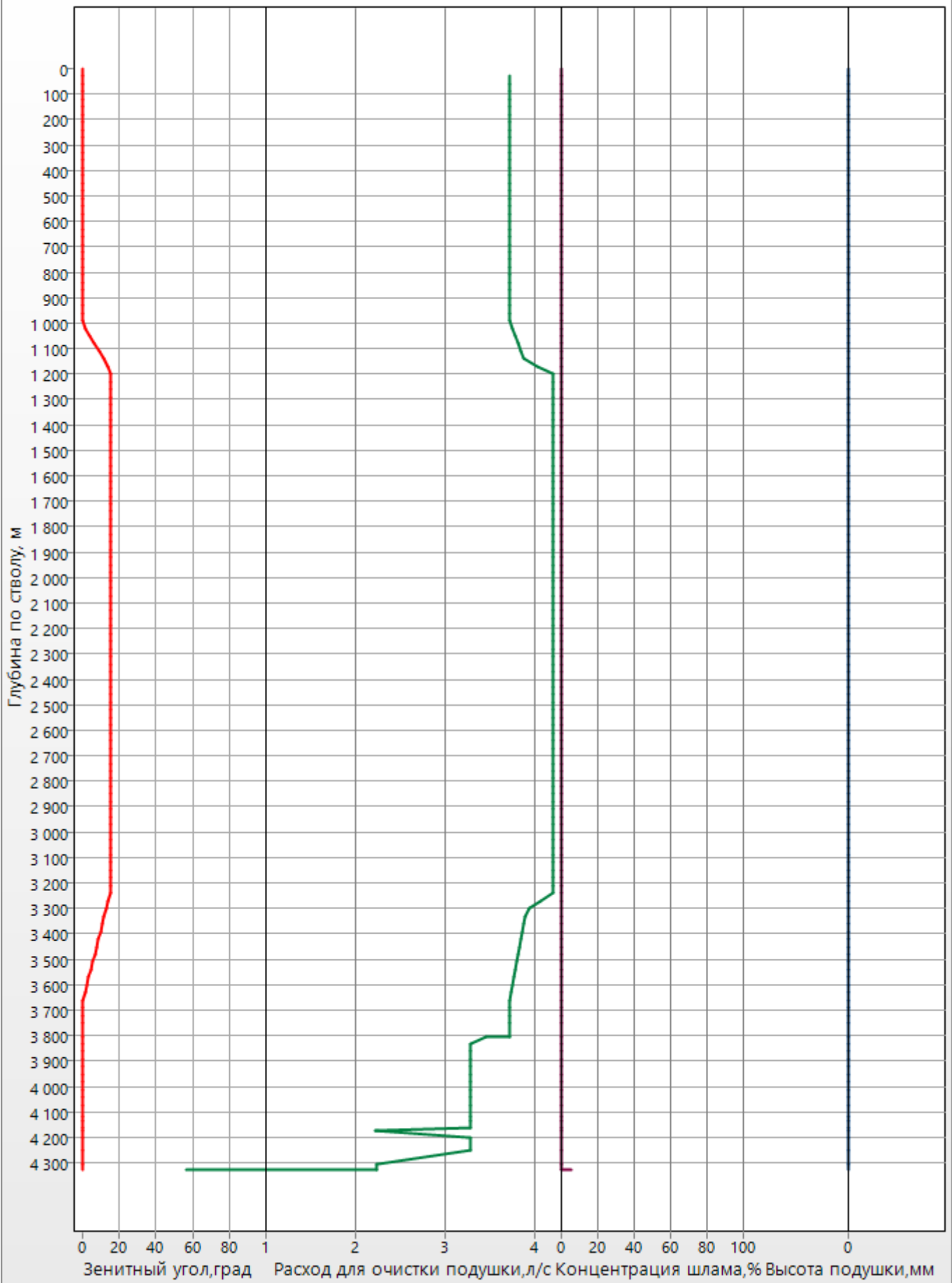
— Индекс очистки ствола (ССИ)



Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
0	0.00	14.71	14.71	
100	1.46	15.86	14.40	1486
200	2.91	17.01	14.09	1486
300	4.37	18.16	13.79	1486
400	5.83	19.31	13.48	1486
500	7.28	20.46	13.17	1486
600	8.74	21.60	12.86	1486
700	10.20	22.75	12.56	1486
800	11.65	23.90	12.25	1486
900	13.11	25.05	11.94	1486
1000	14.57	26.20	11.63	1486
1100	16.02	27.35	11.33	1486
1200	17.45	28.47	11.02	1486
1300	18.86	29.57	10.71	1486
1400	20.27	30.68	10.40	1487
1500	21.69	31.78	10.09	1487
1600	23.10	32.89	9.79	1487
1700	24.51	33.99	9.48	1488
1800	25.93	35.10	9.17	1488
1900	27.34	36.20	8.86	1488
2000	28.75	37.31	8.56	1488
2100	30.17	38.41	8.25	1488
2200	31.58	39.52	7.94	1489

Глубина по стволу, м	Давление снаружи трубы, МПа	Давление внутри трубы, МПа	Разница давлений	ЭЦП, кг/м ³
2300	32.99	40.63	7.63	1489
2400	34.41	41.73	7.33	1489
2500	35.82	42.84	7.02	1489
2600	37.23	43.94	6.71	1489
2700	38.64	45.05	6.40	1489
2800	40.06	46.15	6.09	1489
2900	41.47	47.26	5.79	1489
3000	42.88	48.36	5.48	1489
3100	44.30	49.47	5.17	1490
3200	45.71	50.57	4.86	1490
3300	47.13	51.68	4.56	1490
3400	48.56	52.81	4.25	1490
3500	50.00	53.94	3.94	1490
3600	51.46	55.09	3.63	1489
3700	52.91	56.24	3.33	1489
3800	54.37	57.39	3.02	1489
3900	55.86	58.54	2.68	1490
4000	57.35	59.69	2.34	1491
4100	58.84	60.84	2.00	1491
4200	60.34	61.88	1.53	1492
4300	61.94	62.80	0.86	1496
4326.9	62.40	62.40	0	1497

Диаграмма очистки ствола










Приложение Е
Расчёт нагрузок и моментов бурильной колонны по интервалам бурения

Проверка бурильной колонны на прочность

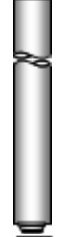

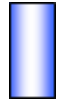
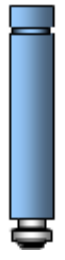

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 30-443 м Тип расчёта: Бурение роторное

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
12		BT IEU 127x9,19 G NC50 (168-83) 127 x 9.19 мм 11.89 тн (33.0 кг/м)	360 м глуб. 0.0 сум. 443.0 30.33 тн	16.35 159.44 тс 2.85 42.06 кН·м КЗП = 9.79 1.50
11		УБТЕЛ-178 177.8 (71) мм 1.38 тн (153.2 кг/м)	9.00 м глуб. 360.4 сум. 82.6 18.43 тн	5.82 тс 2.34 кН·м КЗП > 10
10		УБТЕЛ-203 203.2 (80) мм 3.59 тн (199.2 кг/м)	18.0 м глуб. 369.4 сум. 73.6 17.06 тн	4.50 тс 2.32 кН·м КЗП > 10
9		Яс гидрав. Яс-203 (RDT-2НМ-203) 203 (70) мм 1440.0 кг (180.0 кг/м)	8.00 м глуб. 387.4 сум. 55.6 13.47 тн	1.04 722.93 тс 2.25 кН·м КЗП > 10
8		УБТЕЛ-203 203.2 (80) мм 3.59 тн (199.2 кг/м)	18.0 м глуб. 395.4 сум. 47.6 12.03 тн	-0.35 тс 2.22 кН·м КЗП > 10
7		УБТС2-229 228.6 (90) мм 2.46 тн (273.4 кг/м)	9.00 м глуб. 413.4 сум. 29.6 8.44 тн	-3.81 тс 2.16 кН·м КЗП > 10
6		Калибратор КЛС 508,0 229 (100) мм 465.0 кг (381.1 кг/м)	1.22 м глуб. 422.4 сум. 20.6 5.98 тн	-6.20 тс 2.12 кН·м КЗП > 10

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
5		УБТС2-229 228.6 (90) мм 2.46 тн (273.4 кг/м)	9.00 м глуб. 423.6 сум. 19.4 5.52 тн	-6.65 тс 2.11 кН·м КЗП > 10
4		Калибратор КЛС 508,0 229 (100) мм 465.0 кг (381.1 кг/м)	1.22 м глуб. 432.6 сум. 10.4 3.06 тн	-9.03 тс 2.07 кН·м КЗП > 10
3		Клапан обратный КОБ-240РС 220 (74) мм 167.0 кг (208.7 кг/м)	0.80 м глуб. 433.8 сум. 9.2 2.59 тн	-9.49 тс 2.07 кН·м КЗП > 10
2		ДРУ-240РС (RS240N734) 240 мм 2106.0 кг (275.2 кг/м)	7.65 м глуб. 434.6 сум. 8.4 2.43 тн	-9.65 тс 2.06 кН·м КЗП > 10
1		508,0 А1S 508 мм 320.0 кг (457.1 кг/м)	0.70 м глуб. 442.3 сум. 0.7 0.32 тн	-11.69 тс 2.03 кН·м КЗП > 10

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр, мм	Тип	Жёсткость на изгиб EI, кН·м ²
ЭЛСВ 630x10 СтЗсп	0	30	610.0	Обсадная колонна	196593
Q	30	218	579.2	Открытый ствол	
K1	218	443	579.2	Открытый ствол	

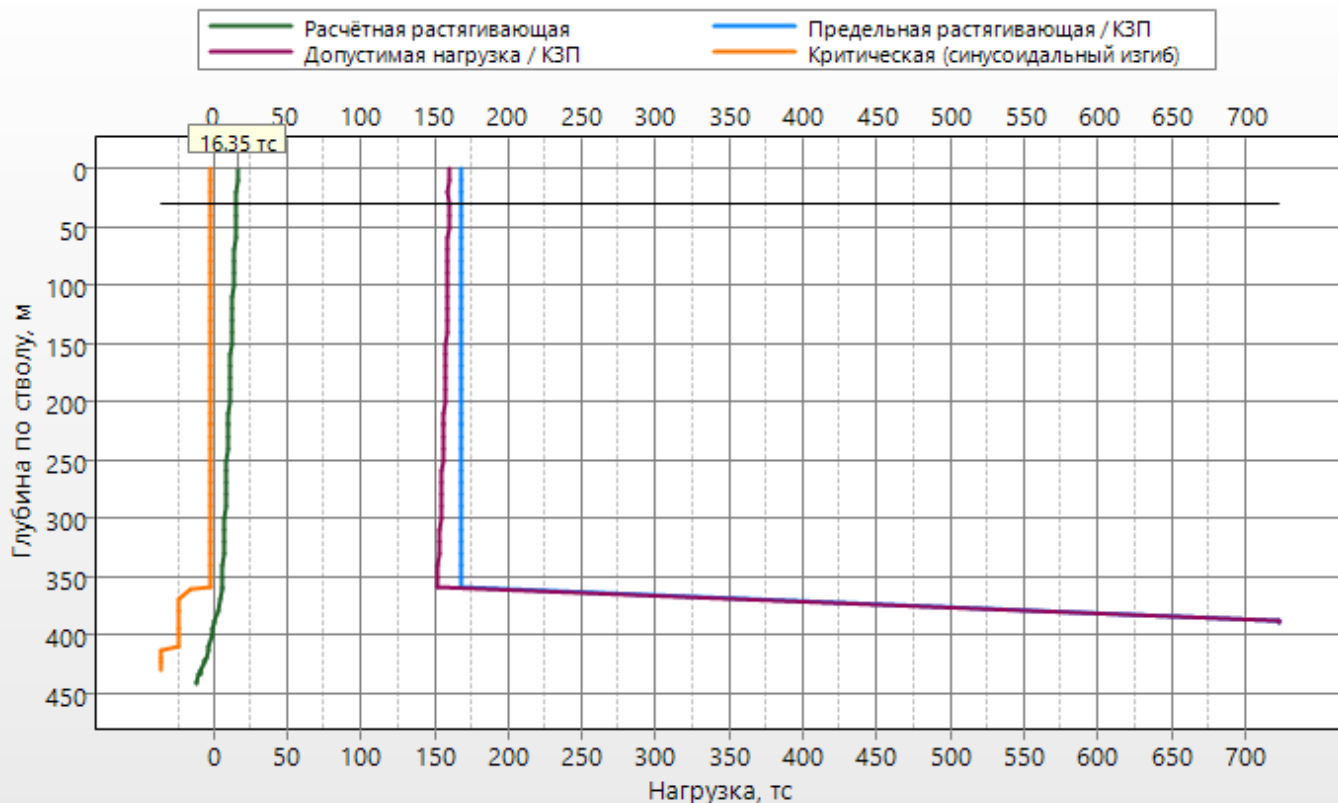
Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.14	Коеф. трения в обсадной колонне	0.25
Циркуляция бурового раствора	ДА	Коеф. трения в открытом стволе	0.35
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	20.0 / 12.0 / 60.0	Уточняющий коеф. для расчёта нагрузки	1.15
Скорость бурения, м/ч	10	Уточняющий коеф. для расчёта момента	1
Скорость вращения, об/мин	60	Коеф. запаса по моменту свинчивания	1
Нагрузка на долото, тс	12	Длина бурильной трубы между замками, м	9
Момент на долоте, кН·м	2.0		

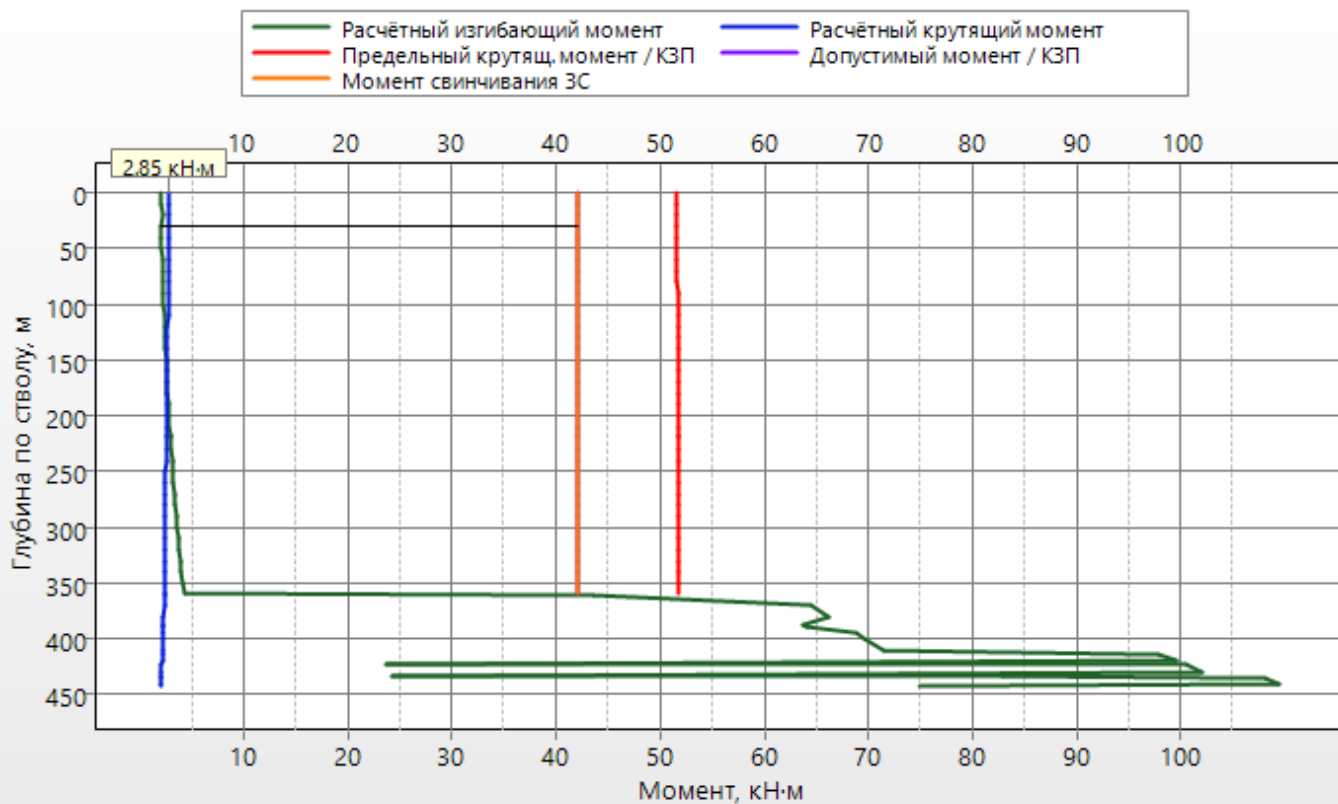
Обобщённые результаты

Опер.	Потеря устойчив.	Нагрузка на устье, тс		КЗ по статической прочности			Операция	Потеря устойчив. Баклинг	Нагрузка на устье, тс		Крутящ. момент на устье, кН·м			КЗ по статической прочности		
		расчётн.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП			расч.	допуст.	расч.	свинчив.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП
Подъём	Нет	29.81	179.32	8.426	1.4	0	Подъём с вращением	Нет	28.35	165.29	0.68	42.06	42.06	8.236	1.5	0
Спуск	Нет	29.81	179.32	8.426	1.4	0	Спуск с вращением	Нет	28.35	165.29	0.68	42.06	42.06	8.236	1.5	0
Бур. турбин.	Нет	16.35	179.31	10	1.4	0	Вращ. над забоем	Нет	28.35	162.75	0.84	42.06	42.06	7.598	1.5	0
							Бурение роторное	Нет	16.35	159.44	2.85	42.06	42.06	9.786	1.5	0

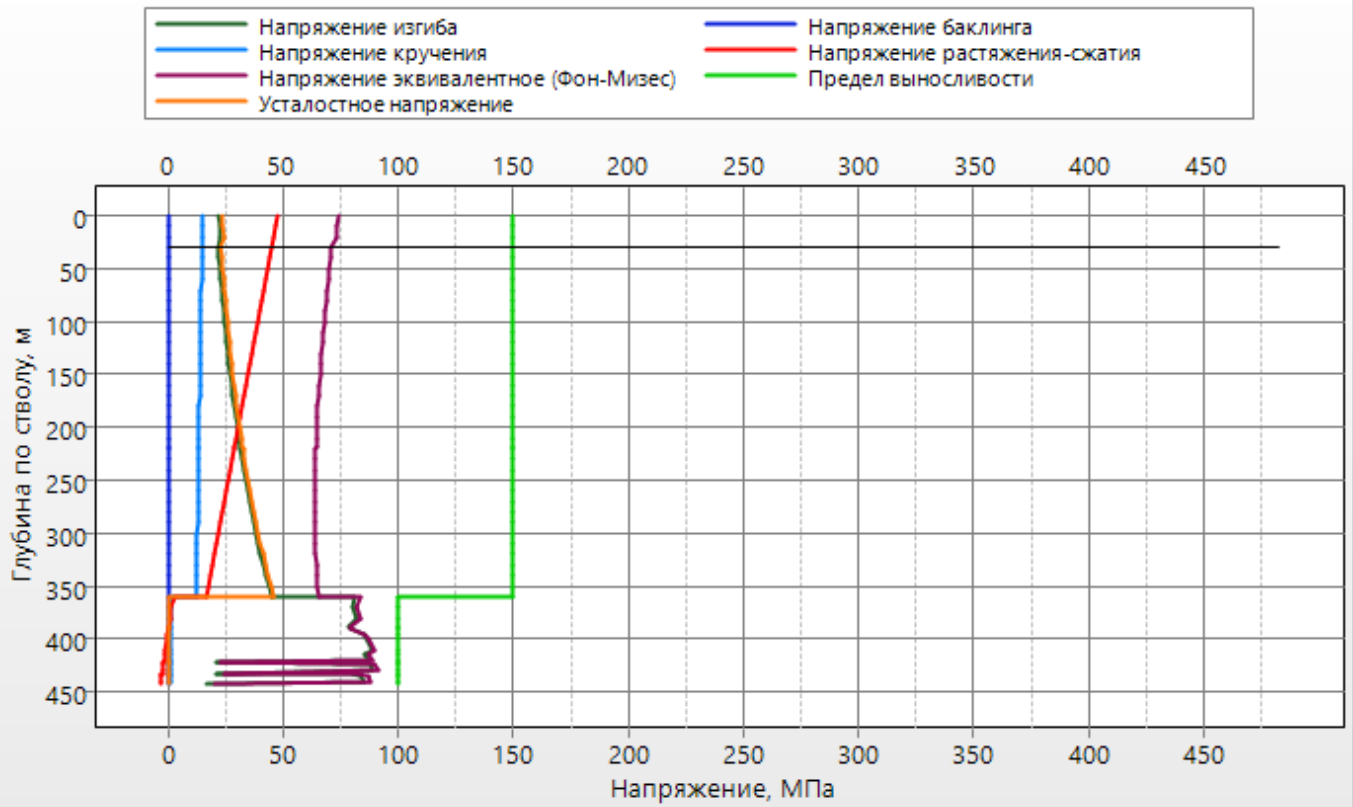
Нагрузки при операции Бурение роторное



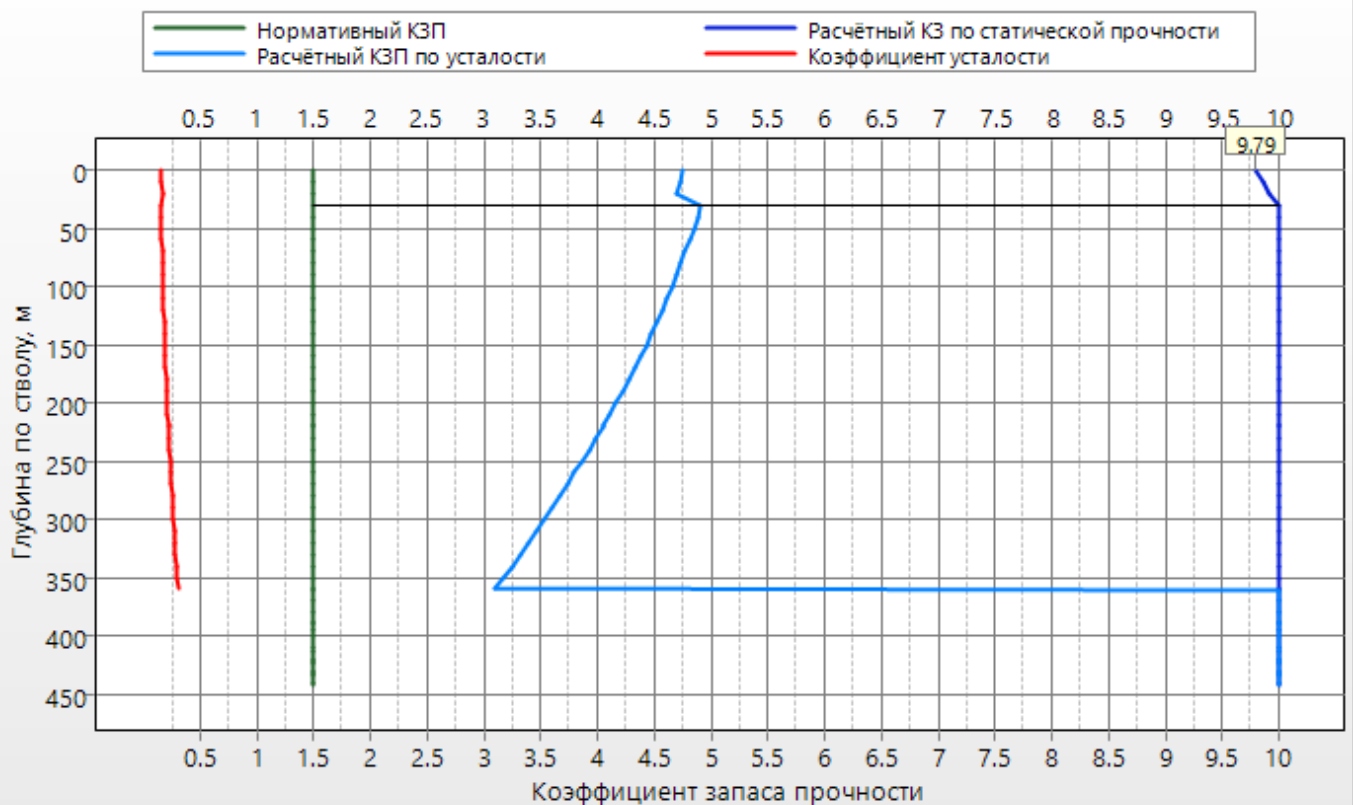
Моменты при операции Бурение роторное



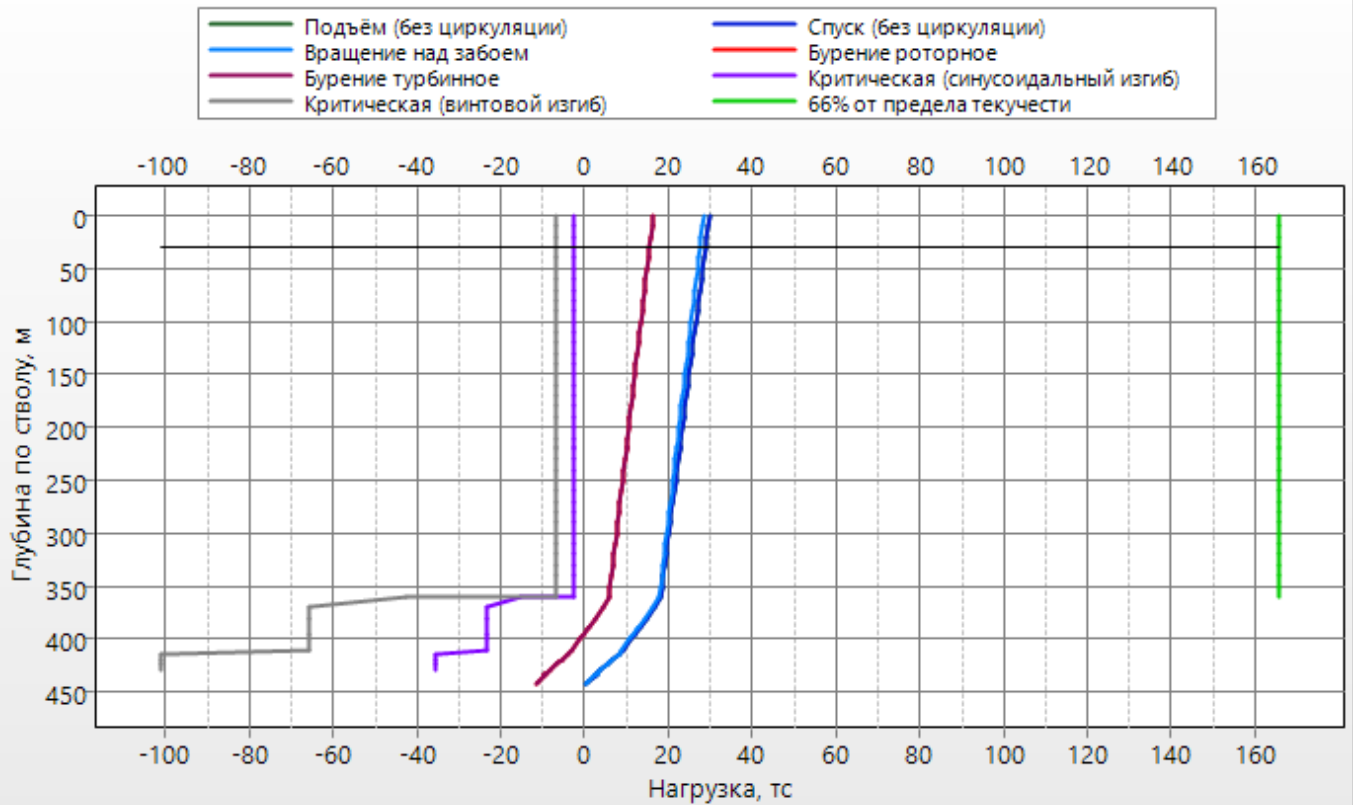
Напряжения при операции Бурение роторное



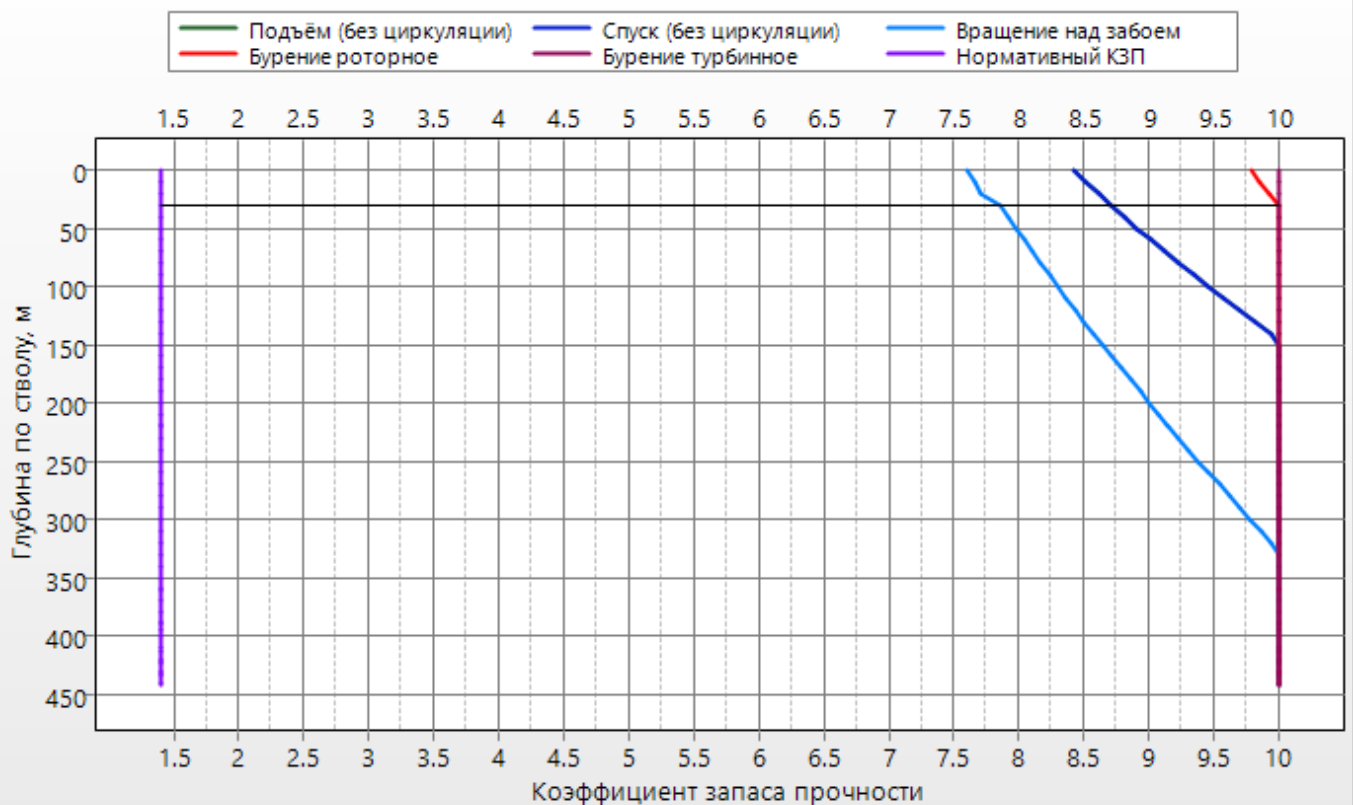
КЗП при операции Бурение роторное



Нагрузки для всех операций



КЗП для всех операций











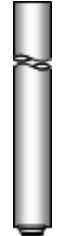

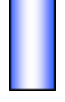
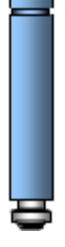

Проверка бурильной колонны на прочность

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 443-961 м Тип расчёта: Бурение роторное

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
13		БТ IEU 127x9,19 G NC50 (168-83) 127 x 9.19 мм 25.14 тн (33.0 кг/м)	762 м глуб. 0.0 сум. 961.0 49.82 тн	31.77 163.01 тс 8.48 42.06 кН·м КЗП = 5.81 1.50
12		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 4.21 тн (78.0 кг/м)	54.0 м глуб. 761.9 сум. 199.1 24.68 тн	9.44 340.81 тс 7.52 38.16 кН·м КЗП > 10
11		Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172) 172 (70) мм 800.0 кг (108.1 кг/м)	7.40 м глуб. 815.9 сум. 145.1 20.47 тн	5.48 491.47 тс 7.45 кН·м КЗП > 10
10		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 4.21 тн (78.0 кг/м)	54.0 м глуб. 823.3 сум. 137.7 19.67 тн	4.73 340.81 тс 7.43 38.16 кН·м КЗП > 10
9		УБТЕЛ-178 177.8 (71) мм 4.14 тн (153.2 кг/м)	27.0 м глуб. 877.3 сум. 83.7 15.45 тн	0.77 тс 7.36 кН·м КЗП > 10
8		УБТЕЛ-203 203.2 (80) мм 5.38 тн (199.2 кг/м)	27.0 м глуб. 904.3 сум. 56.7 11.32 тн	-3.17 тс 7.29 кН·м КЗП > 10
7		Калибратор КЛС 390,7 203 (70) мм 360.0 кг (327.3 кг/м)	1.10 м глуб. 931.3 сум. 29.7 5.94 тн	-8.32 тс 7.20 кН·м КЗП > 10
6		НУБТ-203 203.2 (71.4) мм 1.98 тн (220.3 кг/м)	9.00 м глуб. 932.4 сум. 28.6 5.58 тн	-8.67 тс 7.20 кН·м КЗП > 10

5		ЗТС-203 203 мм 870.0 кг (91.6 кг/м)	9.50 м глуб. 941.4 сум. 19.6 3.60 тн	-10.57 тс 7.17 кН·м КЗП > 10
4		Калибратор КЛС 390,7 203 (70) мм 360.0 кг (327.3 кг/м)	1.10 м глуб. 950.9 сум. 10.1 2.73 тн	-11.38 тс 7.14 кН·м КЗП > 10
3		Клапан обратный КОБ-240РС 220 (74) мм 167.0 кг (208.8 кг/м)	0.80 м глуб. 952.0 сум. 9.0 2.37 тн	-11.73 тс 7.13 кН·м КЗП > 10
2		ДРУ-240 240 мм 1850.0 кг (239.1 кг/м)	7.74 м глуб. 952.8 сум. 8.2 2.20 тн	-11.89 тс 7.13 кН·м КЗП > 10
1		393,7 GT65DRMs 393.7 мм 350.0 кг (760.9 кг/м)	0.46 м глуб. 960.5 сум. 0.5 0.35 тн	-13.66 тс 7.10 кН·м КЗП > 10

кважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр, мм	Тип	Жёсткость на изгиб EI, кН·м ²
БАТРН 425,5x10 К55	0	443	405.5	Обсадная колонна	59189
J3	443	542	482.2	Открытый ствол	
J1+2	542	748	431.3	Открытый ствол	
T2+3	748	961	448.9	Открытый ствол	

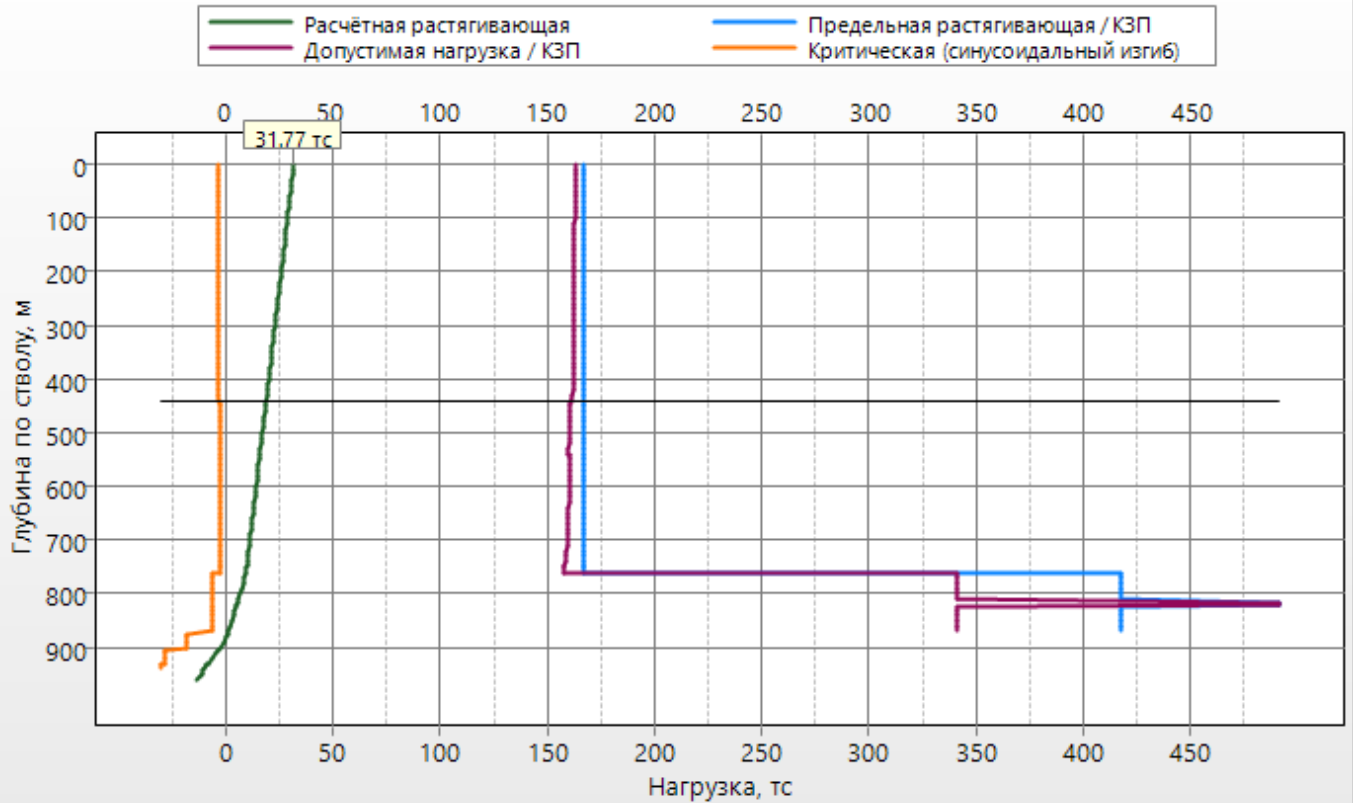
Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.2	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
Циркуляция бурового раствора	ДА	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	25.0 / 14.4 / 55.3	Уточняющий коэф. для расчёта нагрузки	1.15
Скорость бурения, м/ч	22	Уточняющий коэф. для расчёта момента	1
Скорость вращения, об/мин	60	Коэф. запаса по моменту свинчивания	1
Нагрузка на долото, тс	14	Длина бурильной трубы между замками, м	9
Момент на долоте, кН·м	7.1		

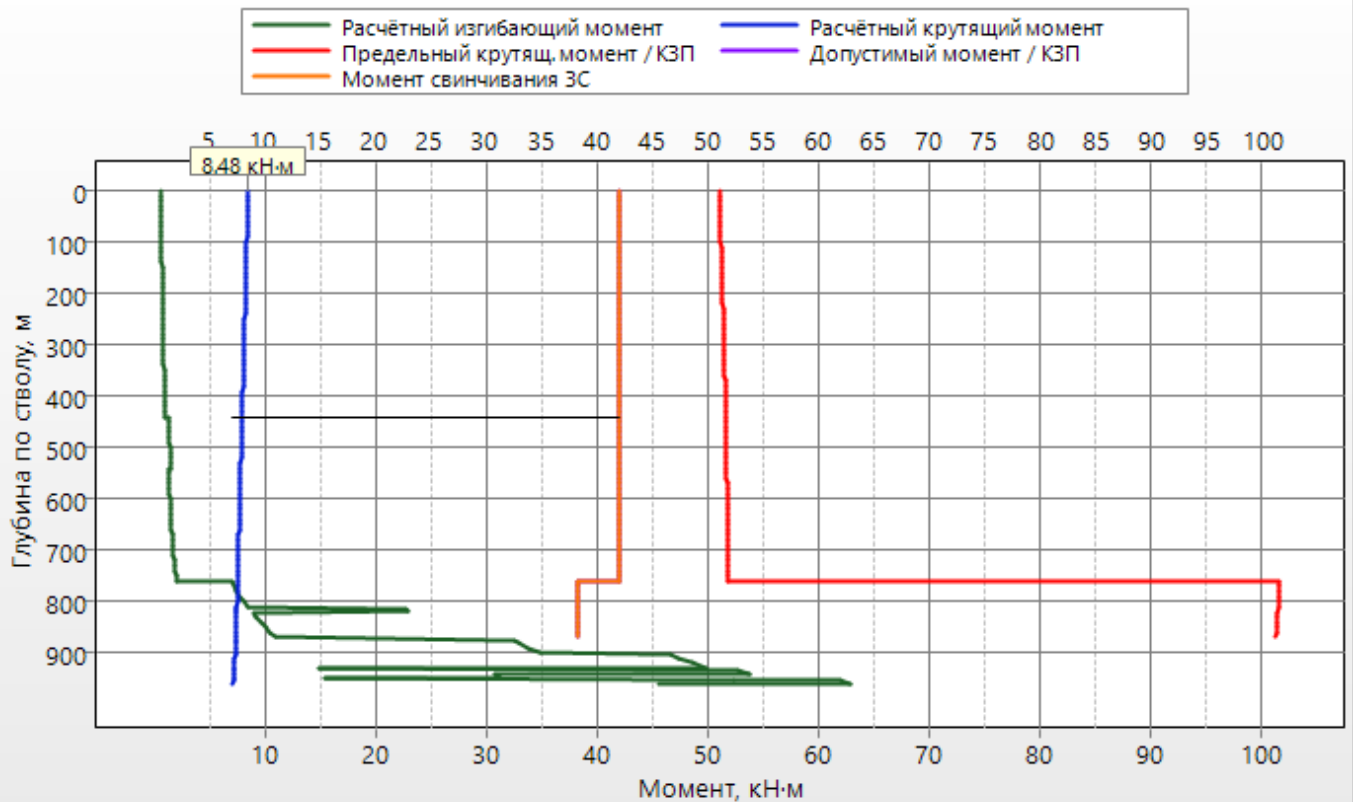
Обобщённые результаты

Опер.	Потеря устойчив.	Нагрузка на устье, тс		КЗ по статической прочности			Операция	Потеря устойчив. Бакиннг	Нагрузка на устье, тс		Крутящ. момент на устье, кН·м			КЗ по статической прочности		
		расчётн.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП			расч.	допуст.	расч.	свинчив.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП
Подъём	Нет	48.54	179.32	5.175	1.4	0	Подъём с вращением	Нет	45.77	166.64	1.13	42.06	42.06	5.39	1.5	0
Спуск	Нет	48.54	179.32	5.175	1.4	0	Спуск с вращением	Нет	45.77	166.64	1.13	42.06	42.06	5.39	1.5	0
Бур. турбин.	Нет	31.77	178.65	7.1	1.4	0	Вращ. над забоем	Нет	45.77	165.76	1.39	42.06	42.06	5.286	1.5	0
							Бурение роторное	Нет	31.77	163.01	8.48	42.06	42.06	5.809	1.5	0

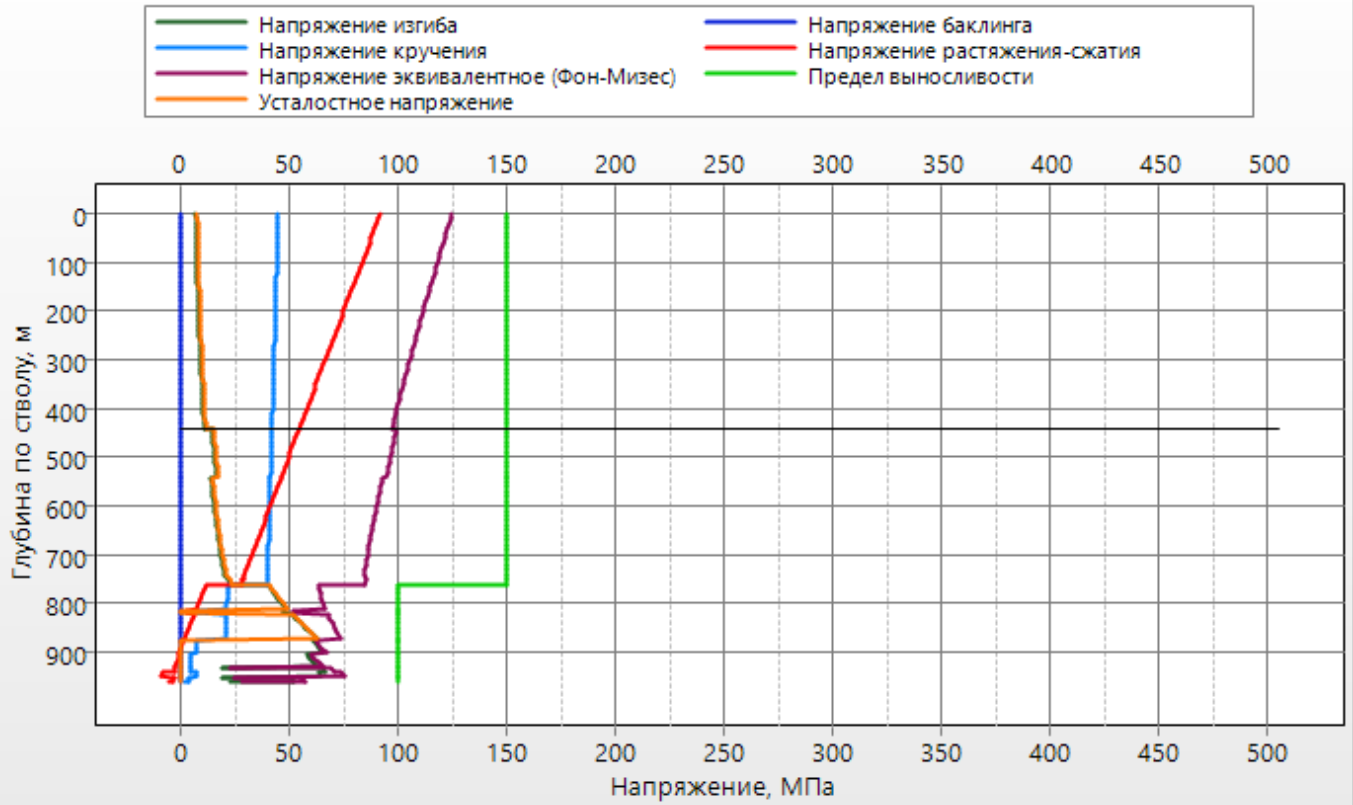
Нагрузки при операции Бурение роторное



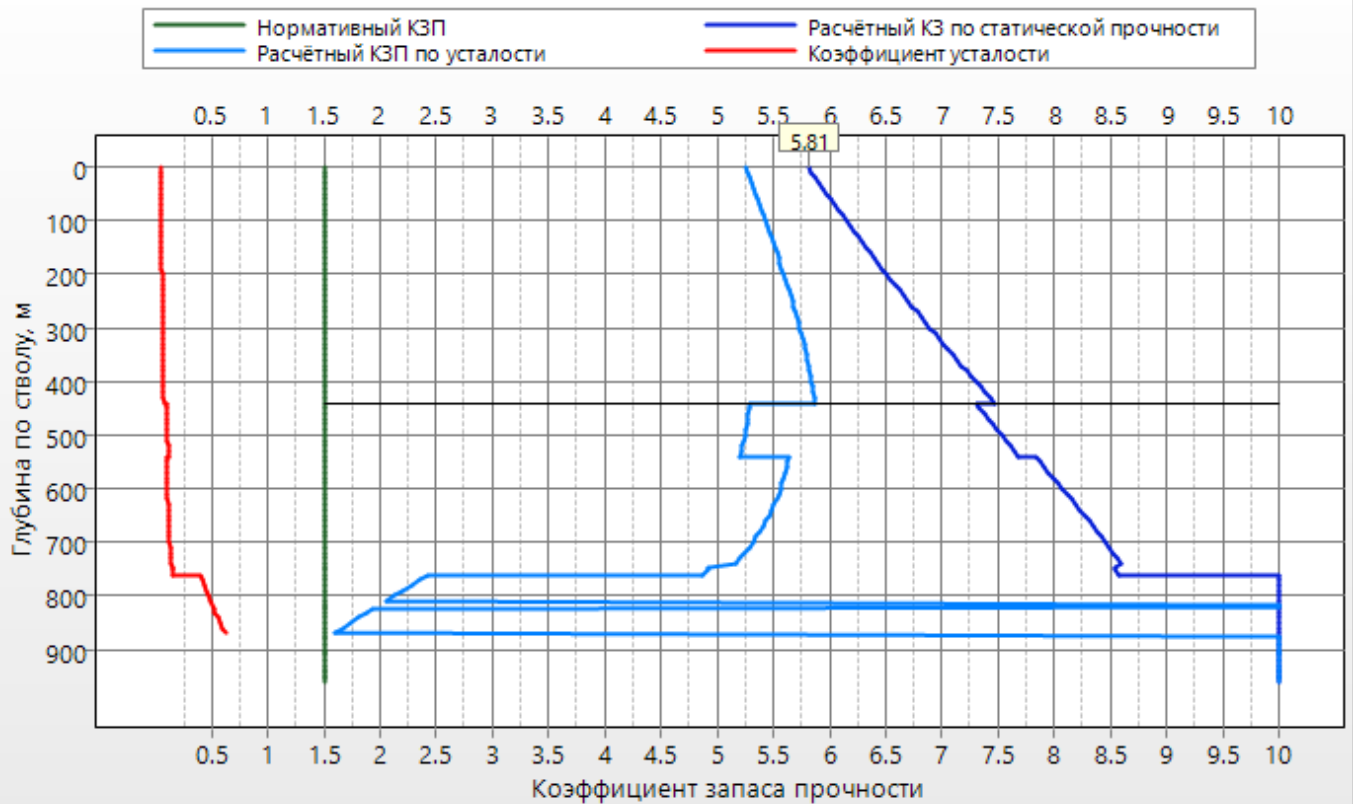
Моменты при операции Бурение роторное



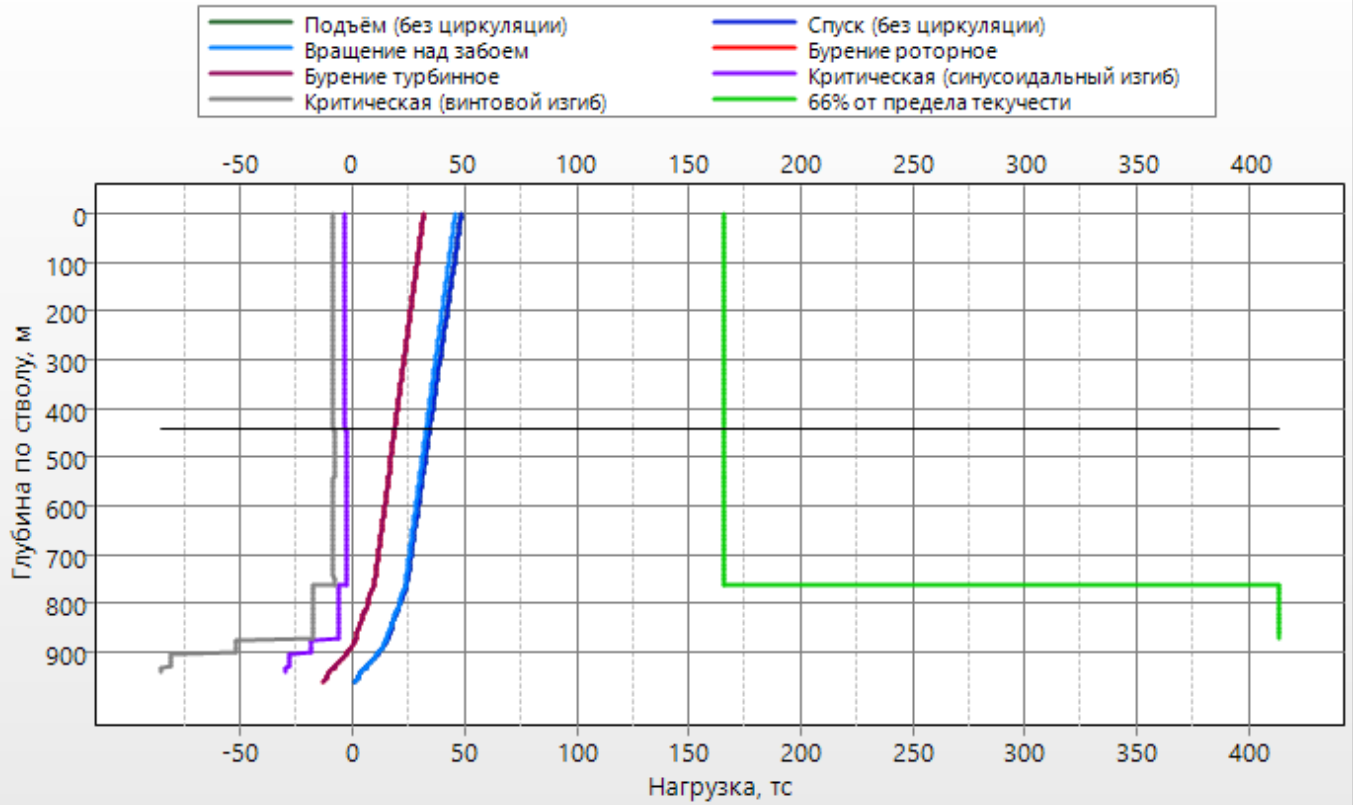
Напряжения при операции Бурение роторное



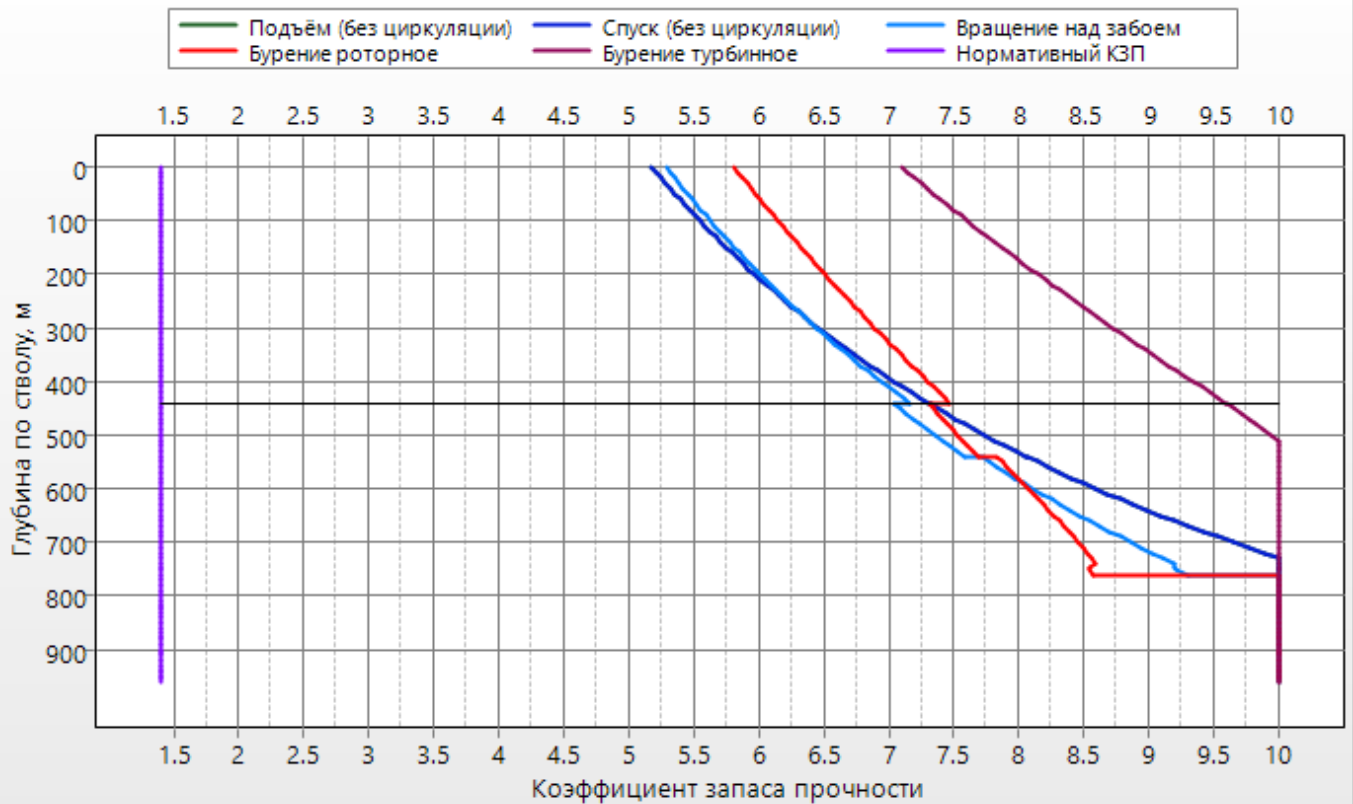
КЗП при операции Бурение роторное



Нагрузки для всех операций



КЗП для всех операций











Проверка бурильной колонны на прочность


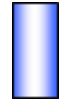
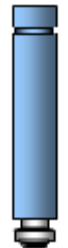

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 961-1897 м Тип расчёта: Бурение роторное

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
12		БТ IEU 127x9,19 G NC50 (168-83) 127 x 9.19 мм 55.48 тн (33.0 кг/м)	1681 м глуб. 0.0 сум. 1897.3 79.80 тн	56.33 162.80 тс 11.88 42.06 кН·м КЗП = 3.70 1.50
11		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 4.21 тн (78.0 кг/м)	54.0 м глуб. 1681.3 сум. 216.0 24.32 тн	7.83 340.81 тс 8.12 38.16 кН·м КЗП > 10
10		Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172) 172 (70) мм 800.0 кг (108.1 кг/м)	7.40 м глуб. 1735.3 сум. 162.0 20.11 тн	4.07 491.47 тс 7.88 кН·м КЗП > 10
9		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 6.32 тн (78.0 кг/м)	81.0 м глуб. 1742.7 сум. 154.6 19.31 тн	3.35 340.81 тс 7.82 38.16 кН·м КЗП > 10
8		УБТЕЛ-178 177.8 (71) мм 4.14 тн (153.2 кг/м)	27.0 м глуб. 1823.7 сум. 73.6 12.99 тн	-2.30 тс 7.47 кН·м КЗП > 10
7		УБТЕЛ-203 203.2 (80) мм 3.59 тн (199.2 кг/м)	18.0 м глуб. 1850.7 сум. 46.6 8.85 тн	-6.03 тс 7.15 кН·м КЗП > 10
6		НУБТ-203 203.2 (71.4) мм 1.98 тн (220.3 кг/м)	9.00 м глуб. 1868.7 сум. 28.6 5.27 тн	-9.27 тс 6.83 кН·м КЗП > 10
5		ЗТС-203 203 (71) мм 870.0 кг (91.6 кг/м)	9.50 м глуб. 1877.7 сум. 19.6 3.28 тн	-11.06 тс 6.65 кН·м КЗП > 10

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	
4		Калибратор КЛС 292,3 203 (70) мм 310.0 кг (281.8 кг/м)	1.10 м глуб. 1887.2 сум. 10.1 2.41 тн	-11.83 тс 6.57 кН·м КЗП > 10	
3		Клапан обратный КОБ-240РС 220 (74) мм 167.0 кг (208.8 кг/м)	0.80 м глуб. 1888.3 сум. 9.0 2.10 тн	-12.11 тс 6.54 кН·м КЗП > 10	
2		ДРУ-240 (корпус. центратор 289 мм) 240 мм 1850.0 кг (239.1 кг/м)	7.74 м глуб. 1889.1 сум. 8.2 1.94 тн	-12.27 тс 6.53 кН·м КЗП > 10	
1		295,3 GT55WRMs 295.3 мм 88.0 кг (209.5 кг/м)	0.42 м глуб. 1896.9 сум. 0.4 0.09 тн	-13.93 тс 6.33 кН·м КЗП > 10	

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр, мм	Тип	Жёсткость на изгиб EI, кН·м ²
БАТРН 323,9x9,5 L80	0	961	304.9	Обсадная колонна	24370
T2+3	961	1202.7	336.7	Открытый ствол	
T2an	1202.7	1369.3	336.7	Открытый ствол	
T1hr	1369.3	1459.4	336.7	Открытый ствол	
T1cb	1459.4	1684.1	336.7	Открытый ствол	
T!-I	1684.1	1704.8	336.7	Открытый ствол	
T1cb	1704.8	1706.8	336.7	Открытый ствол	
P2	1706.8	1897.3	323.5	Открытый ствол	
P1k	1897.3	1897.3	323.5	Открытый ствол	

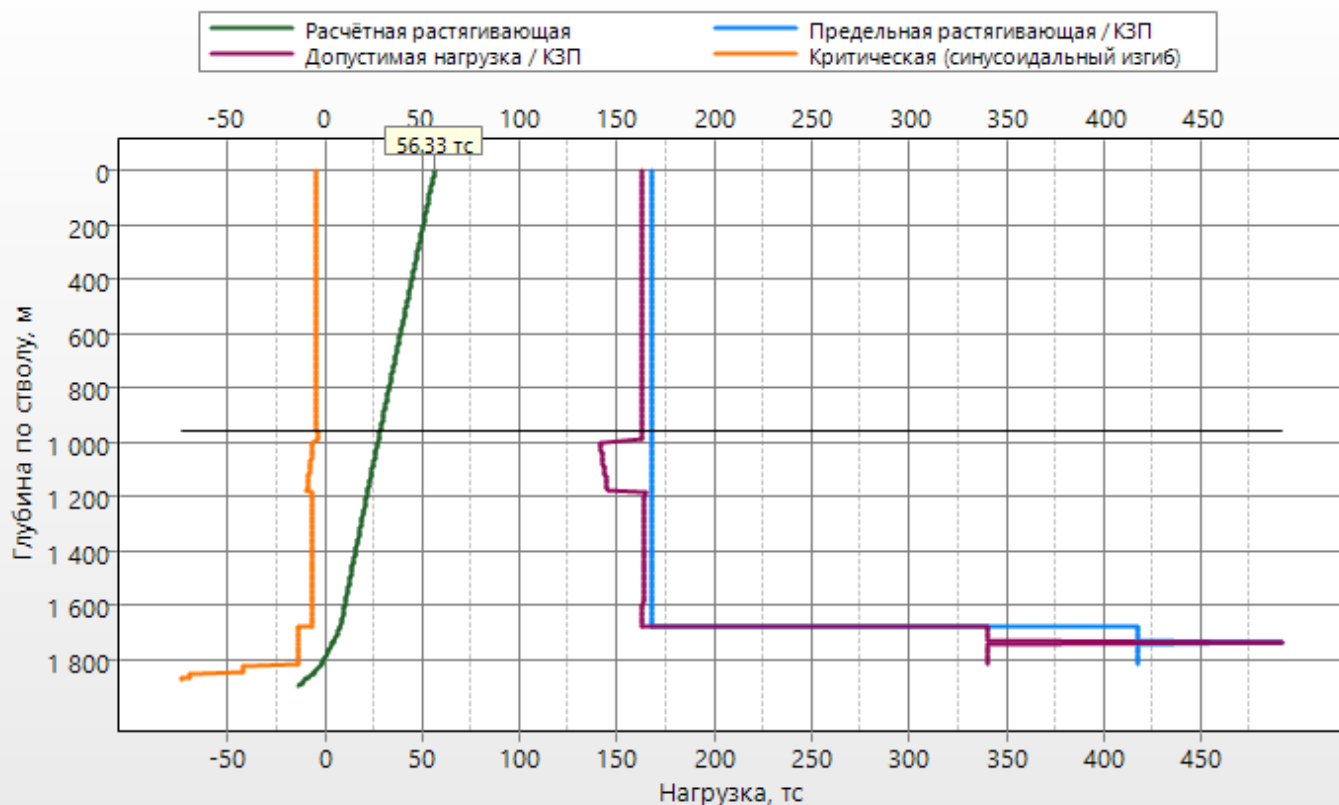
Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.37	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
Циркуляция бурового раствора	ДА	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	45.0 / 14.4 / 52.6	Уточняющий коэф. для расчёта нагрузки	1.15
Скорость бурения, м/ч	22	Уточняющий коэф. для расчёта момента	1
Скорость вращения, об/мин	40	Коэф. запаса по моменту свинчивания	1
Нагрузка на долото, тс	14	Длина бурильной трубы между замками, м	9
Момент на долоте, кН·м	6.3		

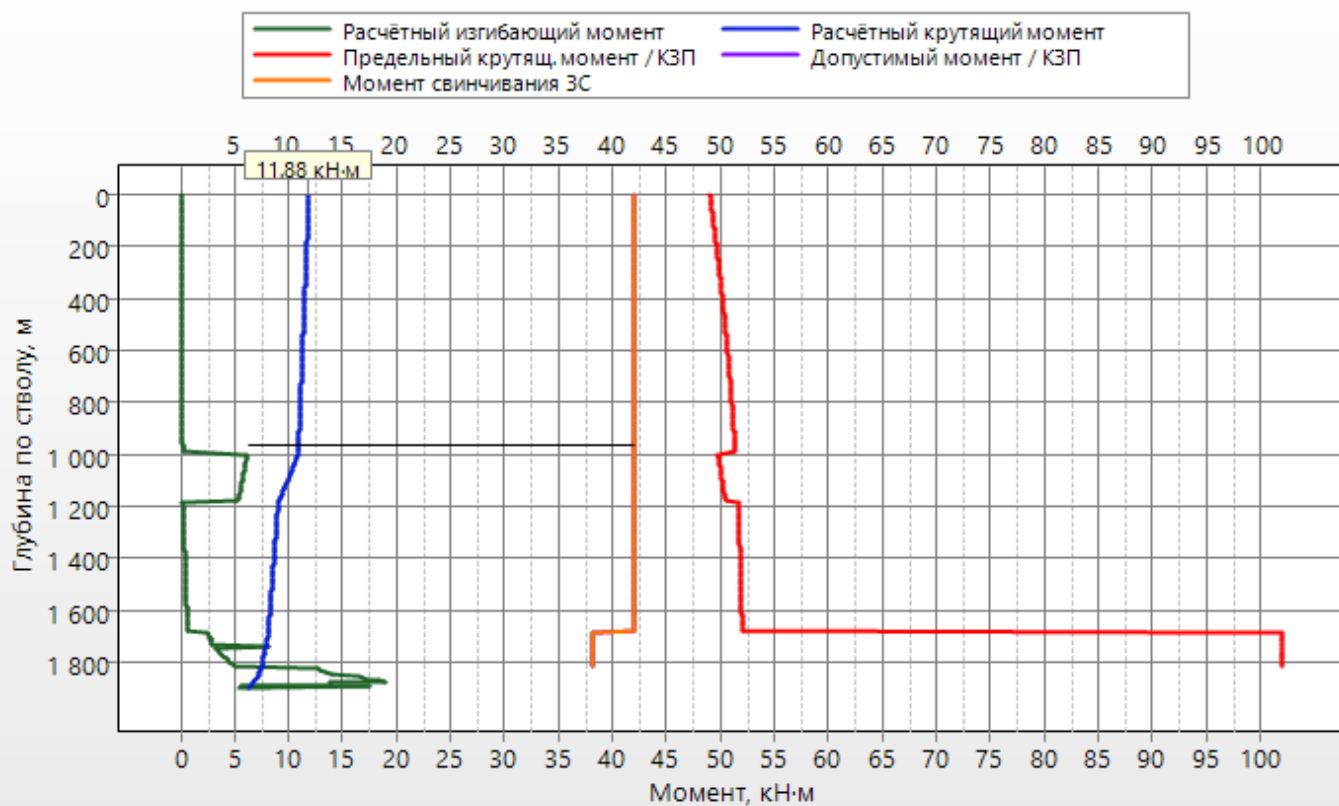
Обобщённые результаты

Опер.	Потеря устойчив.	Нагрузка на устье, тс		КЗ по статической прочности			Операция	Потеря устойчив. Баклинг	Нагрузка на устье, тс		Крутящ. момент на устье, кН·м			КЗ по статической прочности		
		расчётн.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП			расч.	допуст.	расч.	свинчив.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП
Подъём	Нет	81.76	179.32	3.072	1.4	0	Подъём с вращением	Нет	75.55	166.57	4.34	42.06	42.06	3.261	1.5	0
Спуск	Нет	67.93	179.32	3.698	1.4	0	Спуск с вращением	Нет	65.83	166.6	4.07	42.06	42.06	3.73	1.5	0
Бур. турбин.	Нет	53.2	179.14	4.668	1.4	0	Вращ. над забоем	Нет	70.44	166.18	5.6	42.06	42.06	3.447	1.5	0
							Бурение роторное	Нет	56.33	162.8	11.88	42.06	42.06	3.698	1.5	0

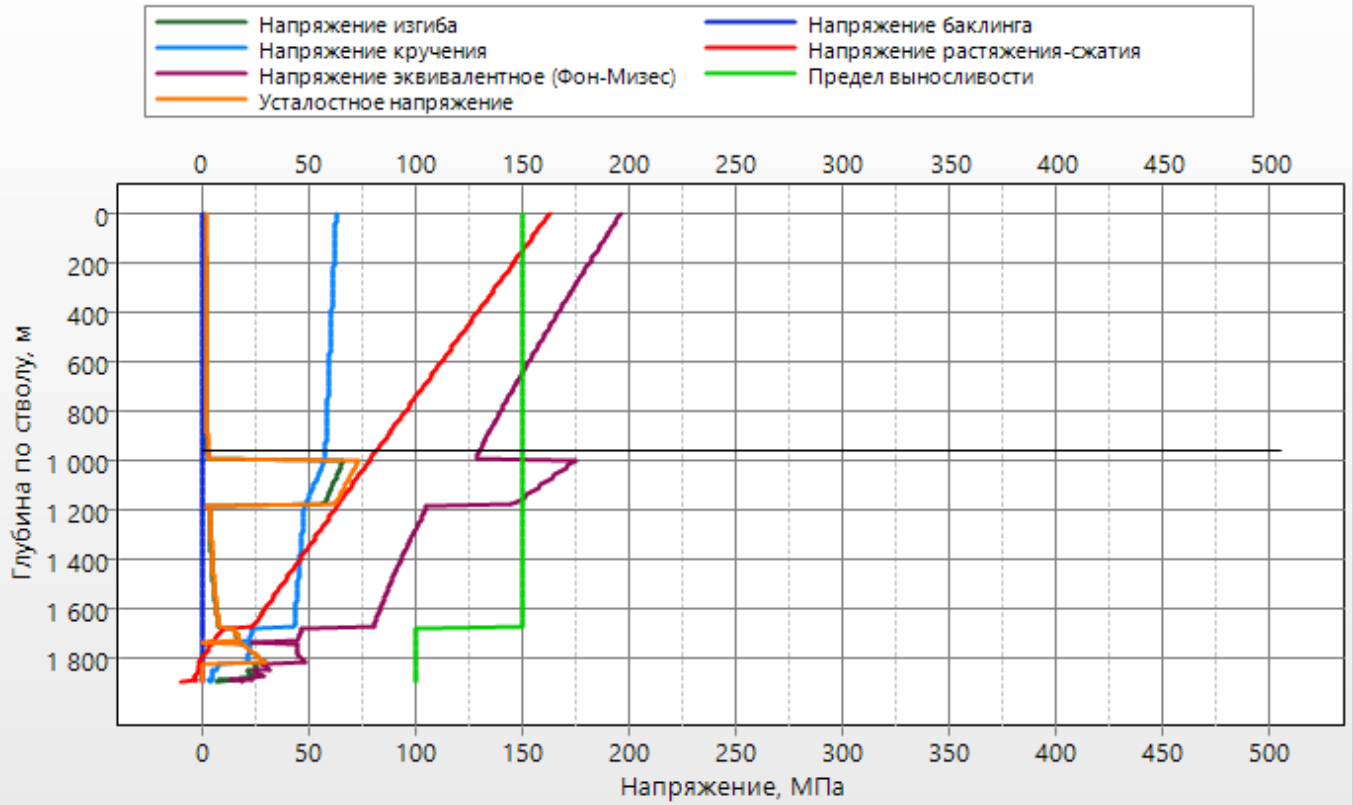
Нагрузки при операции Бурение роторное



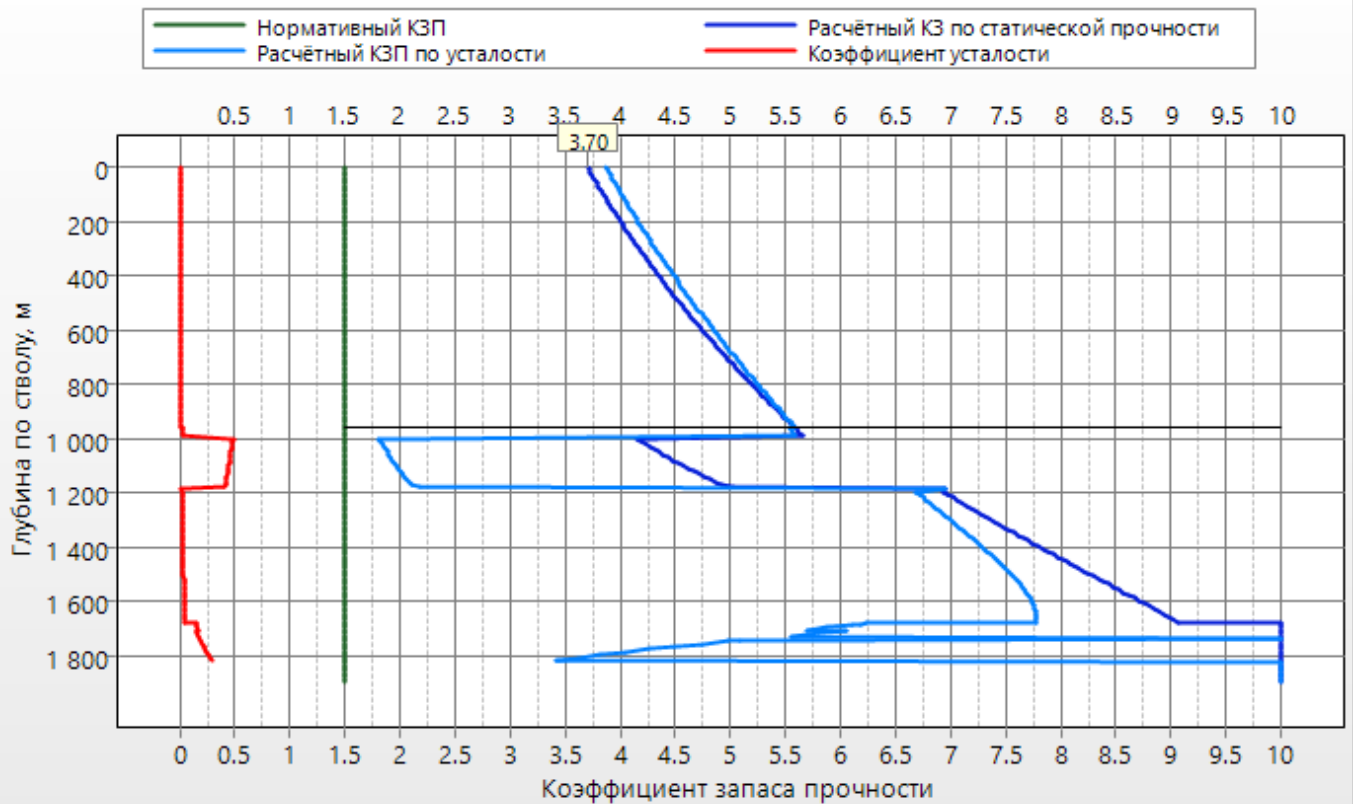
Моменты при операции Бурение роторное



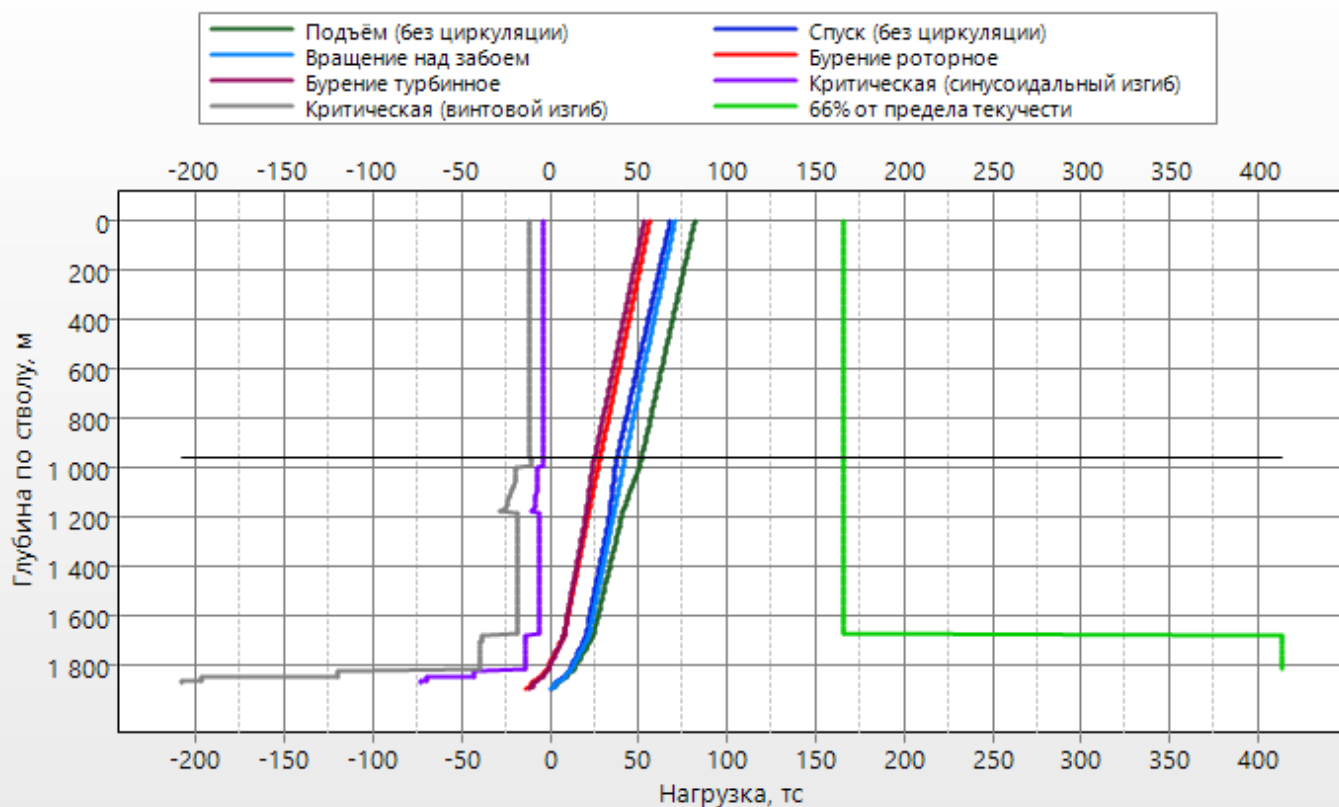
Напряжения при операции Бурение роторное



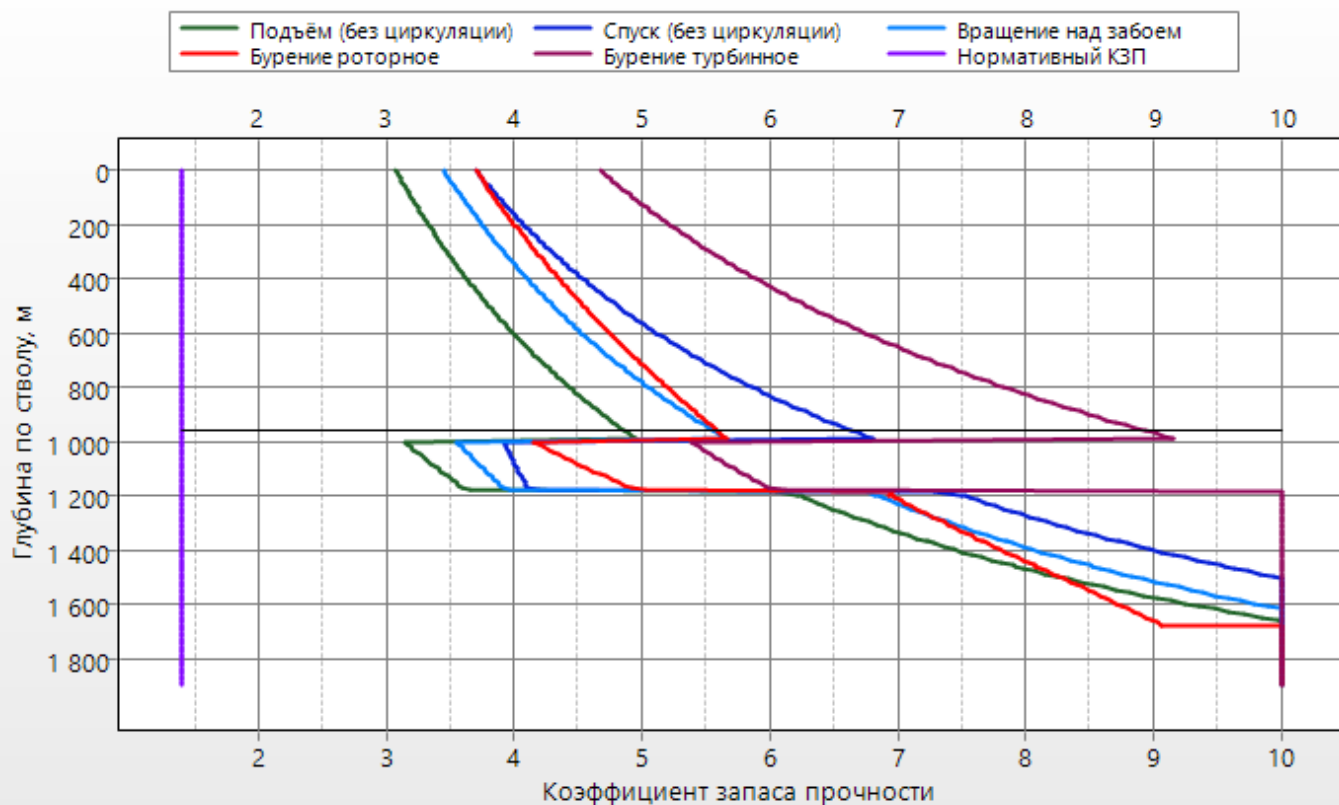
КЗП при операции Бурение роторное



Нагрузки для всех операций



КЗП для всех операций












Проверка бурильной колонны на прочность

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 1897-3802 м Тип расчёта: Бурение роторное

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
11		БТ IEU 127x9,19 G NC50 (168-83) 127 x 9.19 мм 117.15 тн (33.0 кг/м)	3550 м глуб. 0.0 сум. 3801.9 142.64 тн	116.53 160.84 тс 14.61 37.39 кН·м КЗП = 1.95 1.50
10		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 4.21 тн (78.0 кг/м)	54.0 м глуб. 3549.9 сум. 252.0 25.49 тн	10.37 340.81 тс 5.80 38.16 кН·м КЗП > 10
9		Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172) 172 (70) мм 800.0 кг (108.1 кг/м)	7.40 м глуб. 3603.9 сум. 198.0 21.28 тн	6.34 491.47 тс 5.77 кН·м КЗП > 10
8		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 8.42 тн (78.0 кг/м)	108 м глуб. 3611.3 сум. 190.6 20.48 тн	5.58 340.81 тс 5.77 38.16 кН·м КЗП > 10
7		УБТЕЛ-178 177.8 (71) мм 8.27 тн (153.2 кг/м)	54.0 м глуб. 3719.3 сум. 82.6 12.05 тн	-2.50 тс 5.73 кН·м КЗП > 10
6		НУБТ-178 177.8 (71.4) мм 1.45 тн (161.4 кг/м)	9.00 м глуб. 3773.3 сум. 28.6 3.78 тн	-10.43 тс 5.65 кН·м КЗП > 10
5		ЗТС-172 172 (71) мм 850.0 кг (88.5 кг/м)	9.60 м глуб. 3782.3 сум. 19.6 2.33 тн	-11.83 тс 5.64 кН·м КЗП > 10
4		Калибратор КЛС 217,2 178 (70) мм 190.0 кг (172.7 кг/м)	1.10 м глуб. 3791.9 сум. 10.0 1.48 тн	-12.63 тс 5.62 кН·м КЗП > 10
3		Клапан обратный КОБ-172РС 172 (67.7) мм 110.0 кг (141.0 кг/м)	0.78 м глуб. 3793.0 сум. 8.9	-12.82 тс 5.62 кН·м КЗП > 10

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент		Длина		Бурение роторное	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес		Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес		Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	
2		ДРУ-172 172 мм 1124.0 кг (145.8 кг/м)		1.29 тн 7.71 м глуб. 3793.8 сум. 8.1 1.18 тн		-12.92 тс 5.62 кН·м КЗП > 10	
1		219,1 GT65DNE 219.1 мм 52.0 кг (136.8 кг/м)		0.38 м глуб. 3801.5 сум. 0.4 0.05 тн		-14.00 тс 5.61 кН·м КЗП > 10	

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр, мм	Тип	Жёсткость на изгиб EI, кН·м ²
БАТРН 244,5x10,03 L80	0	1897.3	224.4	Обсадная колонна	10682
P1k	1897.3	2029.8	240.0	Открытый ствол	
P1ar	2029.8	2165.5	224.5	Открытый ствол	
P1a+s	2165.5	2208.9	224.5	Открытый ствол	
C2+3	2208.9	2302.1	224.5	Открытый ствол	
C1s2	2302.1	2343.5	221.3	Открытый ствол	
C1s1	2343.5	2434.6	221.3	Открытый ствол	
C1v2	2434.6	2674.8	221.3	Открытый ствол	
C1v1	2674.8	2747.3	221.3	Открытый ствол	
C1t	2747.3	2861.2	221.3	Открытый ствол	
D3fm2+3	2861.2	3149	221.3	Открытый ствол	
D3fm1	3149	3405.8	224.5	Открытый ствол	
D3f3 (ev+lv)	3405.8	3681.9	221.3	Открытый ствол	
D3f3(src+vt)	3681.9	3728.9	224.5	Открытый ствол	
D3f2dm	3728.9	3801.9	224.5	Открытый ствол	

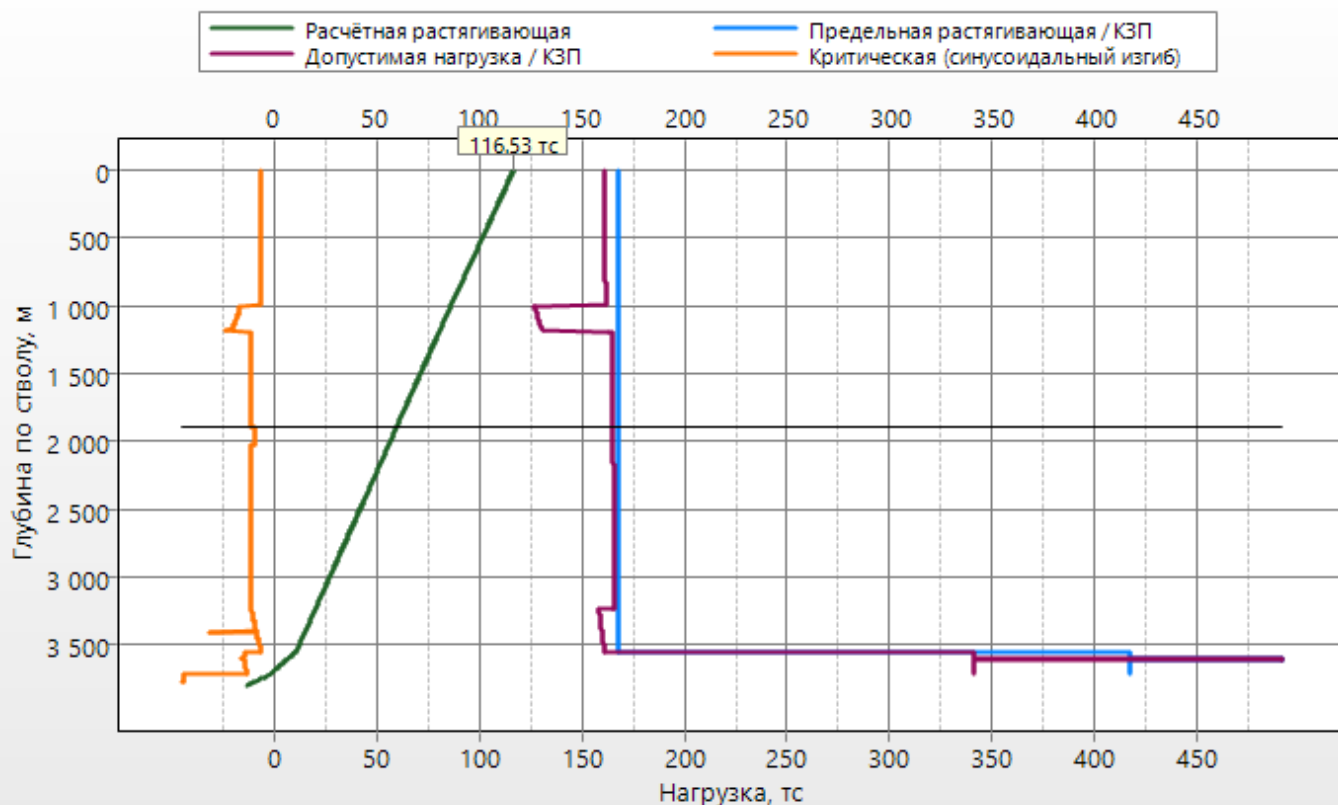
Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.16	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
Циркуляция бурового раствора	ДА	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	25.0 / 12.0 / 32.6	Уточняющий коэф. для расчёта нагрузки	1.15
Скорость бурения, м/ч	20	Уточняющий коэф. для расчёта момента	1
Скорость вращения, об/мин	40	Коэф. запаса по моменту свинчивания	1
Нагрузка на долото, тс	14	Длина бурильной трубы между замками, м	9
Момент на долоте, кН·м	5.6		

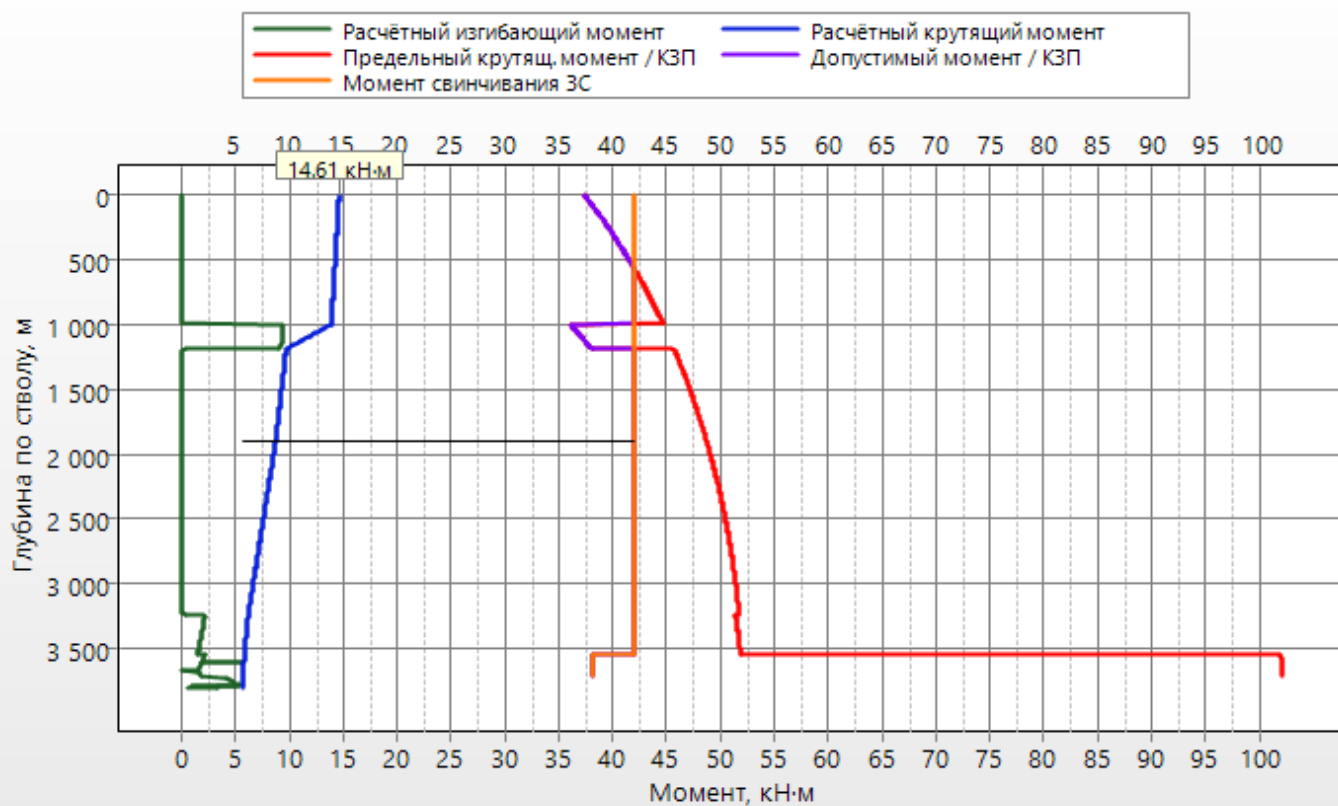
Обобщённые результаты

Опер.	Потеря устойчив.	Нагрузка на устье, тс		КЗ по статической прочности			Операция	Потеря устойчив. Баклинг	Нагрузка на устье, тс		Крутящ. момент на устье, кН·м			КЗ по статической прочности		
		расчётн.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП			расч.	допуст.	расч.	свинчив.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП
Подъём	Нет	153.31	179.32	1.638	1.4	0	Подъём с вращением	Нет	142.29	166.03	6.57	42.06	37.39	1.746	1.5	0
Спуск	Нет	123.09	179.32	1.985	1.4	1000	Спуск с вращением	Нет	120.27	166.23	6.02	42.06	37.39	1.989	1.5	1000
Бур. турбин.	Нет	104.96	179.32	2.333	1.4	1000	Вращ. над забоем	Нет	130.79	164.87	9.03	42.06	37.39	1.797	1.5	1000
							Бурение роторное	Нет	116.53	160.84	14.61	42.06	37.39	1.953	1.5	1000

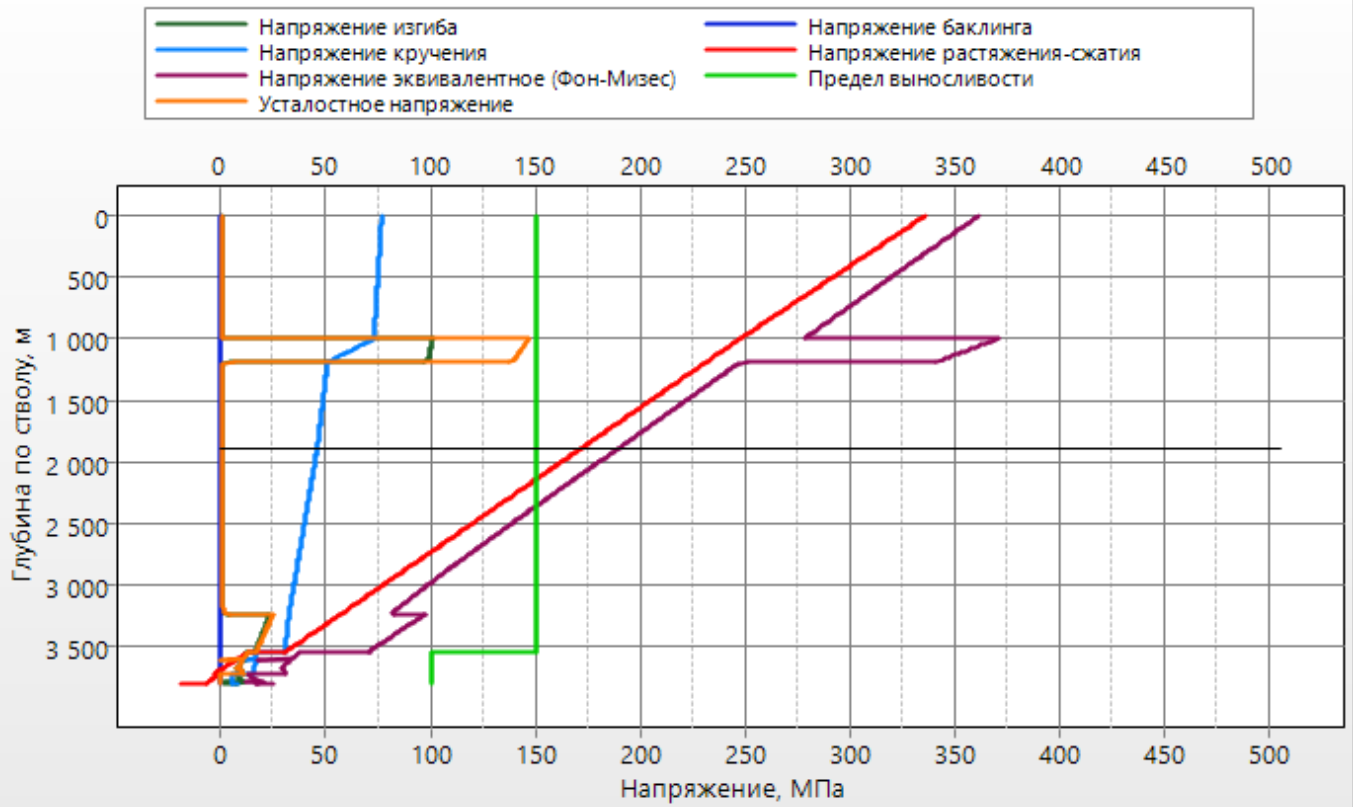
Нагрузки при операции Бурение роторное



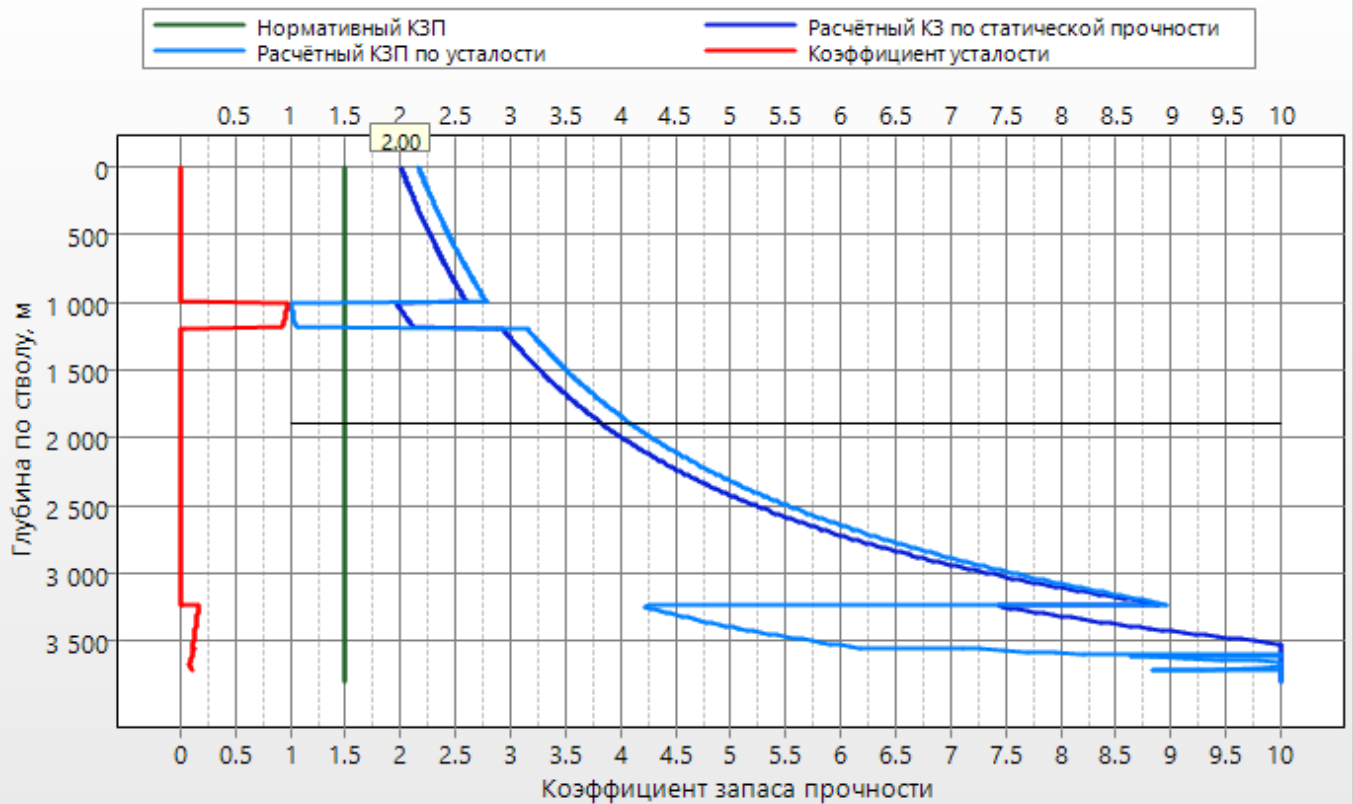
Моменты при операции Бурение роторное



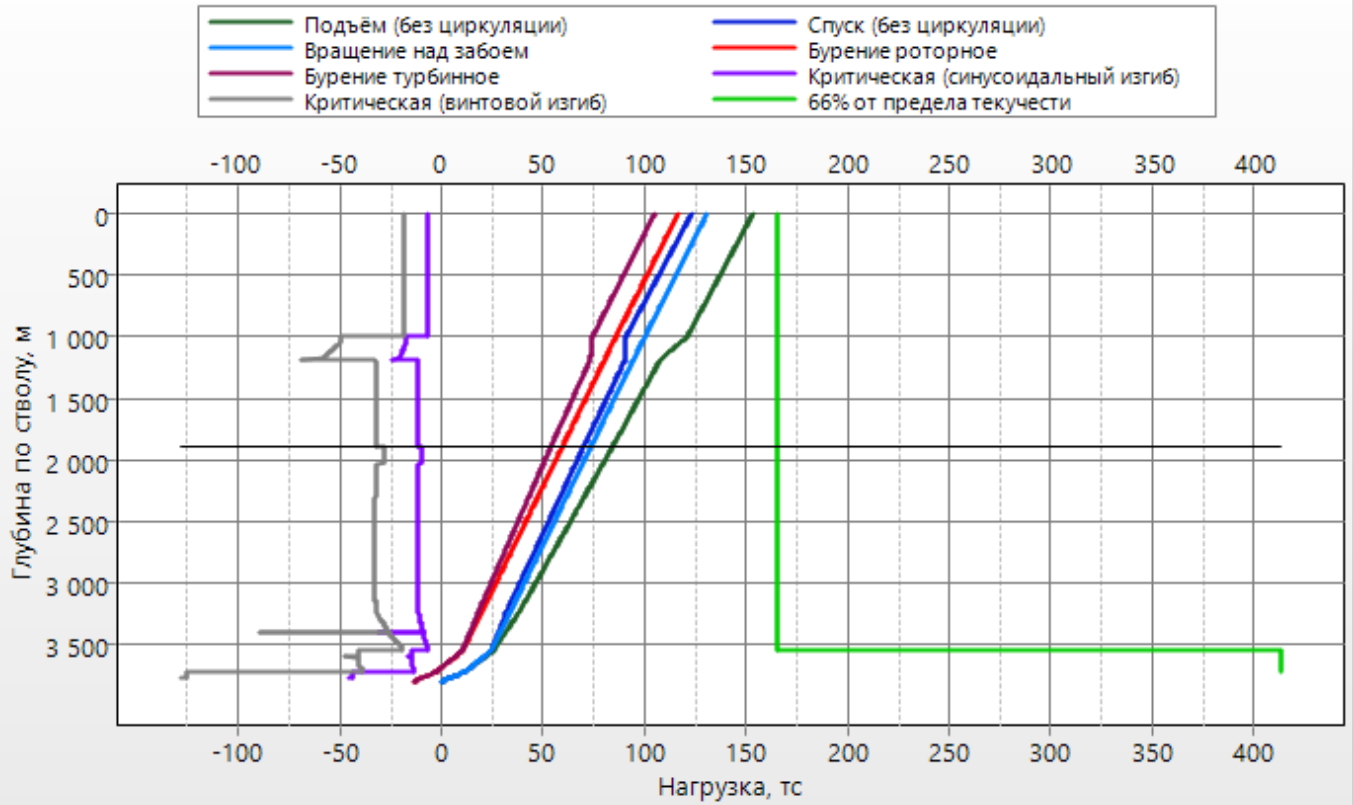
Напряжения при операции Бурение роторное



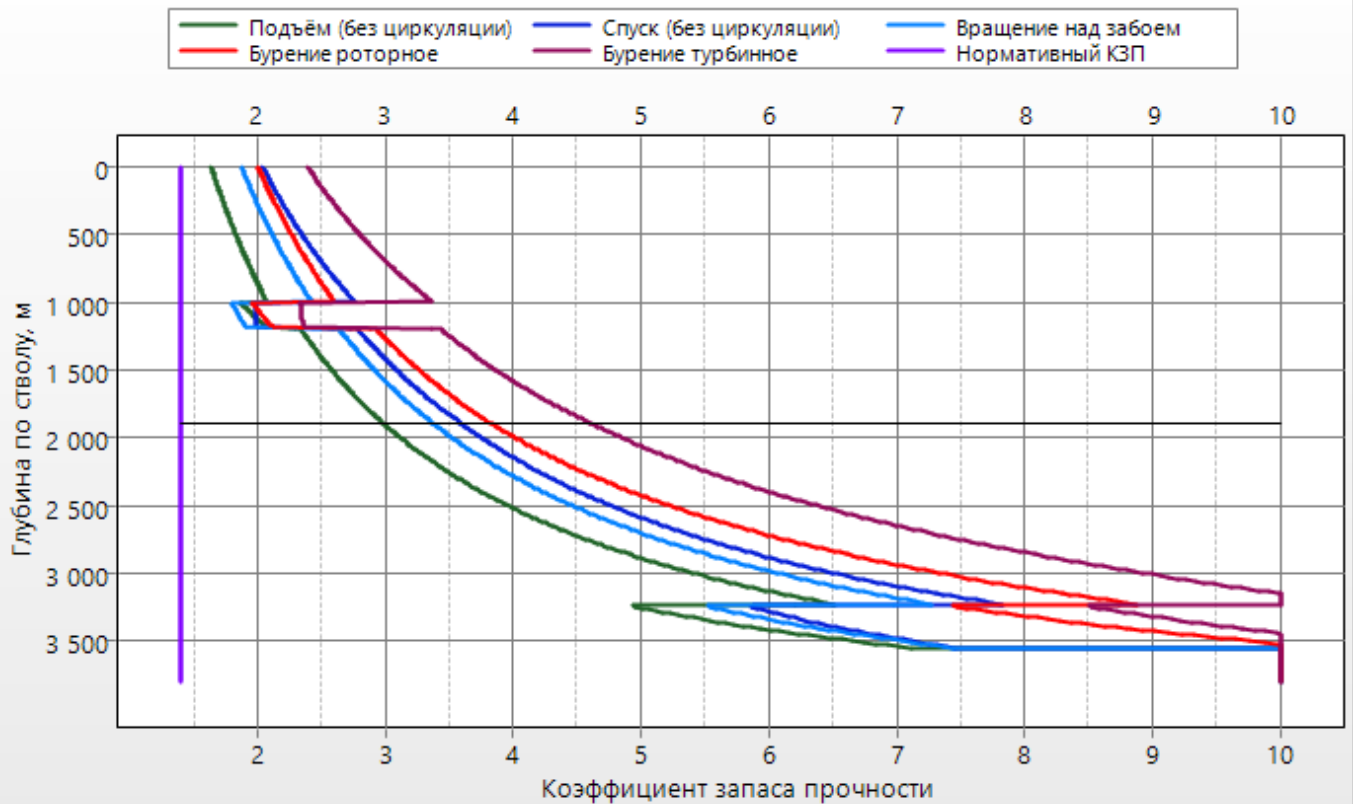
КЗП при операции Бурение роторное



Нагрузки для всех операций

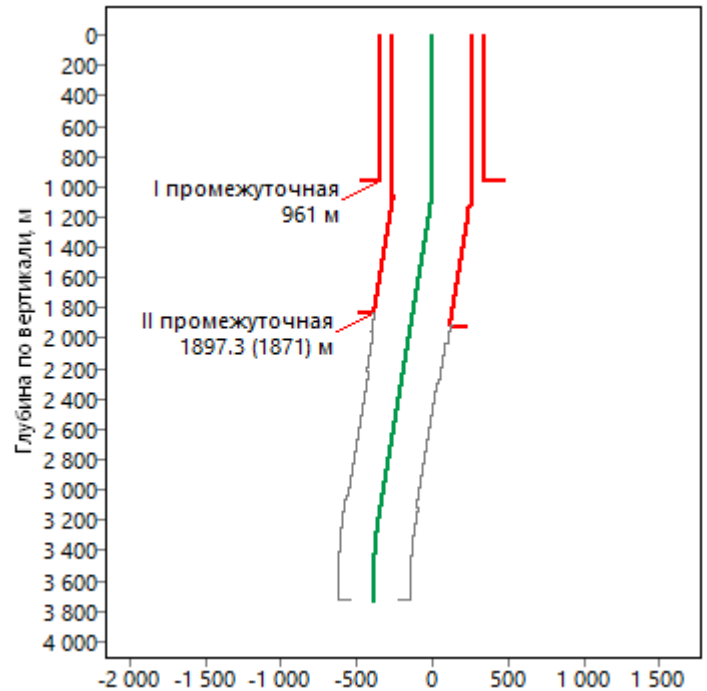
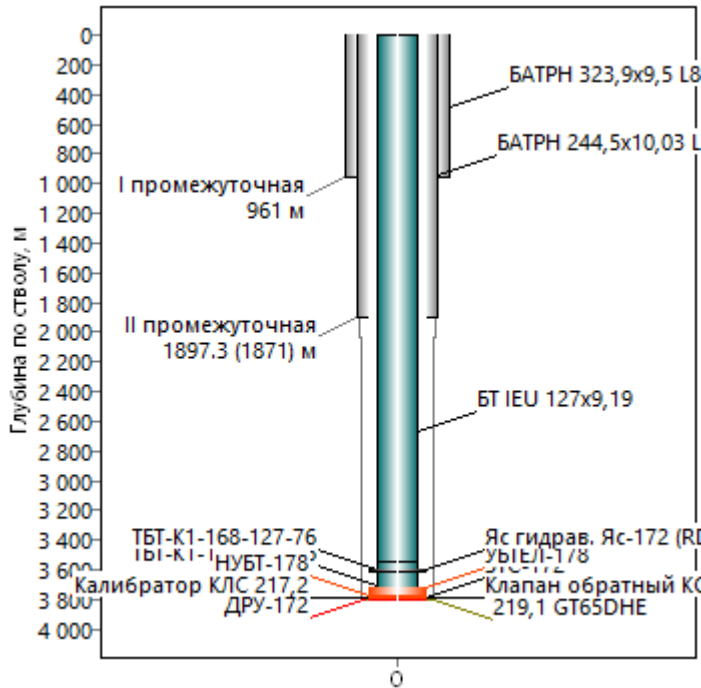


КЗП для всех операций




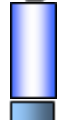




Анализ нагрузок и моментов для интервала 1897-3802 м

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)



№	Эскиз	Элемент Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Длина Глубина (верх) Сумм. длина	Бурение роторное		Подъём	
				Вес / Допустимый Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	Вес / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный		
11		БТ IEU 127x9,19 G NC50 (168-83) 127 x 9.19 мм 117.15 тн (33.0 кг/м)	3550 м глуб. 0.0 сум. 3801.9 142.64 тн	116.53 160.84 тс 14.61 37.39 кН·м КЗП = 1.95 1.50	153.31 179.32 тс КЗП = 1.64 1.40		
10		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 4.21 тн (78.0 кг/м)	54.0 м глуб. 3549.9 сум. 252.0 25.49 тн	10.37 340.81 тс 5.80 38.16 кН·м КЗП > 10	25.60 368.90 тс КЗП > 10		
9		Яс гидрав. Яс-172 (RDT-2НМ-172) 172 (70) мм 800.0 кг (108.1 кг/м)	7.40 м глуб. 3603.9 сум. 198.0 21.28 тн	6.34 491.47 тс 5.77 кН·м КЗП > 10	21.13 526.57 тс КЗП > 10		
8		ТБТ-К1-168-127-76 45ХГМА (758) NC50 (168-76) 127 x 25.4 мм 8.42 тн (78.0 кг/м)	108 м глуб. 3611.3 сум. 190.6 20.48 тн	5.58 340.81 тс 5.77 38.16 кН·м КЗП > 10	20.31 368.90 тс КЗП > 10		
7		УБТЕЛ-178 177.8 (71) мм 8.27 тн (153.2 кг/м)	54.0 м глуб. 3719.3 сум. 82.6 12.05 тн	-2.50 тс 5.73 кН·м КЗП > 10	11.81 тс КЗП > 10		

№	Эскиз	Элемент	Длина Глубина (верх) Сумм. длина	Бурение роторное	Подъём
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес		Вес / Допустимый Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	Вес / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
6		НУБТ-178 177.8 (71.4) мм 1.45 тн (161.4 кг/м)	9.00 м глуб. 3773.3 сум. 28.6 3.78 тн	-10.43 тс 5.65 кН·м КЗП > 10	3.70 тс КЗП > 10
5		ЗТС-172 172 (71) мм 850.0 кг (88.5 кг/м)	9.60 м глуб. 3782.3 сум. 19.6 2.33 тн	-11.83 тс 5.64 кН·м КЗП > 10	2.28 тс КЗП > 10
4		Калибратор КЛС 217,2 178 (70) мм 190.0 кг (172.7 кг/м)	1.10 м глуб. 3791.9 сум. 10.0 1.48 тн	-12.63 тс 5.62 кН·м КЗП > 10	1.45 тс КЗП > 10
3		Клапан обратный КОБ-172РС 172 (67.7) мм 110.0 кг (141.0 кг/м)	0.78 м глуб. 3793.0 сум. 8.9 1.29 тн	-12.82 тс 5.62 кН·м КЗП > 10	1.26 тс КЗП > 10
2		ДРУ-172 172 мм 1124.0 кг (145.8 кг/м)	7.71 м глуб. 3793.8 сум. 8.1 1.18 тн	-12.92 тс 5.62 кН·м КЗП > 10	1.15 тс КЗП > 10
1		219,1 GT65DNE 219.1 мм 52.0 кг (136.8 кг/м)	0.38 м глуб. 3801.5 сум. 0.4 0.05 тн	-14.00 тс 5.61 кН·м КЗП > 10	0.05 тс КЗП > 10

Параметры расчёта

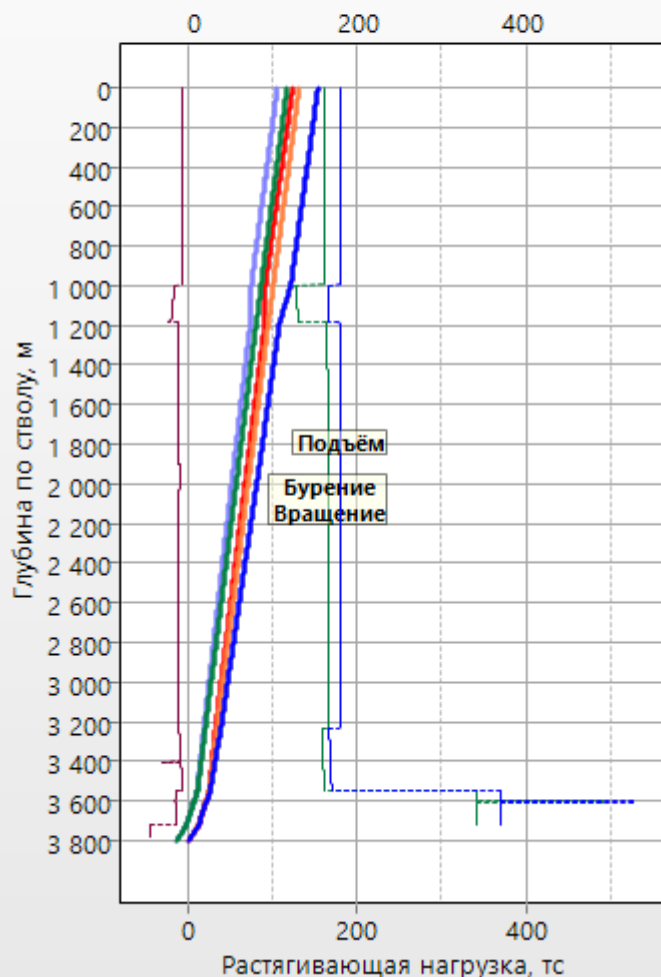
Плотность бурового раствора, г/см ³	1.16	Коеф. трения в обсадной колонне	0.25
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	25.0 / 12.0 / 32.6	Коеф. трения в открытом стволе	0.35
Скорость бурения, м/ч СПО, м/мин	20 18	Осевая нагрузка (рот турб.), тс	14 14
Скорость вращ. (бур. СПО), об/мин	40 40	Момент на долоте, кН·м	5.61

Уточняющие коэффициенты

Уточн. коеф. для нагрузки (бурение, спуск)	1.15	Уточн. коеф. для нагрузки (вращение)	1.15
Уточн. коеф. для нагрузки (подъём)	1.15	Уточняющий коэфф. для расчёта момента	1

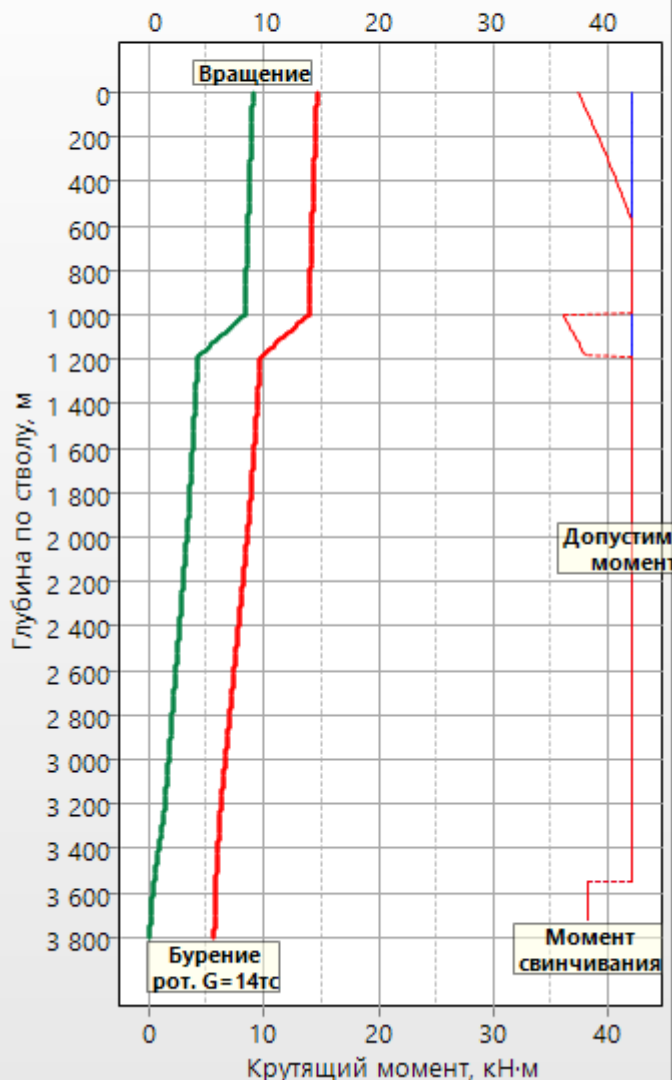
Растягивающие нагрузки в конце интервала

- Критическая (син. изгиб)
- Бурение турбинное
- Спуск (без циркул.)
- Бурение роторное
- Вращение
- Подъём (без циркул.)
- Допустимая при бурении
- Допустимая при подъёме



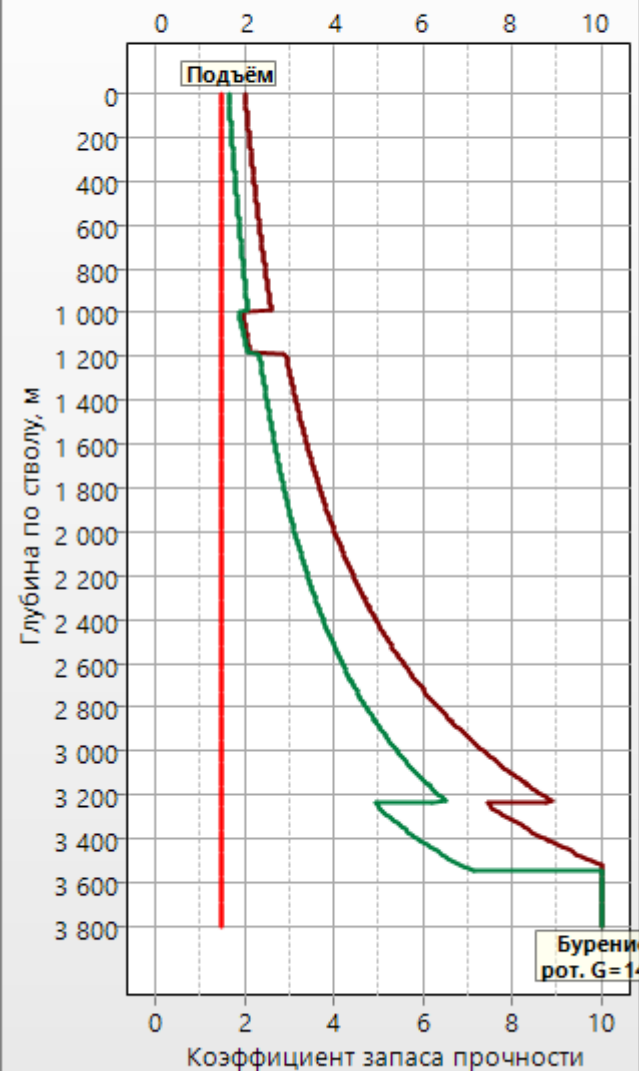
Крутящий момент в конце интервала

- Момент при вращении
- Момент при бурении
- Момент свинчивания
- Допустимый момент



КЗП в конце интервала

- Нормативный КЗП
- КЗП при роторном бурении
- КЗП при подъёме



Расчётный КЗП должен превышать нормативный

Интервал, м	Вес на крюке в конце интервала, тс								Нагрузка на долото для синус-изгиба рот. / турб. бурение, тс		Крутящий момент на устье в конце интервала, кН·м				Мин. КЗП в конце интервала	
	расч. при турб. бурении (G=14тс)	расч. при спуске без цирк.	критич. (синус- изгиб)	расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (G=14тс)	допуст. при рот. бурении	расч. при подъёме без цирк.	допуст. при подъёме			расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (Mд=5.61)	свинч.	допуст. при рот. бурении	при подъёме (норм. 1.4)	при рот. бурении (норм. 1.5)
1897-1900	73.88	90.19	55.58	91.77	77.68	180.92	100.41	197.52	35.00	33.40	4.04	9.63	42.06	42.06	3.06	3.75
1900-2000	76.19	92.61	59.33	94.78	80.68	180.48	104.32	197.52	33.20	32.00	4.52	10.21	42.06	42.06	2.92	3.57
2000-2100	78.49	95.15	61.63	97.65	83.54	180.15	108.1	197.52	33.20	32.00	4.87	10.62	42.06	42.06	2.79	3.42
2100-2200	80.93	97.75	64.63	100.59	86.48	179.86	111.81	197.53	33.60	31.40	5.18	10.99	42.06	42.06	2.68	3.28
2200-2300	83.42	100.4	66.56	103.55	89.42	179.61	115.45	197.53	34.20	32.00	5.46	11.32	42.06	42.06	2.58	3.15
2300-2400	85.65	103.05	68.41	106.22	92.08	179.35	119.1	197.53	34.80	32.40	5.73	11.64	42.06	42.06	2.49	3.04
2400-2500	88.14	105.7	70.9	109.17	95.03	179.09	122.75	197.52	34.80	32.40	6	11.98	42.06	42.06	2.39	2.93
2500-2600	90.64	108.35	73.02	112.13	97.97	178.83	126.4	197.52	35.00	32.80	6.28	12.31	42.06	42.06	2.3	2.83
2600-2700	93.13	111.01	75.52	115.09	100.92	178.58	130.04	197.52	35.00	32.80	6.56	12.65	42.06	42.06	2.21	2.73
2700-2800	95.63	113.66	78.02	118.04	103.87	178.33	133.69	197.53	35.00	32.80	6.84	12.98	42.06	42.06	2.13	2.64
2800-2900	98.12	116.31	80.51	121	106.81	178.07	137.34	197.53	35.00	32.80	7.12	13.32	42.06	42.06	2.06	2.56
2900-3000	100.62	118.96	82.82	123.96	109.76	177.82	140.99	197.52	35.40	33.00	7.4	13.65	42.06	42.06	1.99	2.48
3000-3100	103.11	121.62	85.5	126.91	112.7	177.57	144.63	197.52	35.00	32.80	7.68	13.99	42.06	42.06	1.93	2.41
3100-3200	105.87	124.27	88.07	130.15	115.93	177.3	148.28	197.53	35.40	33.00	7.97	14.33	42.06	42.06	1.87	2.32
3200-3300	108.57	126.95	90.45	133.15	118.93	176.97	151.99	197.53	35.40	33.60	8.17	14.77	42.06	41.6	1.81	2.25
3300-3400	111.55	129.79	93.63	136.3	122.07	177.06	155.87	197.53	34.00	33.80	8.06	14.87	42.06	40.84	1.8	2.18
3400-3500	114.31	132.69	99.25	139.22	124.98	177.39	159.83	197.53	31.20	31.00	7.79	14.75	42.06	40.11	1.77	2.12
3500-3600	117.33	135.58	105.88	142.41	128.17	177.54	163.77	197.53	27.00	27.20	7.88	14.51	42.06	39.27	1.73	2.07
3600-3700	120.45	138.44	109.51	145.82	131.57	177.56	167.62	197.52	26.60	26.80	8.41	14.32	42.06	38.32	1.68	2.01
3700-3800	123.11	141.23	112.69	148.93	134.67	177	171.44	197.53	26.20	26.20	9.02	14.60	42.06	37.41	1.64	1.95
3800-3802	123.16	141.29	113.25	148.99	134.73	177	171.51	197.53	25.60	25.60	9.03	14.61	42.06	37.39	1.64	1.95

Выводы:

С учётом 18.2 тн веса талевой системы максимальный вес на крюке будет при подъёме с глубины 3802 м и составит 171.51 тс.

Минимальный коэффициент запаса по статической прочности будет при подъёме с глубины 3802 м и составит 1.64 (норматив 1.4). Элемент колонны: БТ IEU 127х9,19; на устье.

Минимальный коэффициент запаса прочности при роторном бурении будет на глубине 3802 м и составит 1.95 (норматив 1.5). Элемент колонны: БТ IEU 127х9,19; на глубине 1000 м.

Допустимые значения нагрузок при роторном бурении приведены для рассчитанных моментов

Допустимые значения моментов при роторном бурении приведены для рассчитанных нагрузок

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом коэффициента запаса прочности










Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом изгиба и растяжения трубы

Проверка бурильной колонны на прочность

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Бурение 3802-4318 м Тип расчёта: Бурение роторное

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
11		БТ IU 102x8,38 G NC40 (140-62) 101.6 x 8.38 мм 95.40 тн (23.6 кг/м)	4041 м глуб. 0.0 сум. 4318.0 110.14 тн	88.25 116.55 тс 7.85 20.13 кН·м КЗП = 1.93 1.50
10		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 2.54 тн (47.0 кг/м)	54.0 м глуб. 4040.7 сум. 277.3 14.74 тн	5.52 182.80 тс 2.48 17.65 кН·м КЗП > 10
9		Яс гидрав. Яс-121 (RDT-2НМ-121) 121 (56) мм 340.0 кг (49.3 кг/м)	6.90 м глуб. 4094.7 сум. 223.3 12.20 тн	3.19 67.27 тс 2.45 9.15 кН·м КЗП > 10
8		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 6.34 тн (47.0 кг/м)	135 м глуб. 4101.6 сум. 216.4 11.86 тн	2.88 182.80 тс 2.45 17.65 кН·м КЗП > 10
7		УБТЕЛ-121 120.7 (57.2) мм 3.78 тн (70.0 кг/м)	54.0 м глуб. 4236.6 сум. 81.4 5.53 тн	-2.95 тс 2.39 кН·м КЗП > 10
6		НУБТ-121 120.7 (57.2) мм 617.4 кг (68.6 кг/м)	9.00 м глуб. 4290.6 сум. 27.4 1.75 тн	-6.41 тс 2.36 кН·м КЗП > 10
5		ЗТС-121 120.65 (55) мм 500.0 кг (55.6 кг/м)	9.00 м глуб. 4299.6 сум. 18.4 1.13 тн	-6.98 тс 2.35 кН·м КЗП > 10
4		Калибратор КЛС 152,4 139 (40) мм 41.0 кг (58.6 кг/м)	0.70 м глуб. 4308.6 сум. 9.4 0.63 тн	-7.43 тс 2.35 кН·м КЗП > 10
3		Клапан переливной КОБ-120РСК 121 (57.2) мм 55.0 кг (67.7 кг/м)	0.81 м глуб. 4309.3 сум. 8.7 0.59 тн	-7.46 305.53 тс 2.35 9.15 кН·м КЗП > 10

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина		Бурение роторное	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный		
2		ДРУ-120РСФ 120 мм 510.0 кг (68.1 кг/м)	7.49 м глуб. 4310.1 сум. 7.9 0.53 тн	-7.51 тс 2.34 кН·м КЗП > 10		
1		152,4 GT83MRH 100 мм 23.0 кг (57.5 кг/м)	0.40 м глуб. 4317.6 сум. 0.4 0.02 тн	-7.98 тс 2.34 кН·м КЗП > 10		

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр, мм	Тип	Жёсткость на изгиб EI, кН·м ²
БАТРН 177,8x9,19 L80	0	3801.9	159.4	Обсадная колонна	3644
D3f2+1 (tm+sr)	3801.9	3976.9	153.9	Открытый ствол	
D3f1dзr	3976.9	3979.9	153.9	Открытый ствол	
D3dзr	3979.9	4081.9	153.9	Открытый ствол	
D3f1dзr	4081.9	4116.9	153.9	Открытый ствол	
D2zv	4116.9	4318	153.9	Открытый ствол	

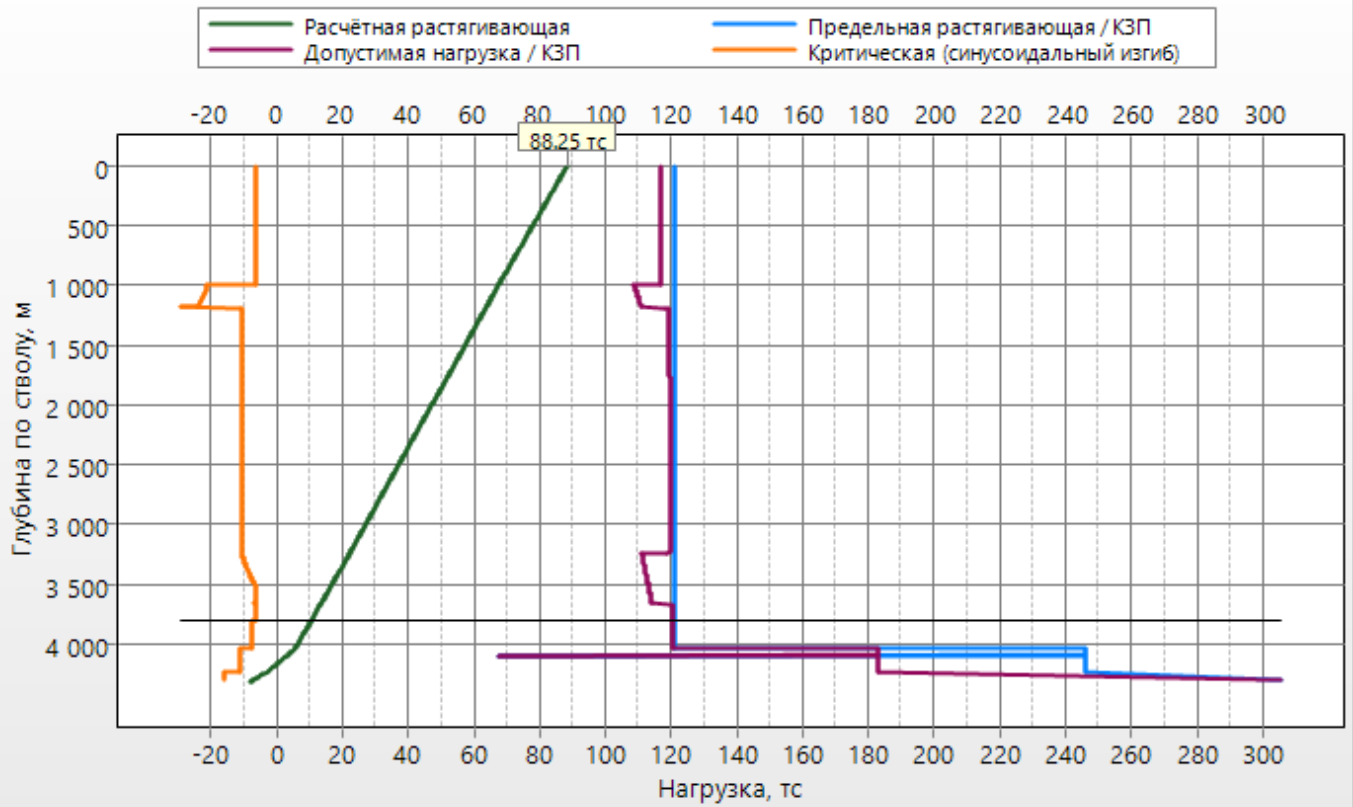
Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.31	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
Циркуляция бурового раствора	ДА	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	30.0 / 14.4 / 13.7	Уточняющий коэф. для расчёта нагрузки	1.15
Скорость бурения, м/ч	4	Уточняющий коэф. для расчёта момента	1
Скорость вращения, об/мин	40	Коэф. запаса по моменту свинчивания	1
Нагрузка на долото, тс	8	Длина бурильной трубы между замками, м	9
Момент на долоте, кН·м	2.3		

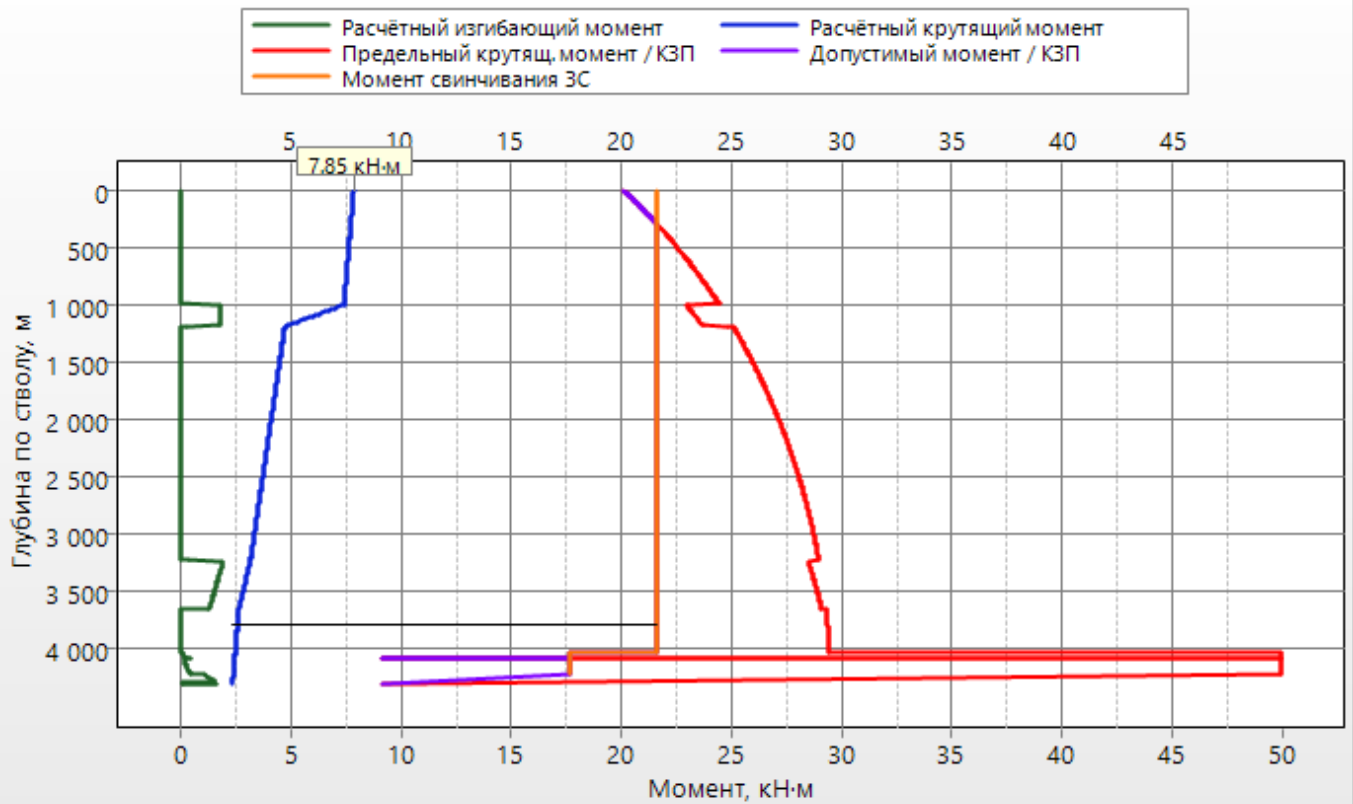
Обобщённые результаты

Опер.	Потеря устойчив.	Нагрузка на устье, тс		КЗ по статической прочности			Операция	Потеря устойчив. Баклинг	Нагрузка на устье, тс		Крутящ. момент на устье, кН·м			КЗ по статической прочности		
		расчётн.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП			расч.	допуст.	расч.	свинчив.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП
Подъём	Нет	114.58	129.39	1.582	1.4	0	Подъём с вращением	Нет	99.92	119.05	5.02	21.58	20.13	1.778	1.5	0
Спуск	Нет	94.11	129.39	1.926	1.4	0	Спуск с вращением	Нет	92.81	119.17	4.84	21.58	20.13	1.911	1.5	0
Бур. турбин.	Нет	80.05	129.39	2.264	1.4	0	Вращ. над забоем	Нет	96.3	118.9	5.24	21.58	20.13	1.838	1.5	0
							Бурение роторное	Нет	88.25	116.55	7.85	21.58	20.13	1.933	1.5	0

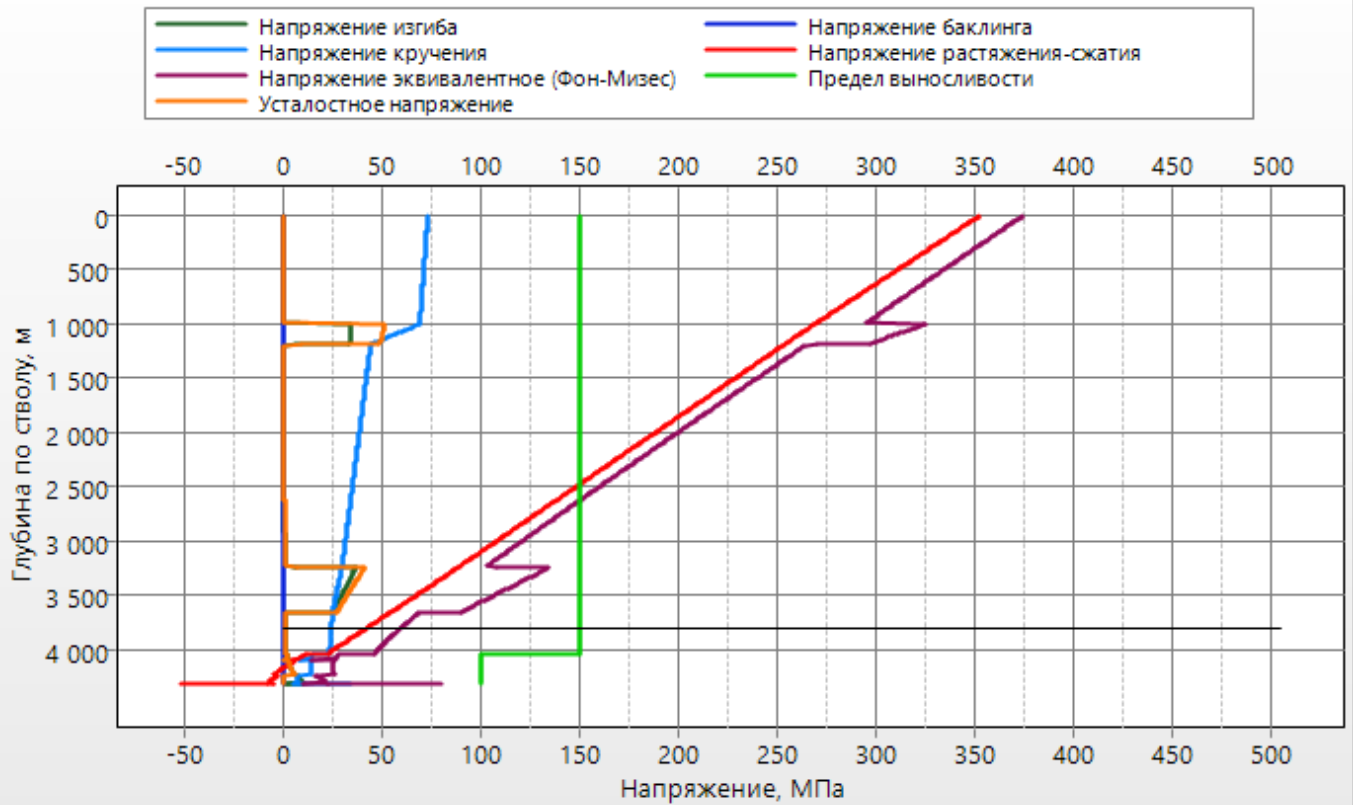
Нагрузки при операции Бурение роторное



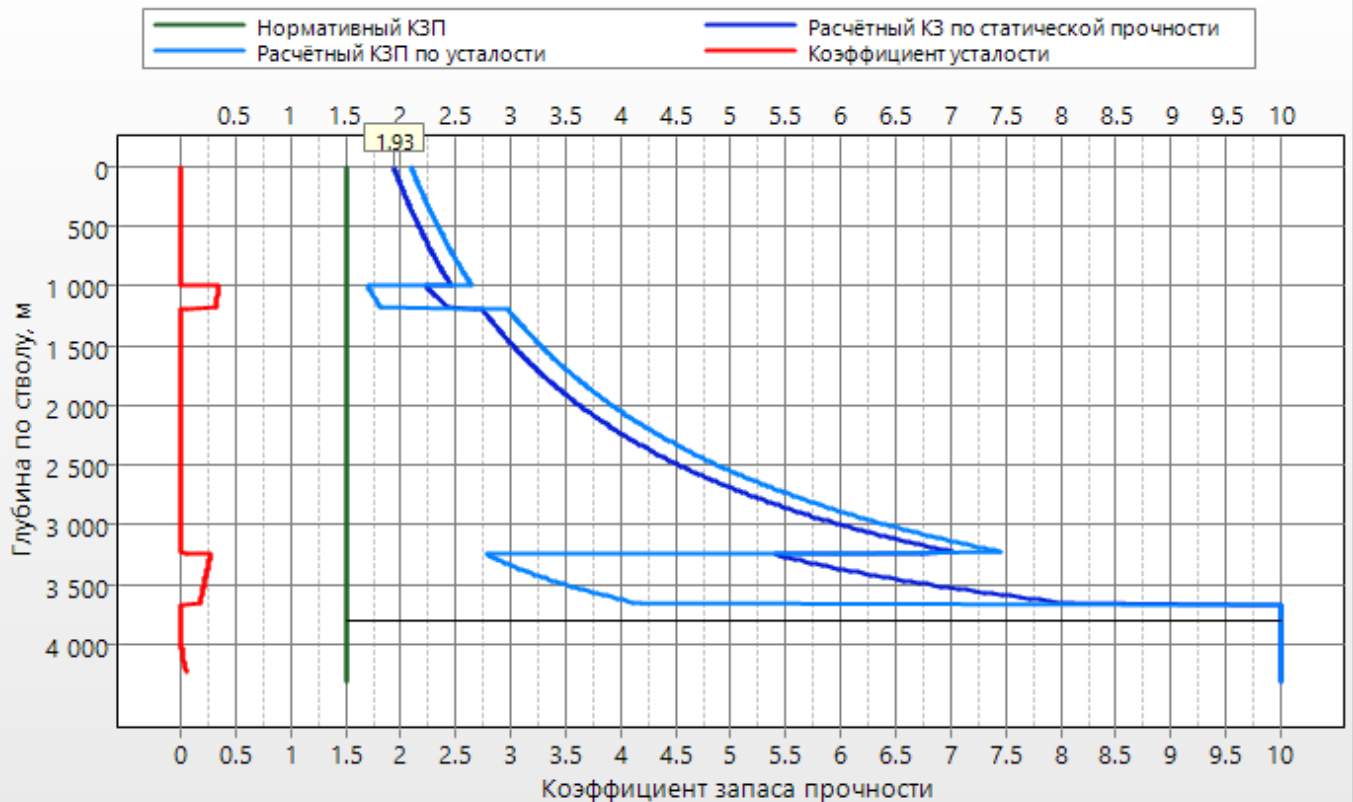
Моменты при операции Бурение роторное



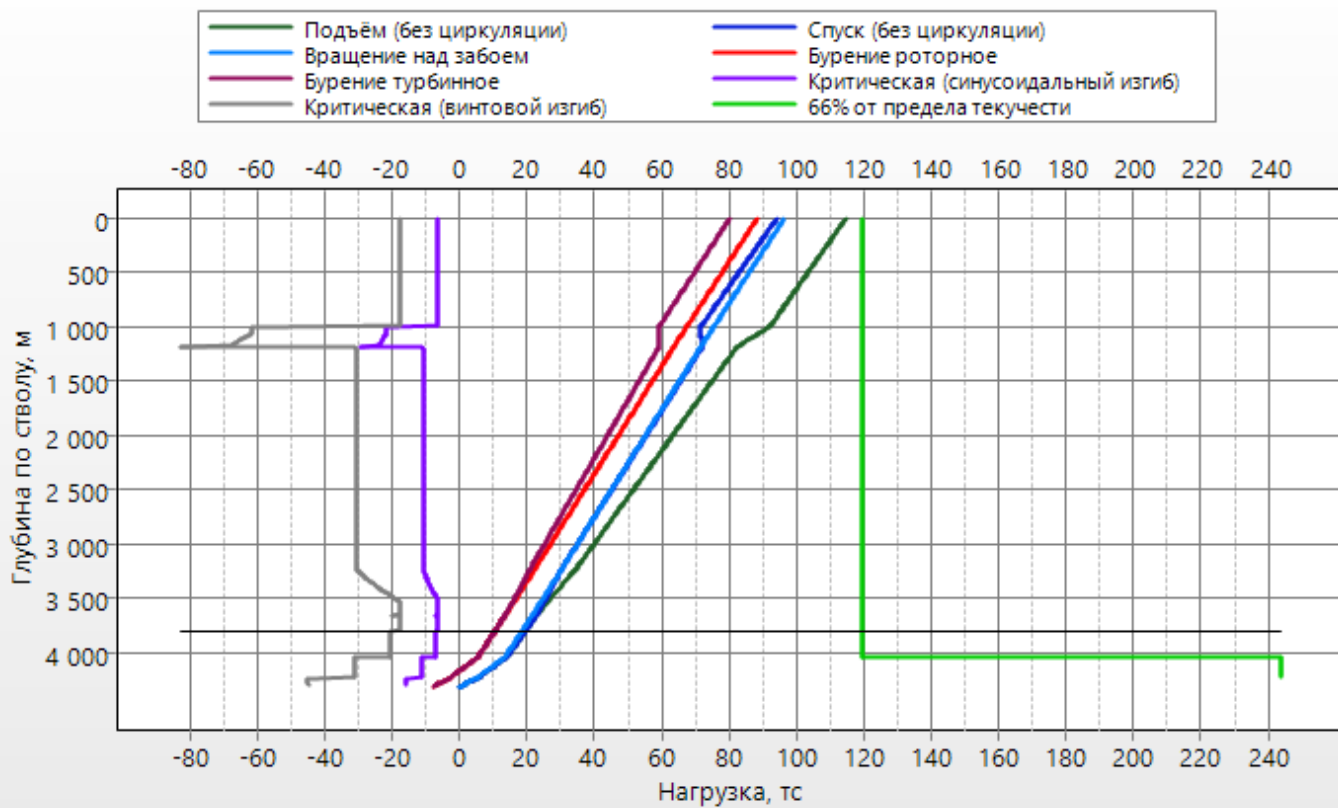
Напряжения при операции Бурение роторное



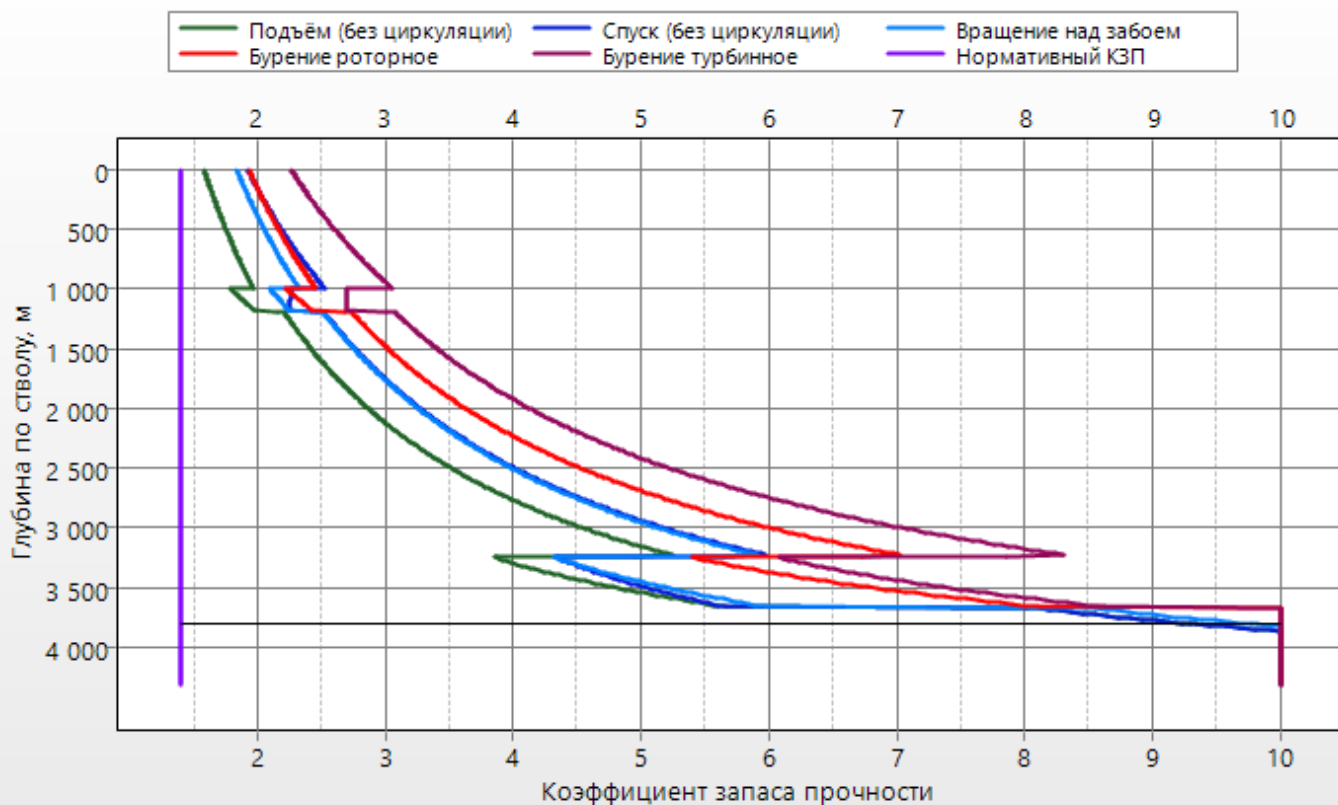
КЗП при операции Бурение роторное

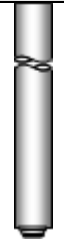


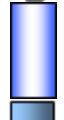
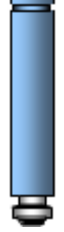



Нагрузки для всех операций



КЗП для всех операций



№	Эскиз	Элемент		Бурение роторное		Подъём	
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Длина Глубина (верх) Сумм. длина	Вес / Допустимый Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	Вес / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный		
6		НУБТ-121 120.7 (57.2) мм 617.4 кг (68.6 кг/м)	9.00 м глуб. 4290.6 сум. 27.4 1.75 тн	-6.41 тс 2.36 кН·м КЗП > 10	1.67 тс КЗП > 10		
5		ЗТС-121 120.65 (55) мм 500.0 кг (55.6 кг/м)	9.00 м глуб. 4299.6 сум. 18.4 1.13 тн	-6.98 тс 2.35 кН·м КЗП > 10	1.08 тс КЗП > 10		
4		Калибратор КЛС 152,4 139 (40) мм 41.0 кг (58.6 кг/м)	0.70 м глуб. 4308.6 сум. 9.4 0.63 тн	-7.43 тс 2.35 кН·м КЗП > 10	0.60 тс КЗП > 10		
3		Клапан переливной КОБ- 120РСК 121 (57.2) мм 55.0 кг (67.7 кг/м)	0.81 м глуб. 4309.3 сум. 8.7 0.59 тн	-7.46 305.53 тс 2.35 9.15 кН·м КЗП > 10	0.56 327.36 тс КЗП > 10		
2		ДРУ-120РСФ 120 мм 510.0 кг (68.1 кг/м)	7.49 м глуб. 4310.1 сум. 7.9 0.53 тн	-7.51 тс 2.34 кН·м КЗП > 10	0.51 тс КЗП > 10		
1		152,4 GT83MRH 100 мм 23.0 кг (57.5 кг/м)	0.40 м глуб. 4317.6 сум. 0.4 0.02 тн	-7.98 тс 2.34 кН·м КЗП > 10	0.02 тс КЗП > 10		

Параметры расчёта

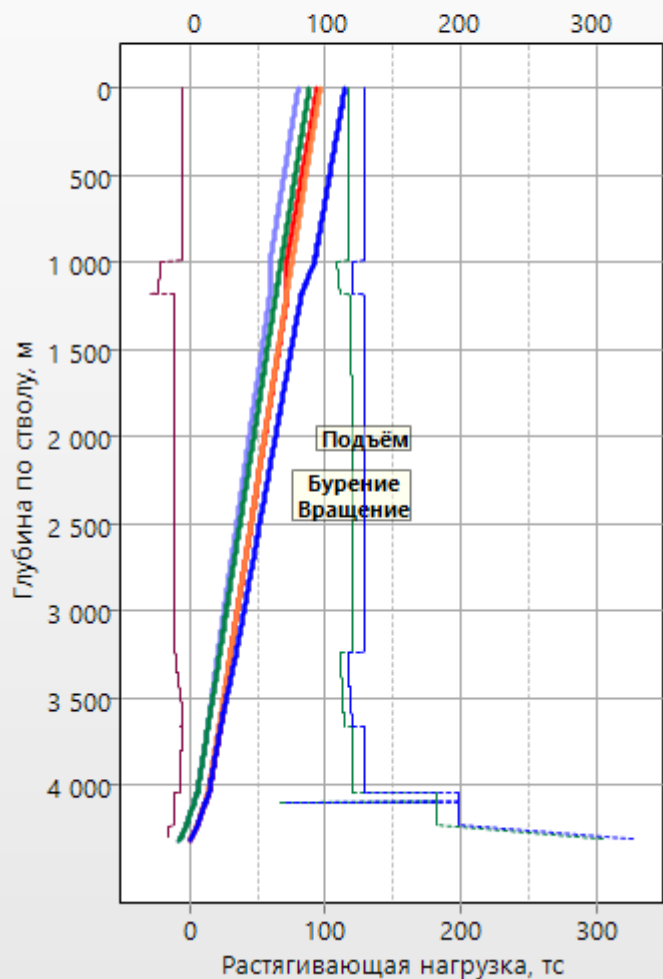
Плотность бурового раствора, г/см ³	1.31	Коеф. трения в обсадной колонне	0.25
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	30.0 / 14.4 / 13.7	Коеф. трения в открытом стволе	0.35
Скорость бурения, м/ч СПО, м/мин	4 5	Осевая нагрузка (рот турб.), тс	8 8
Скорость вращ. (бур. СПО), об/мин	40 40	Момент на долоте, кН·м	2.34

Уточняющие коэффициенты

Уточн. коеф. для нагрузки (бурение, спуск)	1.15	Уточн. коеф. для нагрузки (вращение)	1.15
Уточн. коеф. для нагрузки (подъём)	1.15	Уточняющий коэфф. для расчёта момента	1

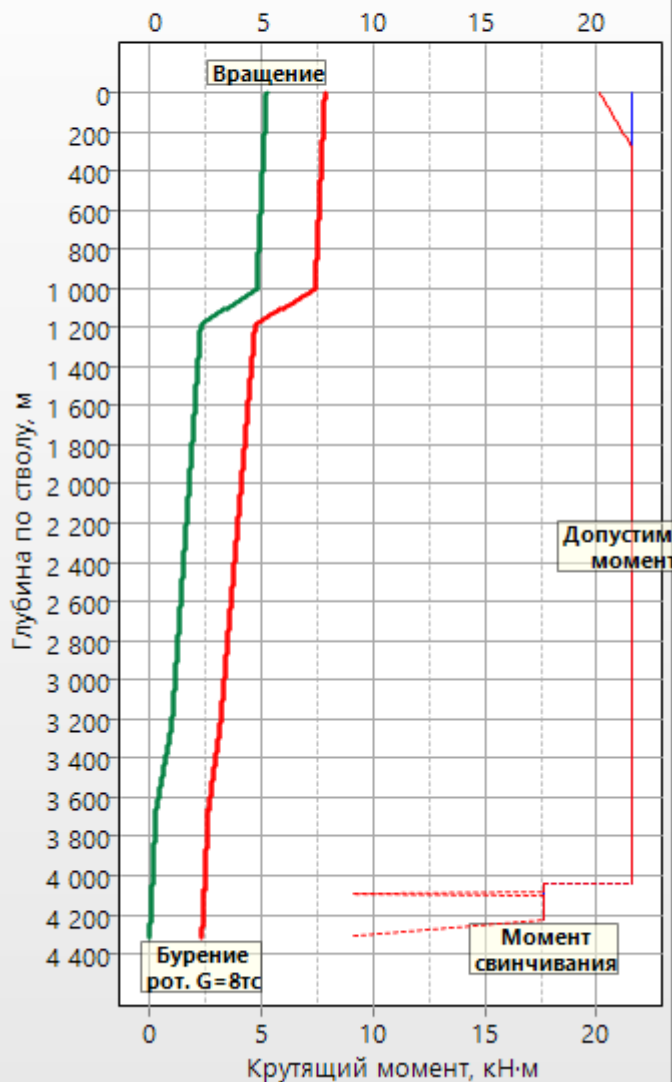
Растягивающие нагрузки в конце интервала

- Критическая (син. изгиб)
- Бурение турбинное
- Спуск (без циркул.)
- Бурение роторное
- Вращение
- Подъём (без циркул.)
- Допустимая при бурении
- Допустимая при подъёме



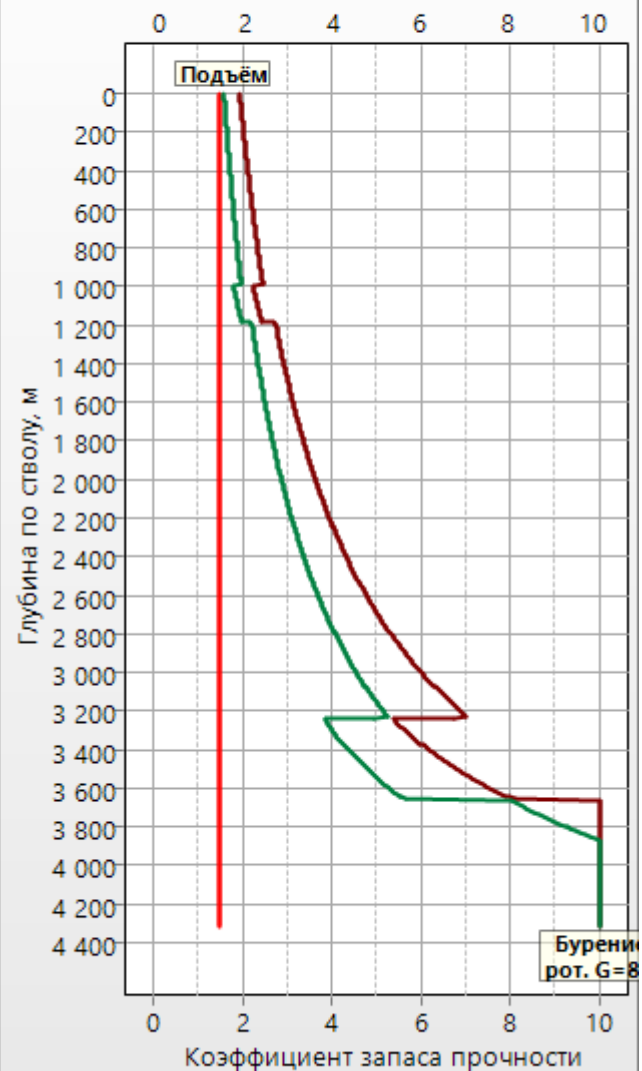
Крутящий момент в конце интервала

- Момент при вращении
- Момент при бурении
- Момент свинчивания
- Допустимый момент



КЗП в конце интервала

- Нормативный КЗП
- КЗП при роторном бурении
- КЗП при подъёме



Расчётный КЗП должен превышать нормативный

Интервал, м	Вес на крюке в конце интервала, тс								Нагрузка на долото для синус-изгиба рот. / турб. бурение, тс		Крутящий момент на устье в конце интервала, кН·м				Мин. КЗП в конце интервала	
	расч. при турб. бурении (G=8тс)	расч. при спуске без цирк.	критич. (синус- изгиб)	расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (G=8тс)	допуст. при рот. бурении	расч. при подъёме без цирк.	допуст. при подъёме			расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (Mд=2.34)	свинч.	допуст. при рот. бурении	при подъёме (норм. 1.4)	при рот. бурении (норм. 1.5)
3802-3900	90.62	104.01	83.77	105.79	97.75	134.24	122	147.59	15.80	15.80	4.49	6.99	21.58	21.58	1.75	2.15
3900-4000	92.44	106	85.25	107.88	99.83	134.05	124.58	147.59	16.20	16.20	4.67	7.20	21.58	21.58	1.7	2.09
4000-4100	94.27	107.98	87.07	109.96	101.91	133.87	127.16	147.59	16.20	16.20	4.85	7.40	21.58	21.25	1.66	2.04
4100-4200	96.1	109.97	88.9	112.04	103.99	133.69	129.74	147.59	16.20	16.20	5.03	7.61	21.58	20.75	1.62	1.99
4200-4300	97.92	111.95	90.38	114.12	106.08	133.52	132.32	147.59	16.60	16.60	5.21	7.81	21.58	20.23	1.59	1.94
4300-4318	98.25	112.31	90.71	114.5	106.45	133.48	132.78	147.6	16.60	16.60	5.24	7.85	21.58	20.13	1.58	1.93

Выводы:

С учётом 18.2 тн веса талевой системы максимальный вес на крюке будет при подъёме с глубины 4318 м и составит 132.78 тс.

Минимальный коэффициент запаса по статической прочности будет при подъёме с глубины 4318 м и составит 1.58 (норматив 1.4). Элемент колонны: БТ IU 102x8,38; на устье.

Минимальный коэффициент запаса прочности при роторном бурении будет на глубине 4318 м и составит 1.93 (норматив 1.5). Элемент колонны: БТ IU 102x8,38; на устье.

Допустимые значения нагрузок при роторном бурении приведены для рассчитанных моментов

Допустимые значения моментов при роторном бурении приведены для рассчитанных нагрузок

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом коэффициента запаса прочности








Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом изгиба и растяжения трубы

Проверка бурильной колонны на прочность

Месторождение: Хыльчующское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

Отбор керна 4318-4327 м Тип расчёта: Бурение роторное

Бурильная колонна

№	Эскиз	Элемент	Длина	Бурение роторное
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Глубина (верх) Сумм. длина Нараст. вес	Растяг. нагрузка / Допустимая Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
7		БТ IU 102x8,38 G NC40 (140-62) 101.6 x 8.38 мм 97.68 тн (23.6 кг/м)	4137 м глуб. 0.0 сум. 4326.9 107.94 тн	88.35 116.97 тс 7.42 20.09 кН·м КЗП = 1.94 1.50
6		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 1.27 тн (47.0 кг/м)	27.0 м глуб. 4137.1 сум. 189.8 10.26 тн	3.17 182.80 тс 1.75 17.65 кН·м КЗП > 10
5		Яс гидрав. Яс-121 121 (56) мм 340.0 кг (49.3 кг/м)	6.90 м глуб. 4164.1 сум. 162.8 8.99 тн	2.00 67.27 тс 1.73 9.15 кН·м КЗП > 10
4		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 3.80 тн (47.0 кг/м)	81.0 м глуб. 4171.0 сум. 155.9 8.65 тн	1.69 182.80 тс 1.72 17.65 кН·м КЗП > 10
3		УБТЕЛ-121 120.7 (57.2) мм 3.78 тн (70.0 кг/м)	54.0 м глуб. 4252.0 сум. 74.9 4.85 тн	-1.81 тс 1.67 кН·м КЗП > 10
2		КОС Halliburton 121x67 (2-секц.) 120.7 (40) мм 1050.0 кг (51.2 кг/м)	20.5 м глуб. 4306.0 сум. 20.9 1.07 тн	-5.29 тс 1.63 кН·м КЗП > 10
1		У8-152,4/67 SCD-2TK 152.4 мм 20.0 кг (50.0 кг/м)	0.40 м глуб. 4326.5 сум. 0.4 0.02 тн	-6.25 тс 1.61 кН·м КЗП > 10

Скважина / Открытый ствол

Описание	От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр, мм	Тип	Жёсткость на изгиб EI, кН·м ²
БАТРН 177,8x9,19 L80	0	3801.9	159.4	Обсадная колонна	3644
D3f2+1 (tm+sr)	3801.9	3976.9	153.9	Открытый ствол	
D3f1dзr	3976.9	3979.9	153.9	Открытый ствол	
D3dзr	3979.9	4081.9	153.9	Открытый ствол	
D3f1dзr	4081.9	4116.9	153.9	Открытый ствол	
D2zv	4116.9	4326.9	153.9	Открытый ствол	

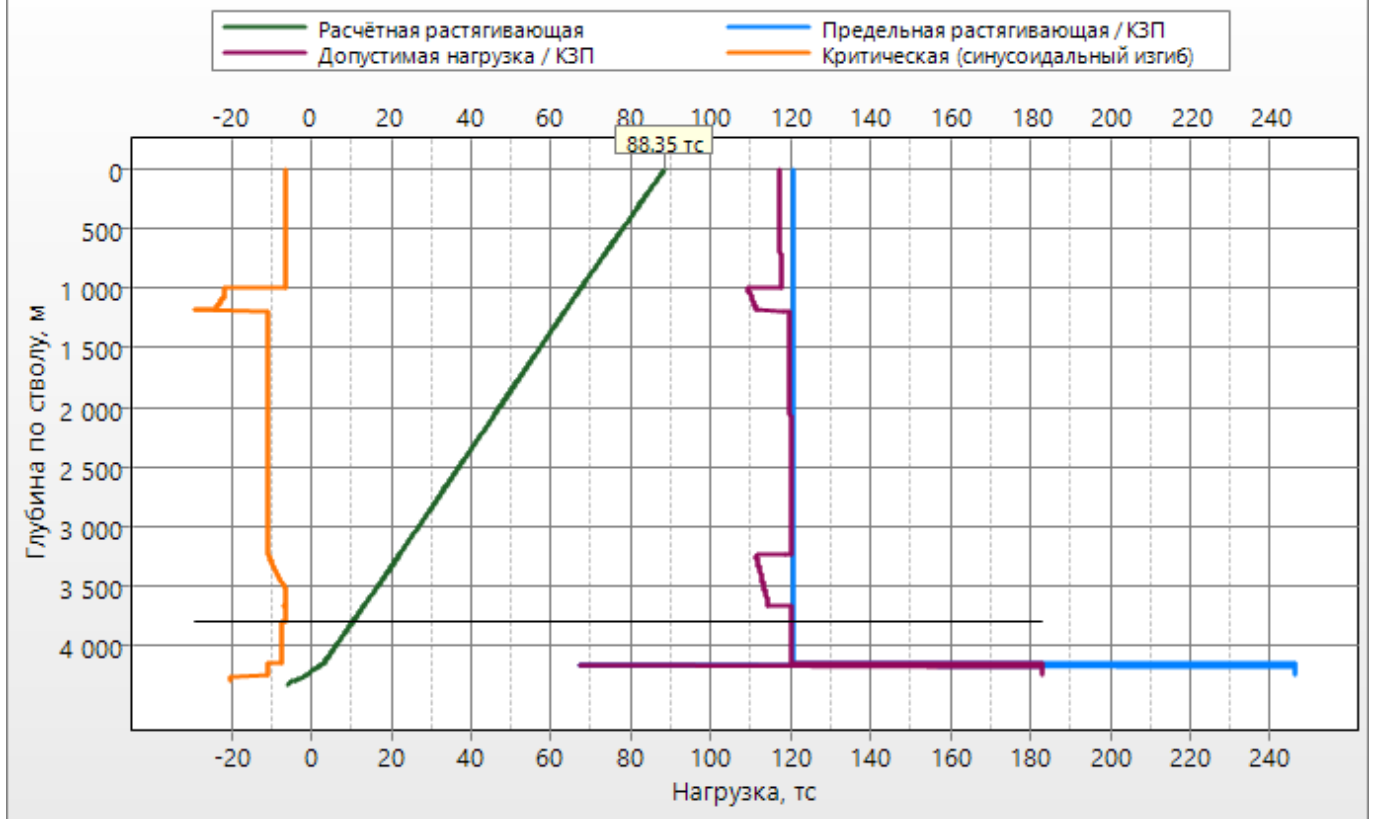
Параметры расчёта

Плотность бурового раствора, г/см ³	1.31	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
Циркуляция бурового раствора	ДА	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	30.0 / 14.4 / 10.5	Уточняющий коэф. для расчёта нагрузки	1.15
Скорость бурения, м/ч	1	Уточняющий коэф. для расчёта момента	1
Скорость вращения, об/мин	80	Коэф. запаса по моменту свинчивания	1
Нагрузка на долото, тс	6	Длина бурильной трубы между замками, м	9
Момент на долоте, кН·м	1.6		

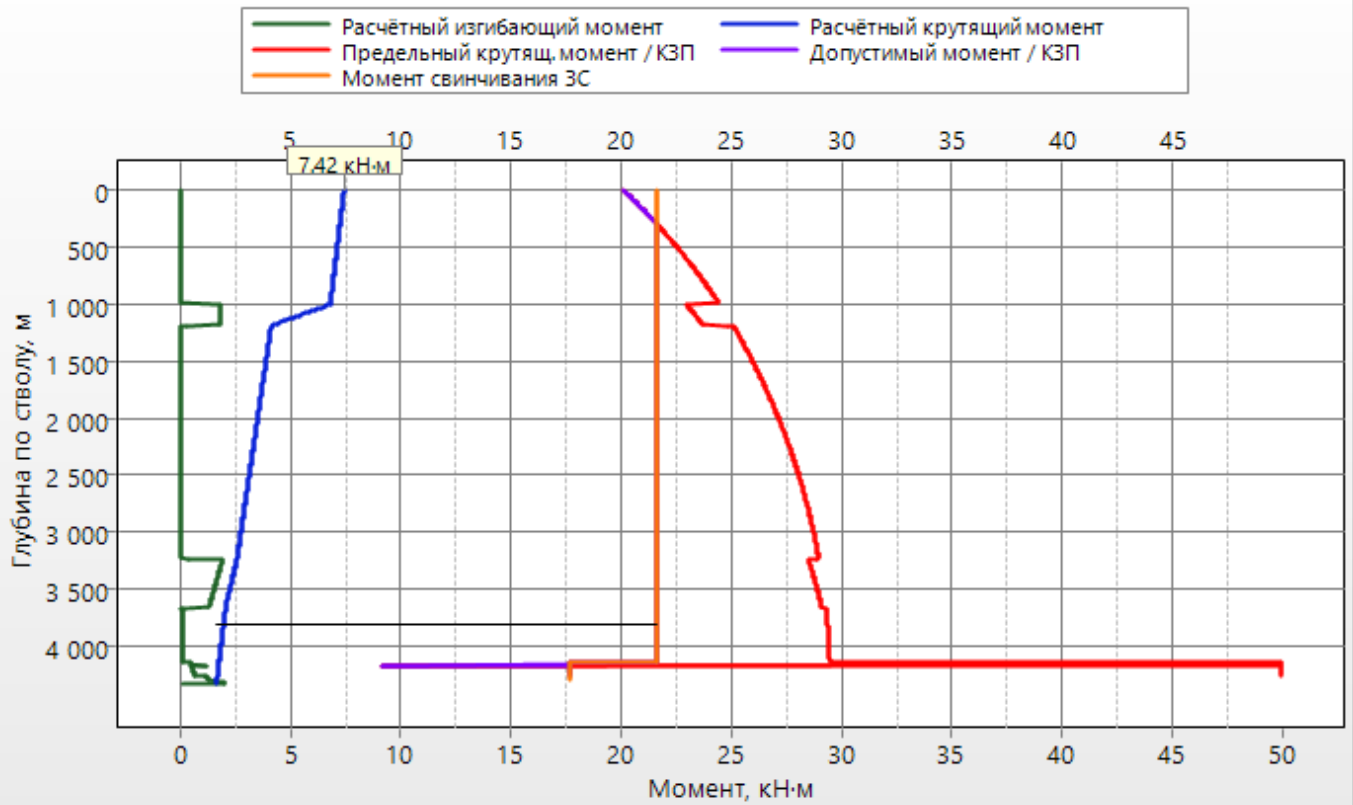
Обобщённые результаты

Опер.	Потеря устойч.	Нагрузка на устье, тс		КЗ по статической прочности			Операция	Потеря устойч. Баклинг	Нагрузка на устье, тс		Крутящ. момент на устье, кН·м			КЗ по статической прочности		
		расчётн.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП			расч.	допуст.	расч.	свинчив.	допуст.	мин. расч.	норм.	глуб. мин. КЗП
Подъём	Нет	112.17	129.39	1.616	1.4	0	Подъём с вращением	Нет	97.88	119.14	4.89	21.58	20.09	1.815	1.5	0
Спуск	Нет	92.26	129.39	1.964	1.4	0	Спуск с вращением	Нет	90.98	119.25	4.71	21.58	20.09	1.95	1.5	0
Бур. турбин.							Вращ. над забоем	Нет	94.36	118.74	5.41	21.58	20.09	1.871	1.5	0
							Бурение роторное	Нет	88.35	116.97	7.42	21.58	20.09	1.942	1.5	0

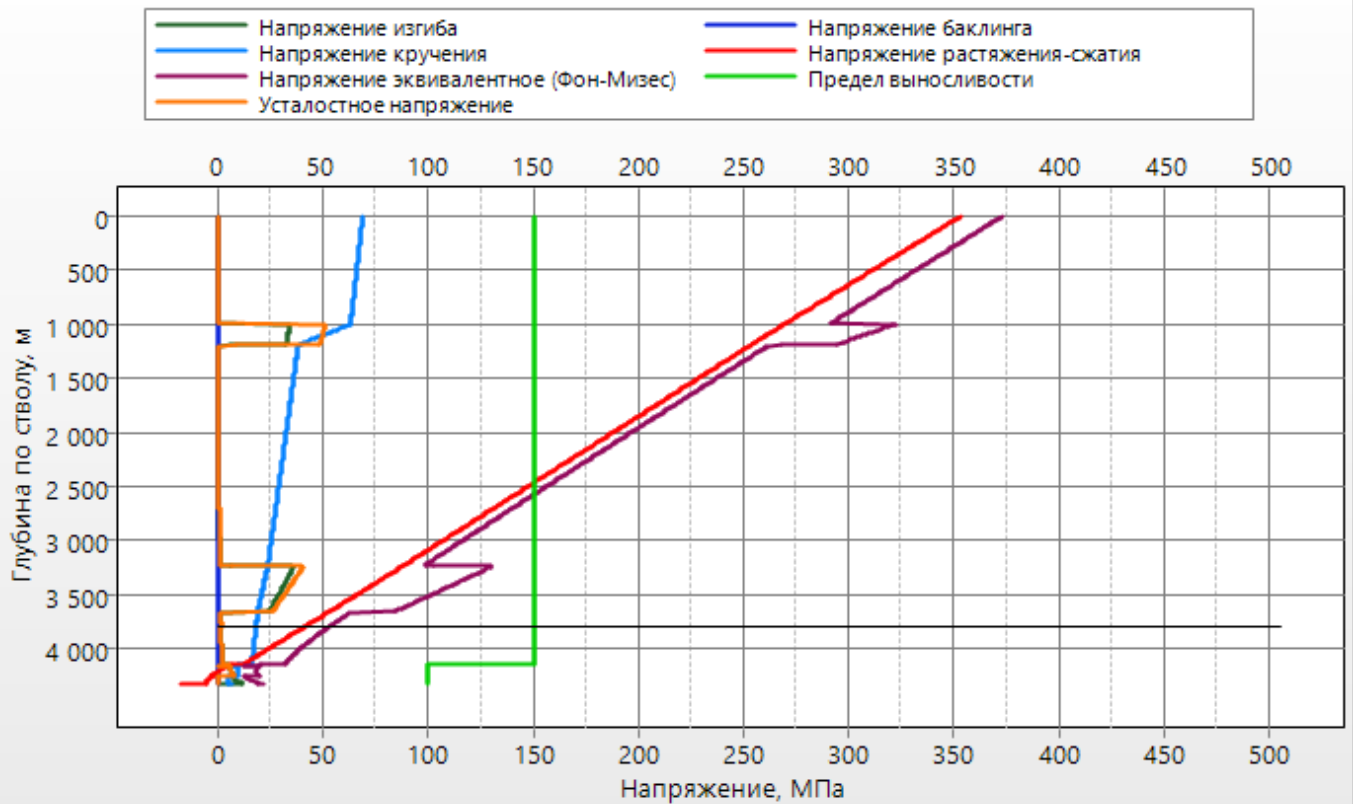
Нагрузки при операции Бурение роторное



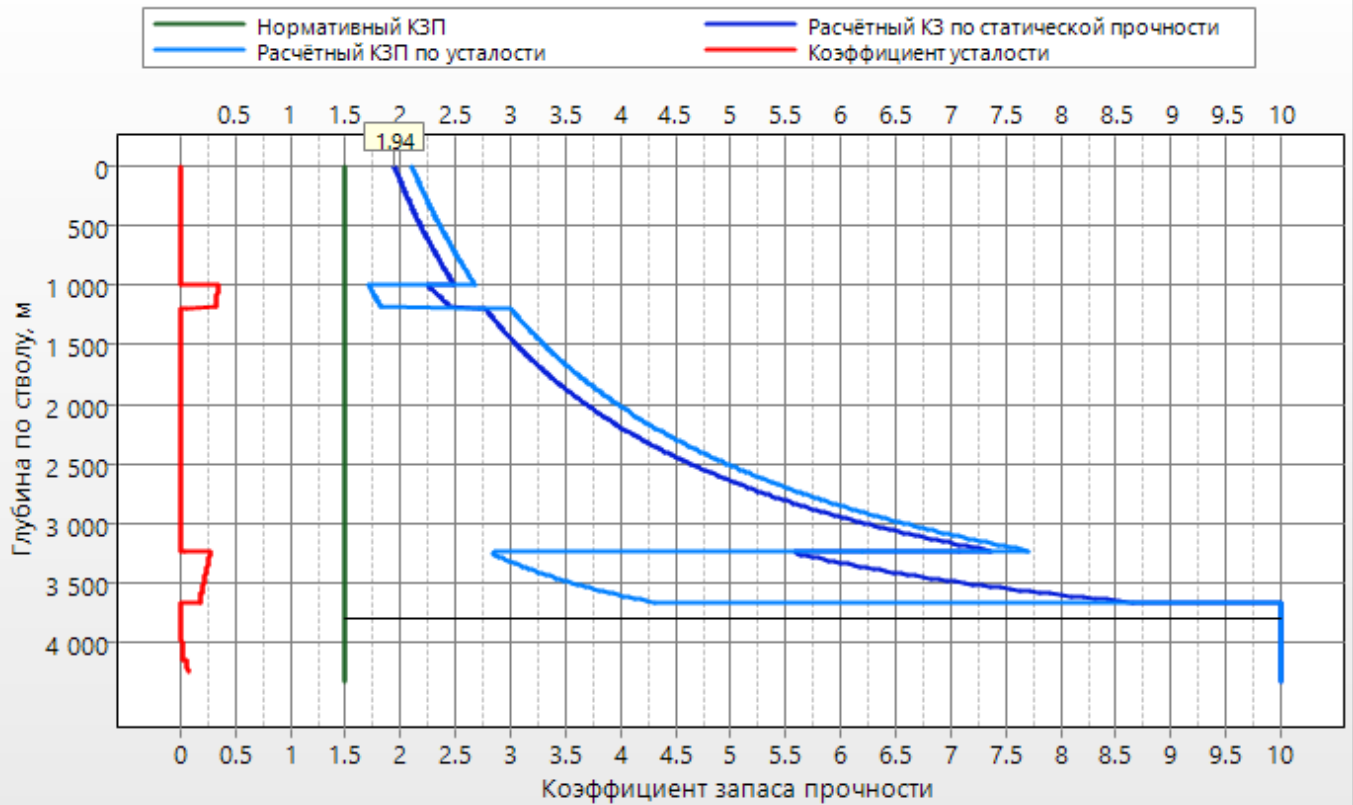
Моменты при операции Бурение роторное



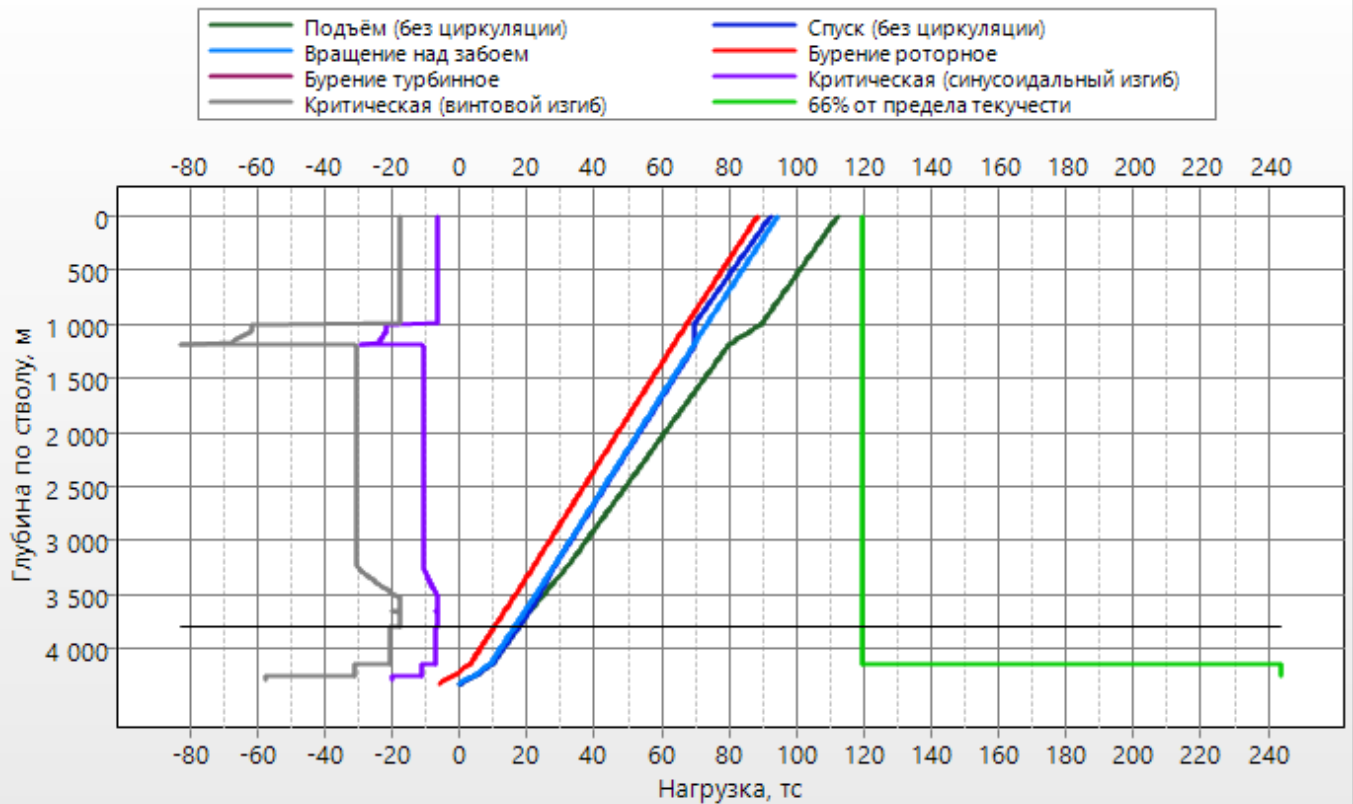
Напряжения при операции Бурение роторное



КЗП при операции Бурение роторное

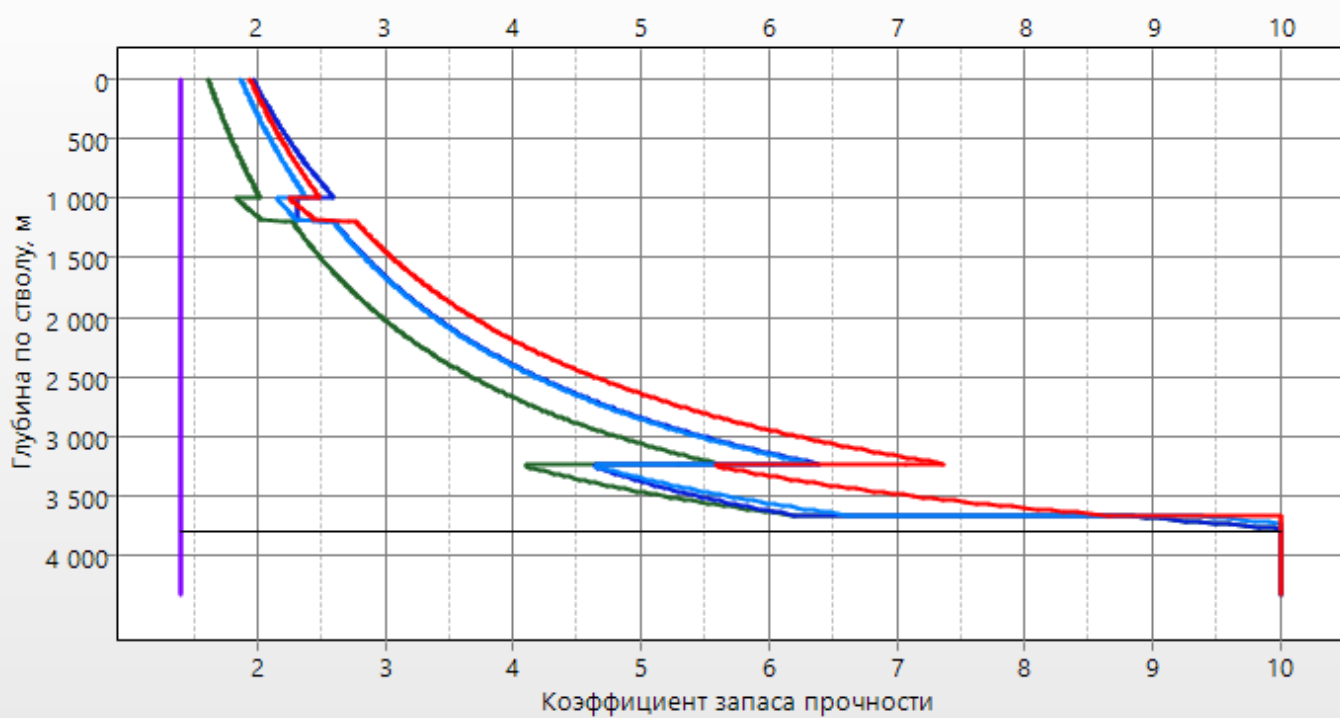


Нагрузки для всех операций



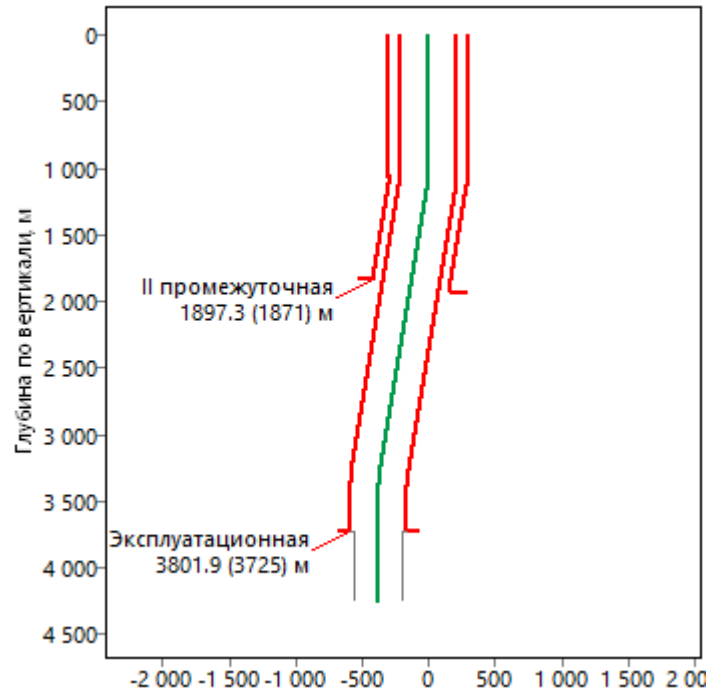
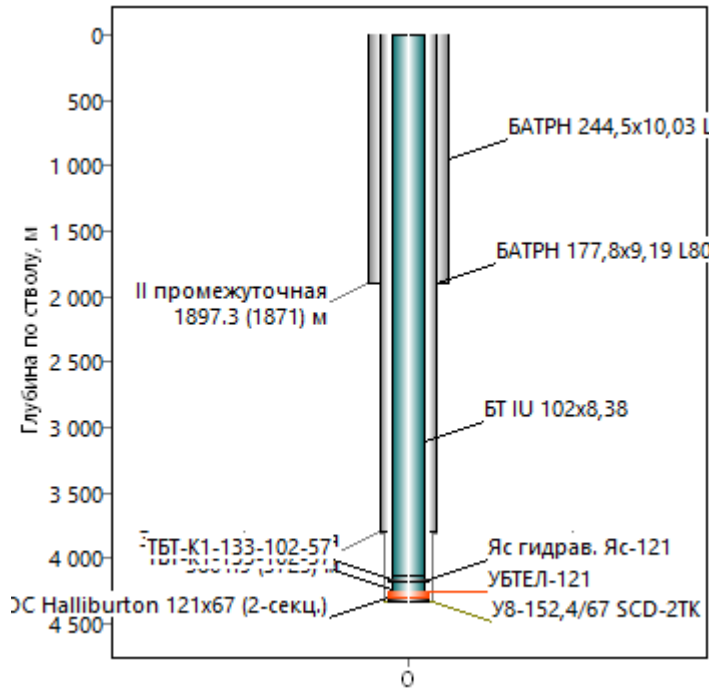
КЗП для всех операций

- Подъем (без циркуляции)
- Спуск (без циркуляции)
- Вращение над забоем
- Бурение роторное
- Бурение турбинное
- Нормативный КЗП



Анализ нагрузок и моментов для интервала 4318-4327 м

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)



№	Эскиз	Элемент	Длина Глубина (верх) Сумм. длина	Бурение роторное		Подъём	
				Вес / Допустимый Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	Вес / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный		
7		БТ IU 102x8,38 G NC40 (140-62) 101.6 x 8.38 мм 97.68 тн (23.6 кг/м)	4137 м глуб. 0.0 сум. 4326.9 107.94 тн	88.35 116.97 тс 7.42 20.09 кН·м КЗП = 1.94 1.50	112.17 129.39 тс КЗП = 1.62 1.40		
6		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 1.27 тн (47.0 кг/м)	27.0 м глуб. 4137.1 сум. 189.8 10.26 тн	3.17 182.80 тс 1.75 17.65 кН·м КЗП > 10	9.83 198.61 тс КЗП > 10		
5		Яс гидрав. Яс-121 121 (56) мм 340.0 кг (49.3 кг/м)	6.90 м глуб. 4164.1 сум. 162.8 8.99 тн	2.00 67.27 тс 1.73 9.15 кН·м КЗП > 10	8.62 72.07 тс КЗП > 10		
4		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 3.80 тн (47.0 кг/м)	81.0 м глуб. 4171.0 сум. 155.9 8.65 тн	1.69 182.80 тс 1.72 17.65 кН·м КЗП > 10	8.29 198.61 тс КЗП > 10		
3		УБТЕЛ-121 120.7 (57.2) мм 3.78 тн (70.0 кг/м)	54.0 м глуб. 4252.0 сум. 74.9 4.85 тн	-1.81 тс 1.67 кН·м КЗП > 10	4.65 тс КЗП > 10		
2		КОС Halliburton 121x67 (2-секц.) 120.7 (40) мм 1050.0 кг (51.2 кг/м)	20.5 м глуб. 4306.0 сум. 20.9	-5.29 тс 1.63 кН·м КЗП > 10	1.03 тс КЗП > 10		

№	Эскиз	Элемент	Длина Глубина (верх) Сумм. длина	Бурение роторное	Подъём
		Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес		Вес / Допустимый Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	Вес / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный
1		У8-152,4/67 SCD-2ТК 152.4 мм 20.0 кг (50.0 кг/м)	1.07 тн 0.40 м глуб. 4326.5 сум. 0.4 0.02 тн	-6.25 тс 1.61 кН·м КЗП > 10	0.02 тс КЗП > 10

Параметры расчёта

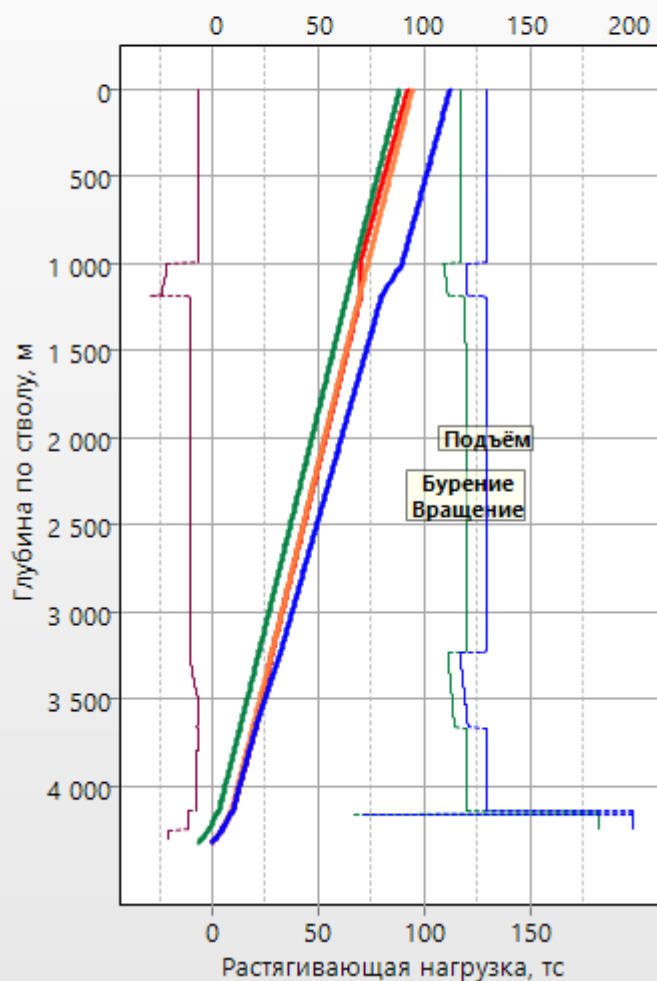
Плотность бурового раствора, г/см ³	1.31	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	30.0 / 14.4 / 10.5	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
Скорость бурения, м/ч СПО, м/мин	1 5	Осевая нагрузка (рот турб.), тс	6 -
Скорость вращ. (бур. СПО), об/мин	80 40	Момент на долоте, кН·м	1.61

Уточняющие коэффициенты

Уточн. коэф. для нагрузки (бурение, спуск)	1.15	Уточн. коэф. для нагрузки (вращение)	1.15
Уточн. коэф. для нагрузки (подъём)	1.15	Уточняющий коэфф. для расчёта момента	1

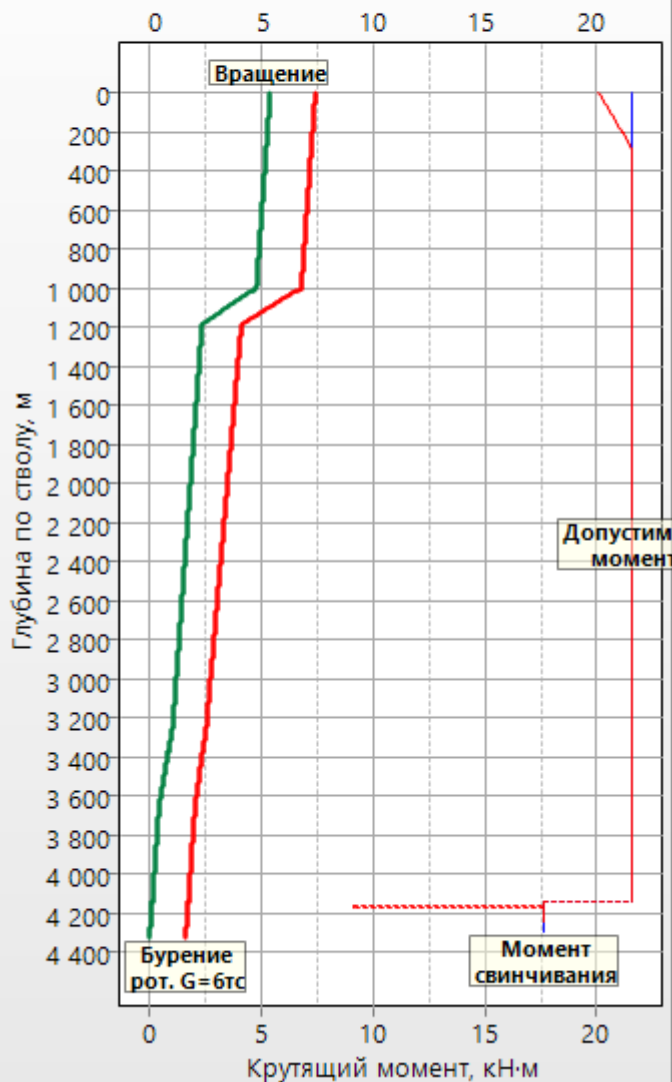
Растягивающие нагрузки в конце интервала

- Критическая (син. изгиб)
- Бурение турбинное
- Спуск (без циркул.)
- Бурение роторное
- Вращение
- Подъём (без циркул.)
- Допустимая при бурении
- Допустимая при подъёме



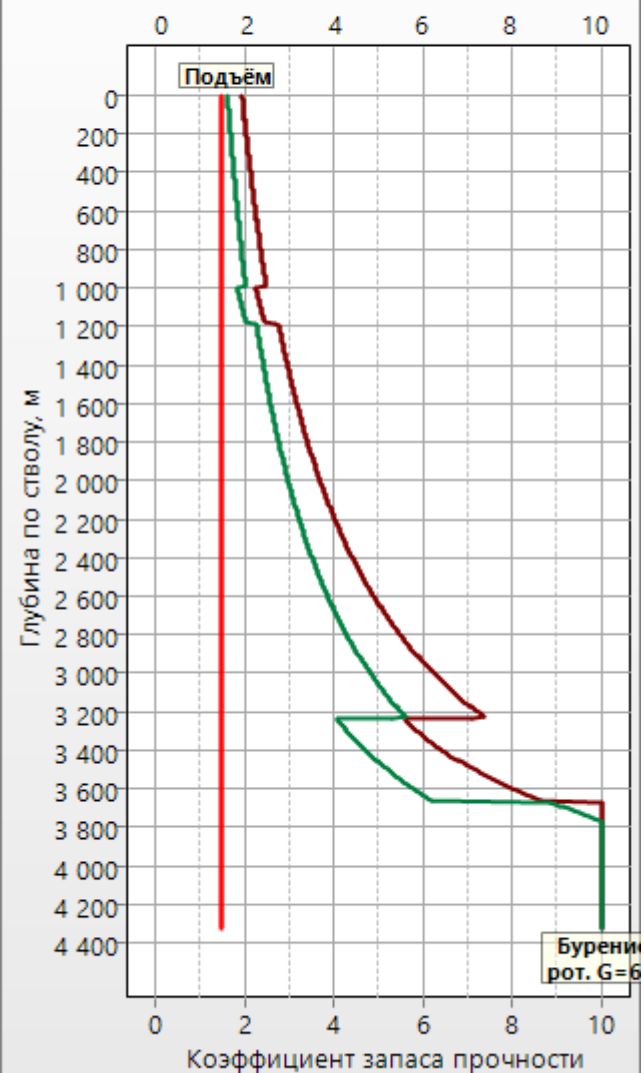
Крутящий момент в конце интервала

- Момент при вращении
- Момент при бурении
- Момент свинчивания
- Допустимый момент



КЗП в конце интервала

- Нормативный КЗП
- КЗП при роторном бурении
- КЗП при подъёме



Расчётный КЗП должен превышать нормативный

Интервал, м	Вес на крюке в конце интервала, тс								Нагрузка на долото для синус-изгиба рот. / турб. бурение, тс	Крутящий момент на устье в конце интервала, кН·м				Мин. КЗП в конце интервала	
	расч. при турб. бурении (G=тс)	расч. при спуске без цирк.	критич. (синус- изгиб)	расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (G=6тс)	допуст. при рот. бурении	расч. при подъёме без цирк.	допуст. при подъёме		расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (Mд=1.61)	свинч.	допуст. при рот. бурении	при подъёме (норм. 1.4)	при рот. бурении (норм. 1.5)
4318-4319		110.3		112.39	106.39	134	130.17	147.59	15.60	5.39	7.40	21.58	20.14	1.62	1.95
4319-4320		110.32		112.41	106.41	134.01	130.2	147.59	15.60	5.39	7.40	21.58	20.13	1.62	1.95
4320-4321		110.34		112.44	106.43	134	130.22	147.59	15.60	5.39	7.41	21.58	20.12	1.62	1.95
4321-4322		110.36		112.46	106.45	134	130.25	147.59	15.60	5.4	7.41	21.58	20.12	1.62	1.94
4322-4323		110.38		112.48	106.47	134	130.27	147.59	15.80	5.4	7.41	21.58	20.11	1.62	1.94
4323-4324		110.4		112.5	106.49	134	130.3	147.59	15.80	5.4	7.41	21.58	20.11	1.62	1.94
4324-4325		110.42		112.52	106.51	133.99	130.32	147.59	15.40	5.4	7.42	21.58	20.1	1.62	1.94
4325-4326		110.44		112.54	106.53	133.99	130.35	147.59	15.40	5.4	7.42	21.58	20.1	1.62	1.94
4326-4327		110.46		112.56	106.55	133.99	130.37	147.59	15.40	5.41	7.42	21.58	20.09	1.62	1.94

Выводы:

С учётом 18.2 тн веса талевой системы максимальный вес на крюке будет при подъёме с глубины 4327 м и составит 130.37 тс.

Минимальный коэффициент запаса по статической прочности будет при подъёме с глубины 4327 м и составит 1.62 (норматив 1.4). Элемент колонны: БТ IU 102x8,38; на устье.

Минимальный коэффициент запаса прочности при роторном бурении будет на глубине 4327 м и составит 1.94 (норматив 1.5). Элемент колонны: БТ IU 102x8,38; на устье.

Допустимые значения нагрузок при роторном бурении приведены для рассчитанных моментов

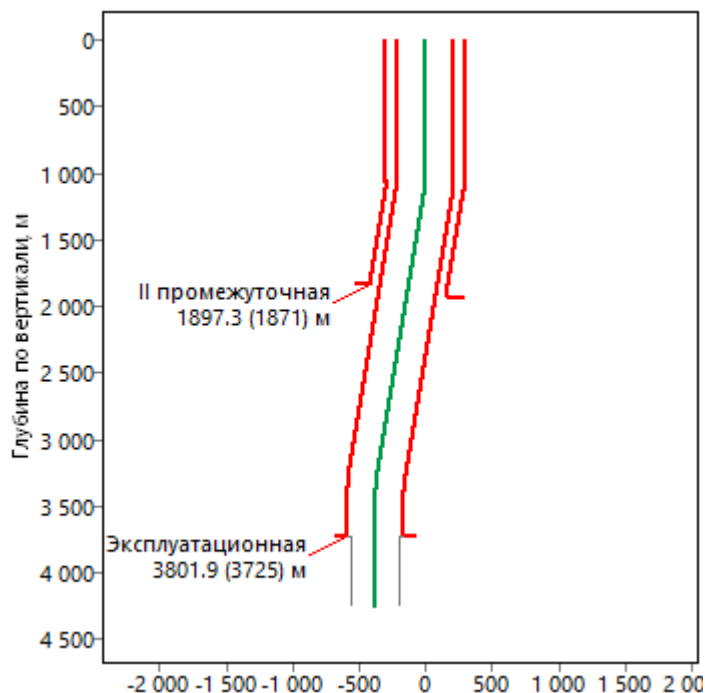
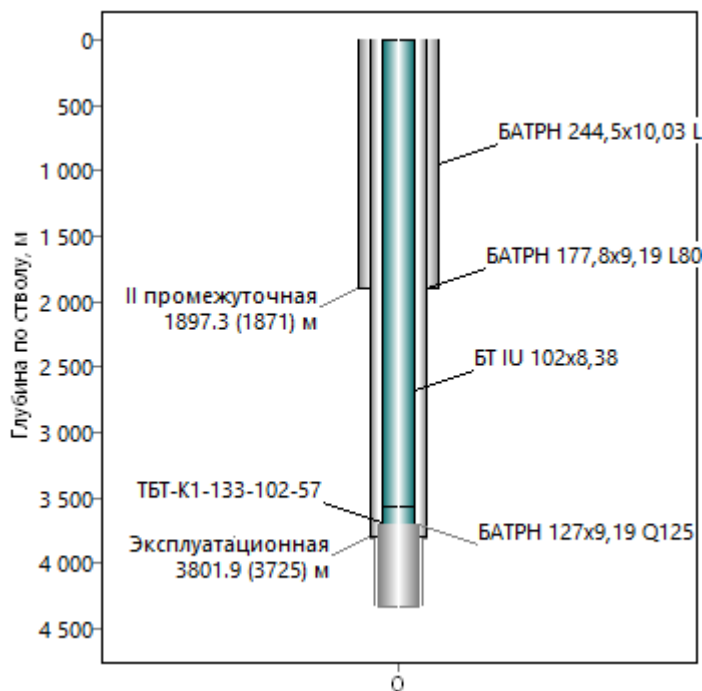
Допустимые значения моментов при роторном бурении приведены для рассчитанных нагрузок

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом коэффициента запаса прочности

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом изгиба и растяжения трубы

Анализ нагрузок и моментов для интервала 0-4327 м

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)



№	Эскиз	Элемент Группа прочности Замковое соединение Диаметр; Вес	Длина Глубина (верх) Сумм. длина	Бурение роторное		Подъём	
				Вес / Допустимый Крутящ. момент / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный	Вес / Допустимый Мин. КЗП / Нормативный		
3		БТ IU 102x8,38 G NC40 (140-62) 101.6 x 8.38 мм 84.22 тн (23.6 кг/м)	3567 м глуб. 0.0 сум. 4326.9 107.37 тн			111.55 129.39 тс КЗП = 1.62 1.40	
2		ТБТ-К1-133-102-57 45ХГМА (758) NC40 (133-68) 101.6 x 18.25 мм 6.34 тн (47.0 кг/м)	135 м глуб. 3567.0 сум. 759.9 23.15 тн			22.52 198.61 тс КЗП > 10	
1		БАТРН 127x9,19 Q125 Q125 127 (108.62) x 9.19 мм 16.82 тн (26.9 кг/м)	625 м глуб. 3702.0 сум. 624.9 16.82 тн			16.11 171.36 тс КЗП > 10	

Параметры расчёта

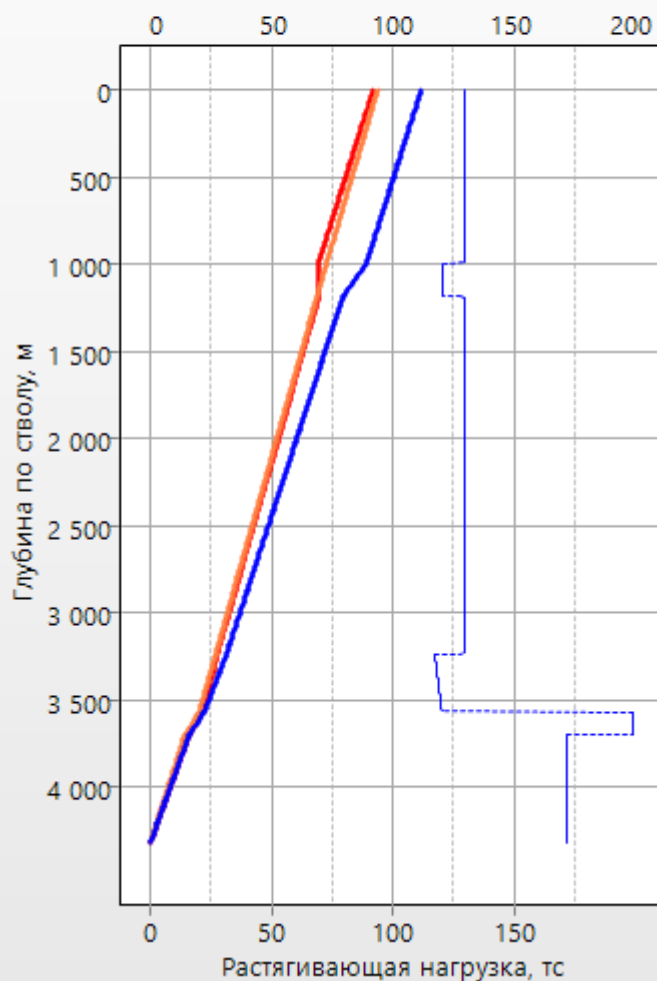
Плотность бурового раствора, г/см ³	1.31	Коэф. трения в обсадной колонне	0.25
ПВ, мПа·с / ДНС, Па / Расход, л/с	30.0 / 14.4 / 8.4	Коэф. трения в открытом стволе	0.35
Скорость бурения, м/ч СПО, м/мин	0 18	Осевая нагрузка (рот турб.), тс	0 -
Скорость вращ. (бур. СПО), об/мин	0 0	Момент на долоте, кН·м	0.00

Уточняющие коэффициенты

Уточн. коэф. для нагрузки (бурение, спуск)	1.15	Уточн. коэф. для нагрузки (вращение)	1.15
Уточн. коэф. для нагрузки (подъём)	1.15	Уточняющий коэфф. для расчёта момента	1

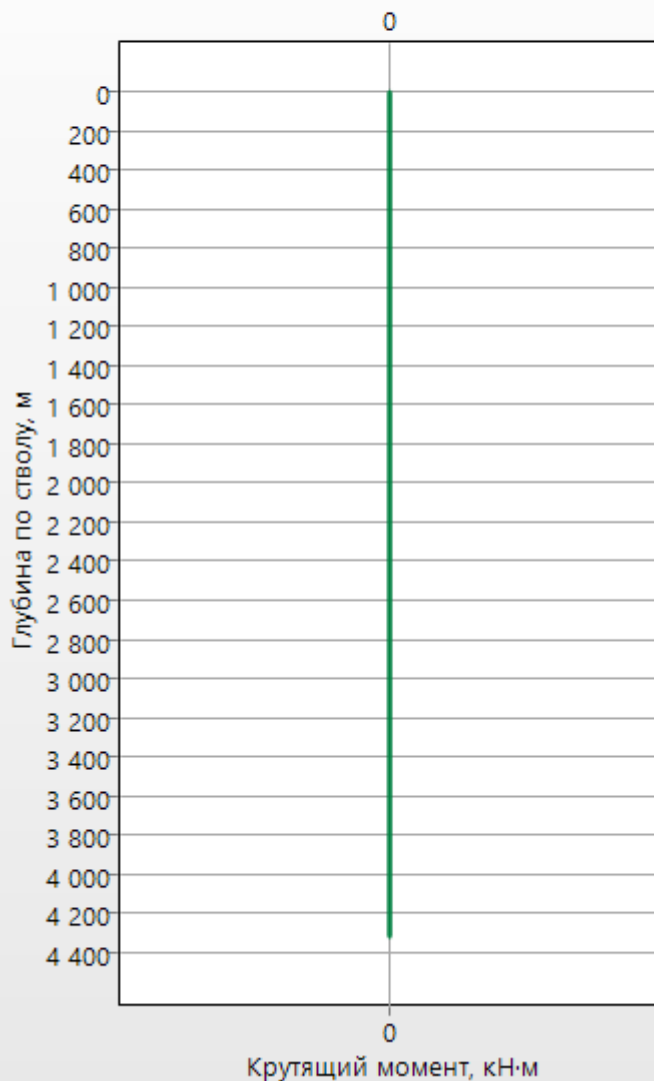
Растягивающие нагрузки в конце интервала

- Критическая (син. изгиб)
- Бурение турбинное
- Спуск (без циркул.)
- Бурение роторное
- Вращение
- Подъём (без циркул.)
- Допустимая при бурении
- Допустимая при подъёме



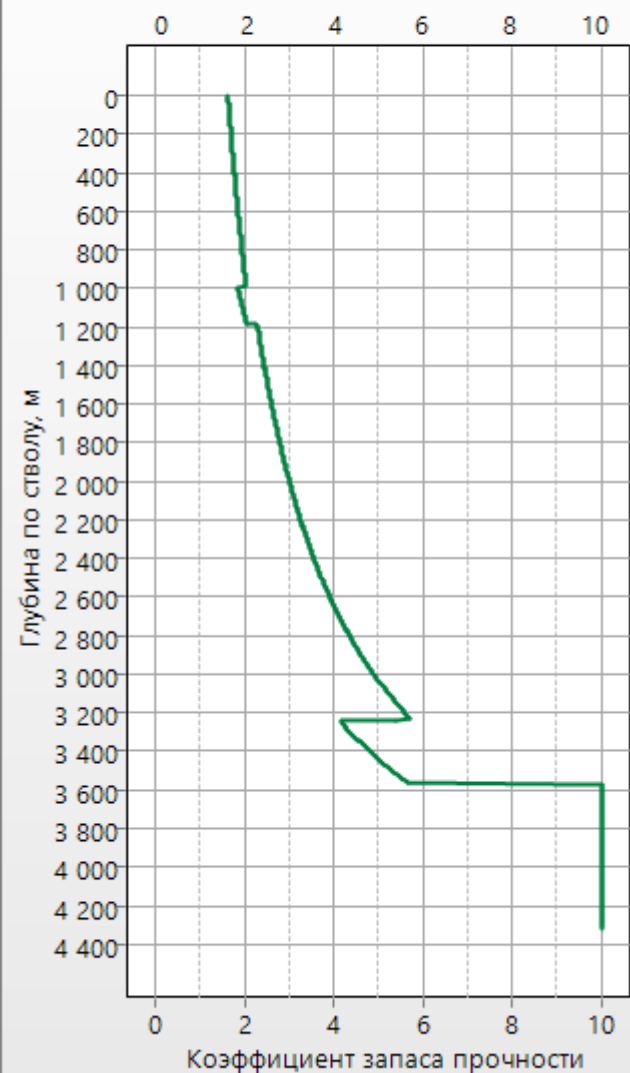
Крутящий момент в конце интервала

- Момент при вращении
- Момент при бурении
- Момент свинчивания
- Допустимый момент



КЗП в конце интервала

- Нормативный КЗП
- КЗП при роторном бурении
- КЗП при подъёме



Расчётный КЗП должен превышать нормативный

Интервал, м	Вес на крюке в конце интервала, тс								Нагрузка на долото для синус-изгиба рот. / турб. бурение, тс	Крутящий момент на устье в конце интервала, кН·м				Мин. КЗП в конце интервала	
	расч. при турб. бурении (G=тс)	расч. при спуске без цирк.	критич. (синус- изгиб)	расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (G=0тс)	допуст. при рот. бурении	расч. при подъеме без цирк.	допуст. при подъеме		расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (Mд=0.00)	свинч.	допуст. при рот. бурении	при подъеме (норм. 1.4)	при рот. бурении (норм. 1.5)
0-100		20.78		20.54			20.78	216.81						10	
100-200		23.36		22.87			23.36	216.81						10	
200-300		25.93		25.21			25.93	216.81						10	
300-400		28.51		27.55			28.51	216.81						10	
400-500		31.09		29.88			31.09	216.81						10	
500-600		33.67		32.22			33.67	216.81						10	
600-700		37.69		36.06			37.69	216.81						10	
700-800		41.29		39.5			41.29	147.59						7.85	
800-900		43.55		41.61			43.55	147.59						7.15	
900-1000		45.82		43.72			45.82	147.59						6.56	
1000-1100		47.89		45.82			48.25	147.59						6.03	
1100-1200		49.85		47.87			50.71	147.59						5.58	
1200-1300		51.82		49.89			53.11	147.59						5.19	
1300-1400		53.71		51.91			55.61	147.59						4.84	
1400-1500		55.57		53.93			58.13	147.59						4.54	
1500-1600		57.43		55.95			60.65	147.59						4.27	
1600-1700		59.39		57.97			63.06	147.59						4.04	
1700-1800		61.33		59.96			65.43	147.59						3.84	
1800-1900		62.91		61.93			68.16	147.59						3.63	
1900-2000		64.67		63.96			70.81	147.59						3.44	
2000-2100		66.58		65.99			73.3	147.59						3.29	
2100-2200		68.49		68.02			75.79	147.59						3.15	
2200-2300		70.4		70.05			78.27	147.59						3.02	
2300-2400		72.31		72.08			80.76	147.59						2.9	
2400-2500		74.22		74.11			83.25	147.59						2.79	
2500-2600		76.13		76.14			85.74	147.59						2.68	
2600-2700		78.03		78.17			88.23	147.59						2.59	
2700-2800		79.94		80.21			90.72	147.59						2.5	
2800-2900		81.85		82.24			93.21	147.59						2.42	
2900-3000		83.76		84.27			95.69	147.59						2.34	
3000-3100		85.67		86.3			98.18	147.59						2.27	
3100-3200		87.58		88.33			100.67	147.59						2.2	
3200-3300		89.5		90.37			103.17	147.59						2.13	
3300-3400		91.45		92.44			105.7	147.59						2.07	
3400-3500		93.42		94.53			108.26	147.59						2.01	

Интервал, м	Вес на крюке в конце интервала, тс								Нагрузка на долото для синус-изгиба рот. / турб. бурение, тс	Крутящий момент на устье в конце интервала, кН·м				Мин. КЗП в конце интервала	
	расч. при турб. бурении (G=тс)	расч. при спуске без цирк.	критич. (синус- изгиб)	расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (G=0тс)	допуст. при рот. бурении	расч. при подъёме без цирк.	допуст. при подъёме		расч. при вращ. над заб.	расч. при рот. бурении (Mд=0.00)	свинч.	допуст. при рот. бурении	при подъёме (норм. 1.4)	при рот. бурении (норм. 1.5)
3500-3600		95.41		96.65			110.85	147.59						1.96	
3600-3700		97.41		98.76			113.44	147.59						1.9	
3700-3800		99.4		100.88			116.03	147.59						1.85	
3800-3900		101.4		102.96			118.62	147.6						1.8	
3900-4000		103.42		105.05			121.24	147.59						1.76	
4000-4100		105.44		107.15			123.86	147.59						1.72	
4100-4200		107.45		109.23			126.47	147.59						1.67	
4200-4300		109.45		111.3			129.06	147.59						1.63	
4300-4327		109.98		111.86			129.75	147.59						1.62	

Выводы:

С учётом 18.2 тн веса талевой системы максимальный вес на крюке будет при подъёме с глубины 4327 м и составит 129.75 тс.

Минимальный коэффициент запаса по статической прочности будет при подъёме с глубины 4327 м и составит 1.62 (норматив 1.4). Элемент колонны: БТ IU 102x8,38; на устье.

Допустимые значения нагрузок при роторном бурении приведены для рассчитанных моментов

Допустимые значения моментов при роторном бурении приведены для рассчитанных нагрузок

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом коэффициента запаса прочности

Допустимые нагрузки и моменты приведены с учётом изгиба и растяжения трубы

Приложение Ж
Расчёт цементирования обсадных колонн

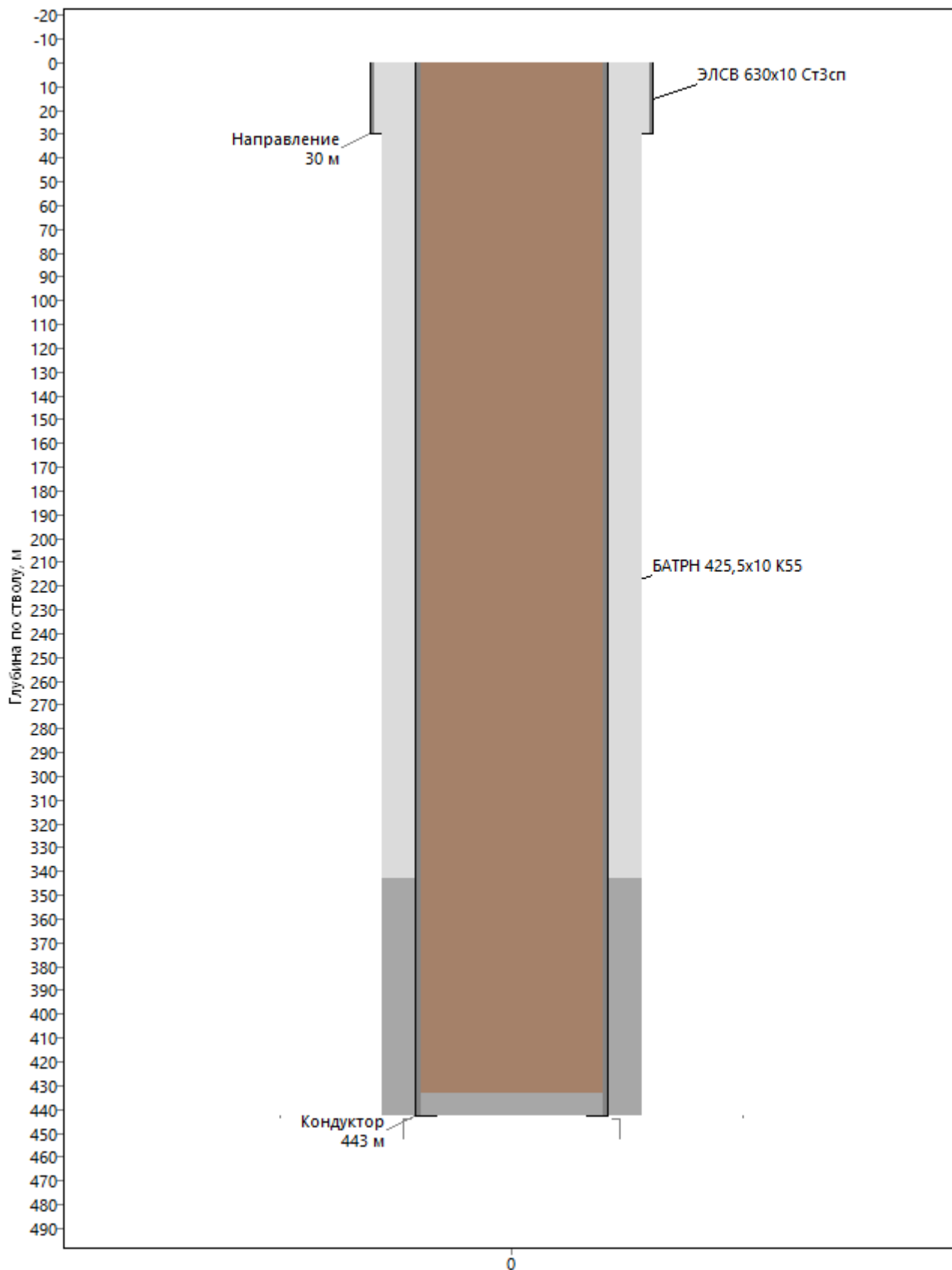
Цементирование

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

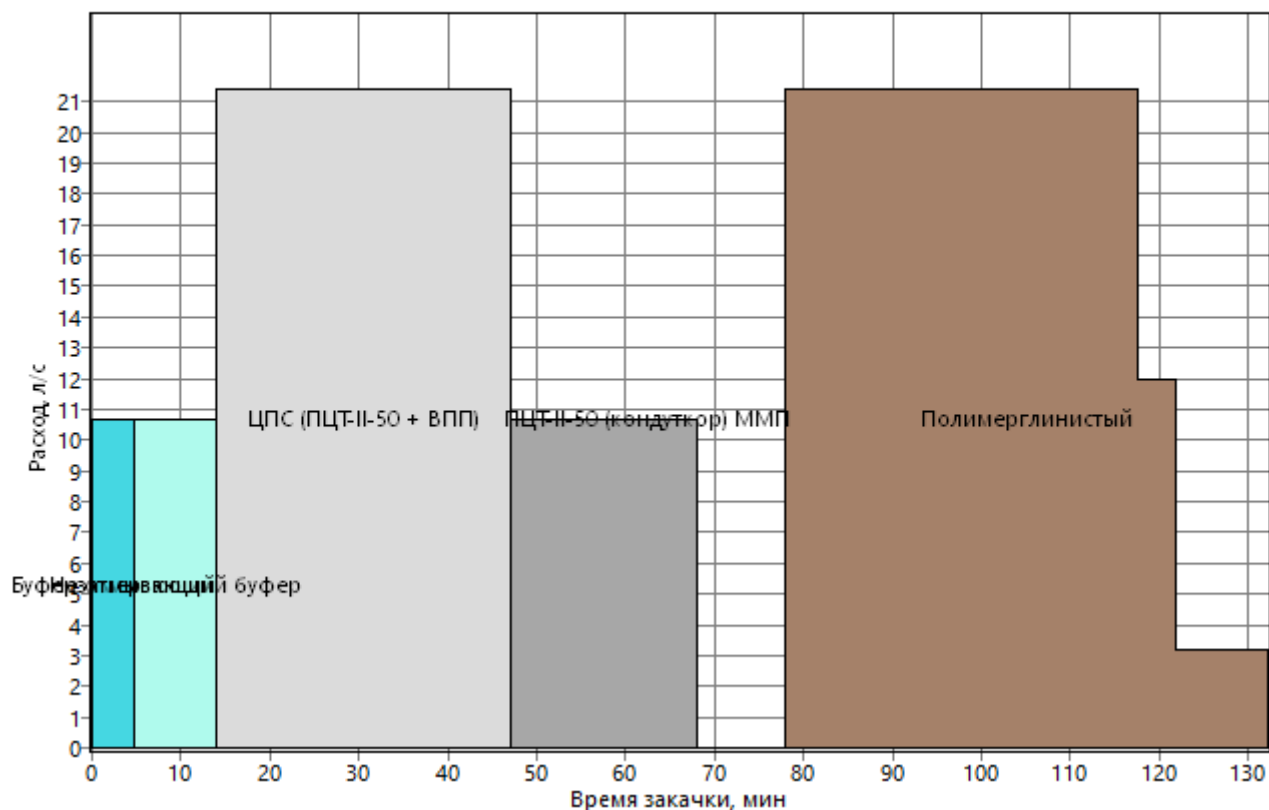
Первая ступень. Коэффициент безопасности: 0,97

Обсадная колонна [Кондуктор]

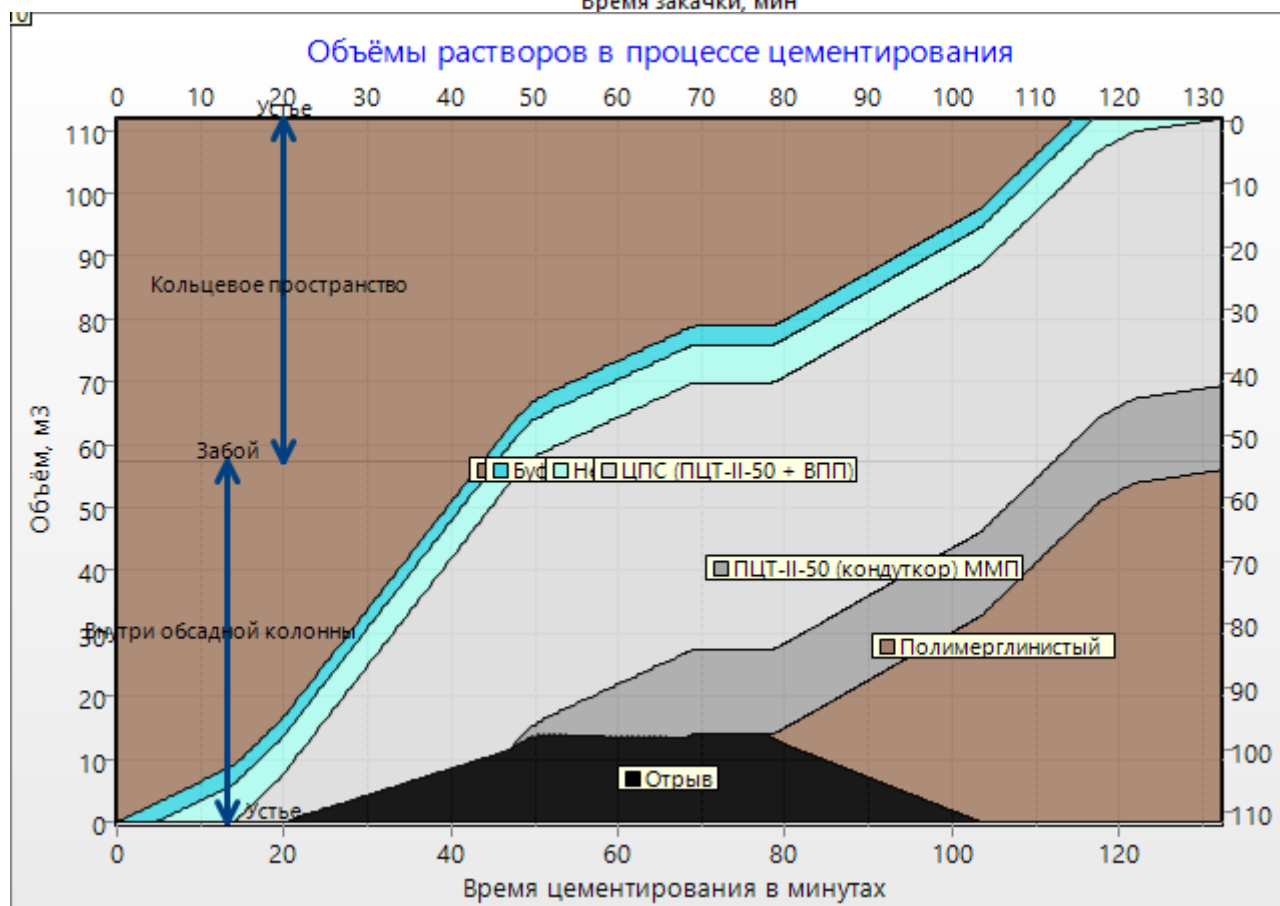
Скважина



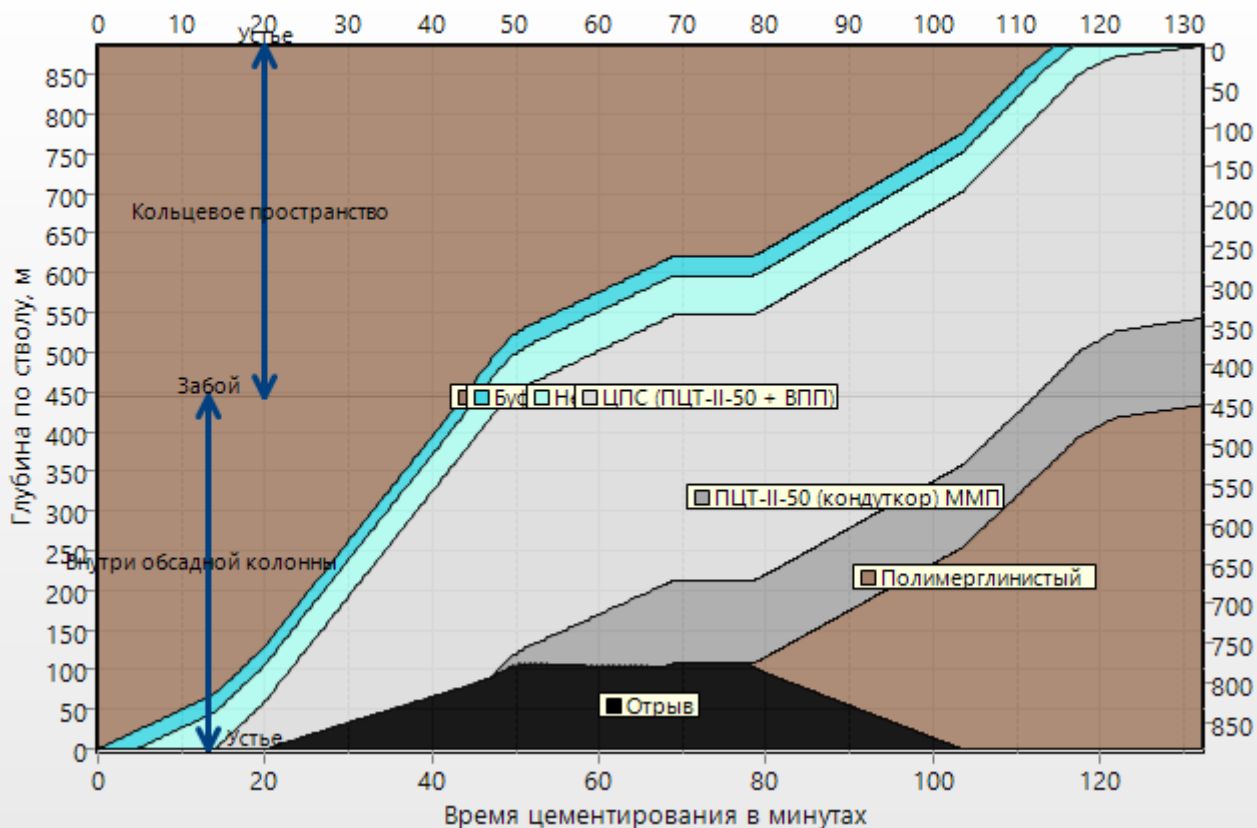
План зачки растворов



Объёмы растворов в процессе цементирования

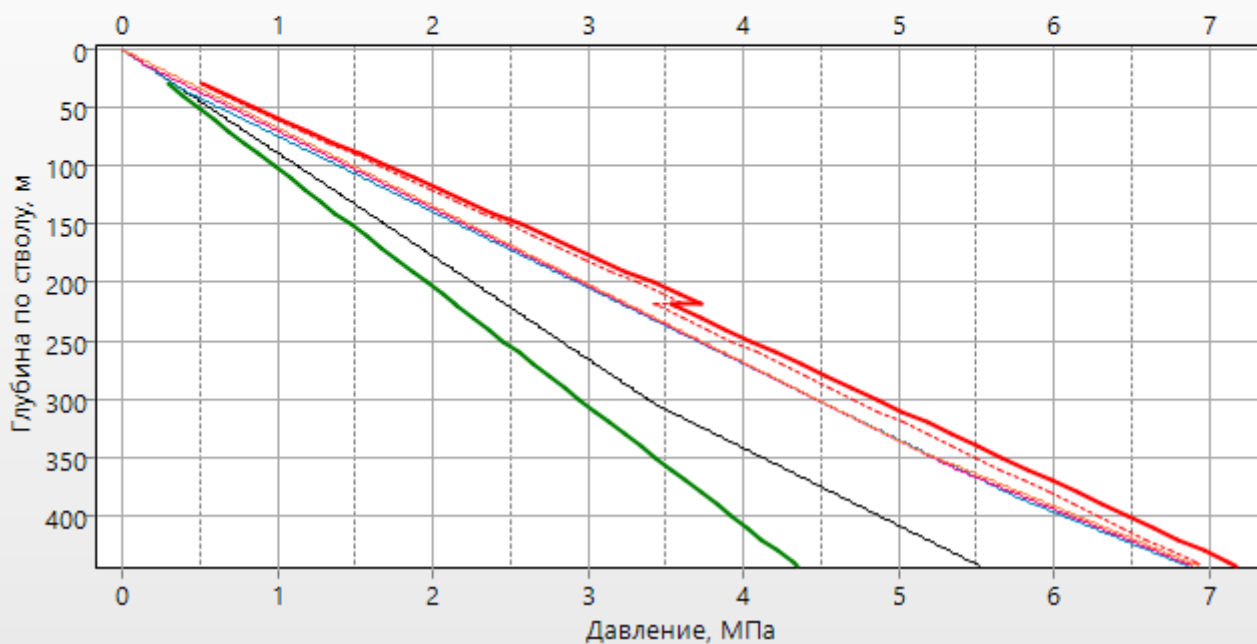


Уровни растворов в процессе цементирования



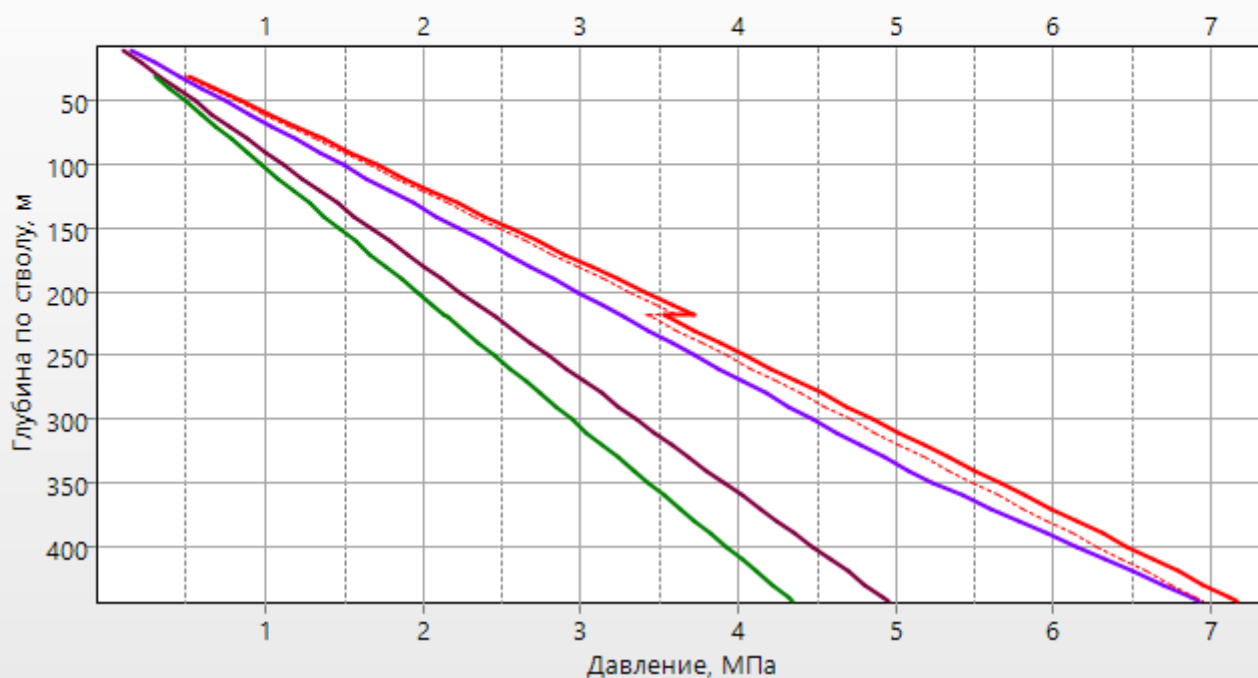
Давление при продажке

- | | |
|--|---|
| <input checked="" type="checkbox"/> — Первая порция продавки | <input checked="" type="checkbox"/> — Вторая порция продавки |
| <input checked="" type="checkbox"/> — Третья порция продавки | <input checked="" type="checkbox"/> — Четвёртая порция продавки |
| <input checked="" type="checkbox"/> — Пластовое давление | <input checked="" type="checkbox"/> — Давл. гидр. с учётом коэф. безоп. |
| <input checked="" type="checkbox"/> — Давление гидроразрыва | |

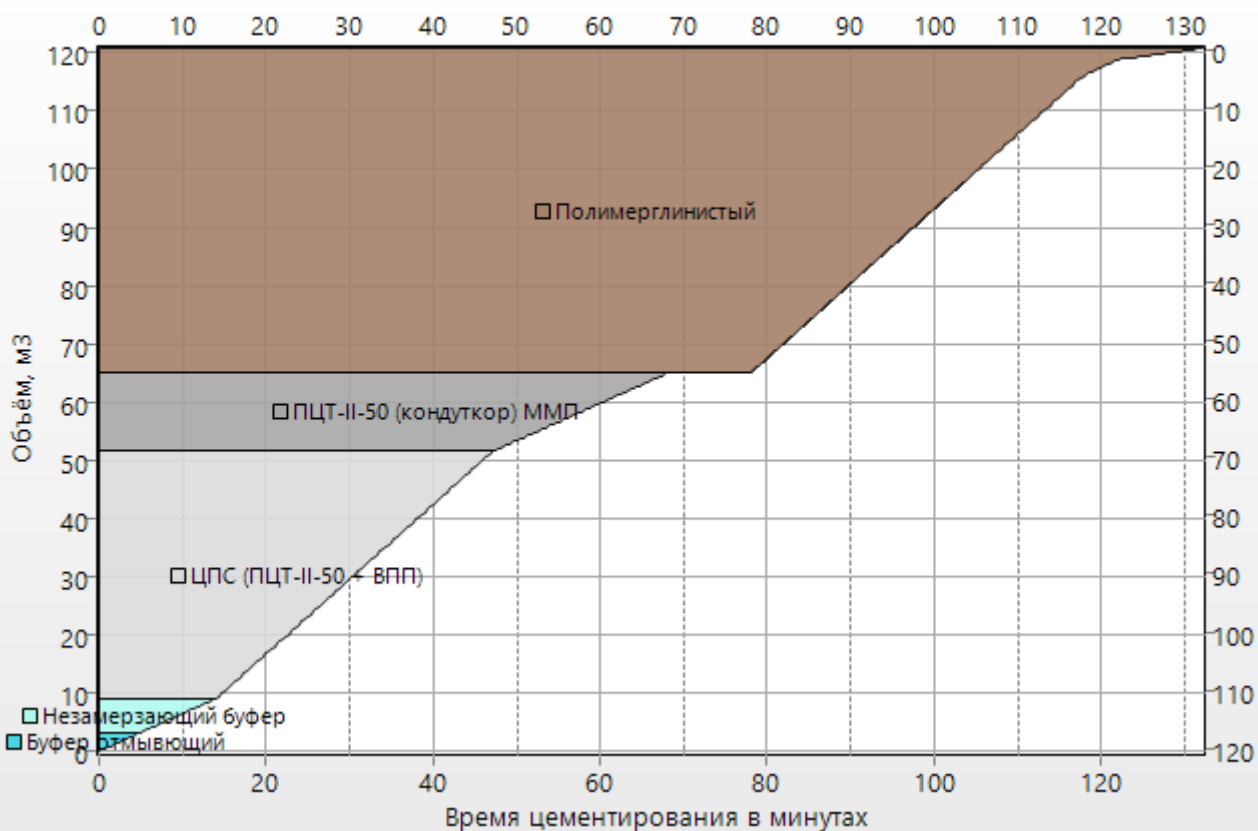


Давление в кольцевом пространстве

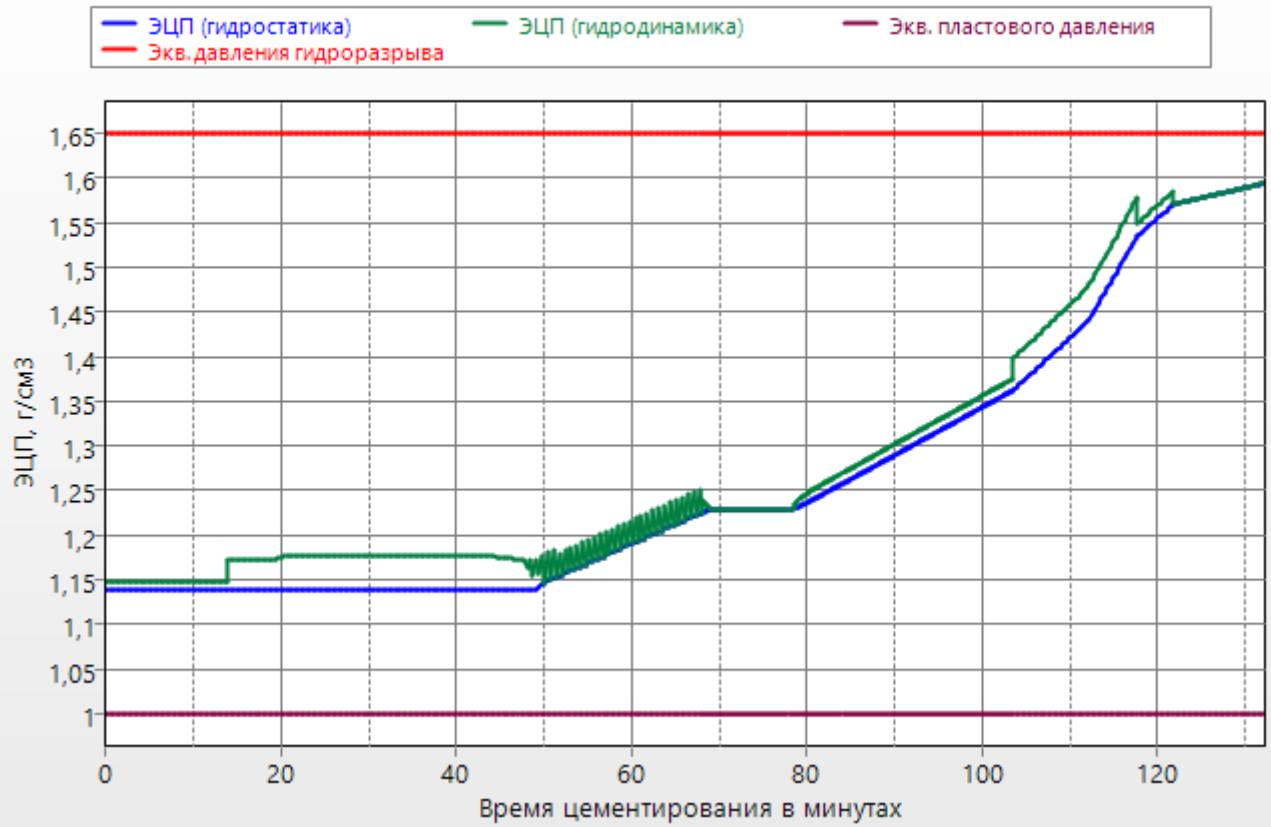
- Минимальное давление
- Максимальное давление
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва



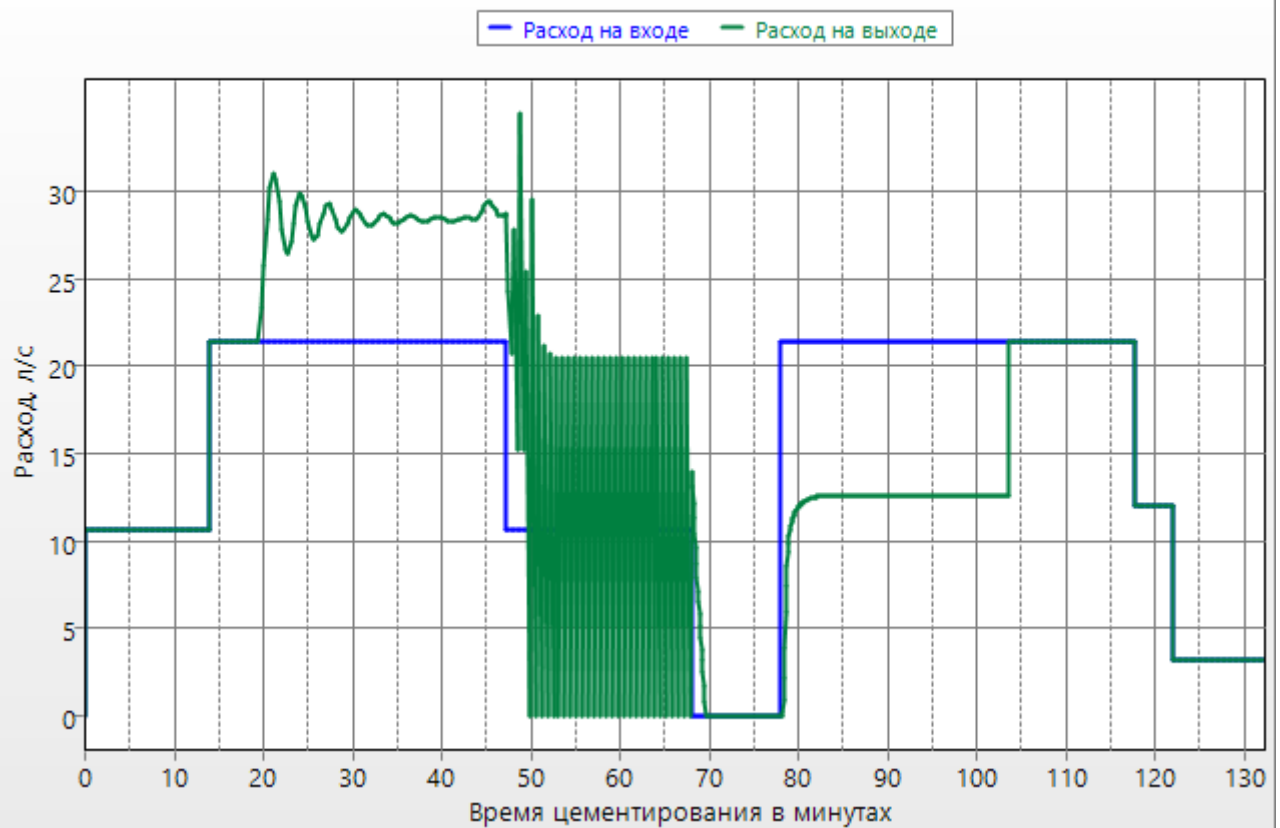
Закачанный объём



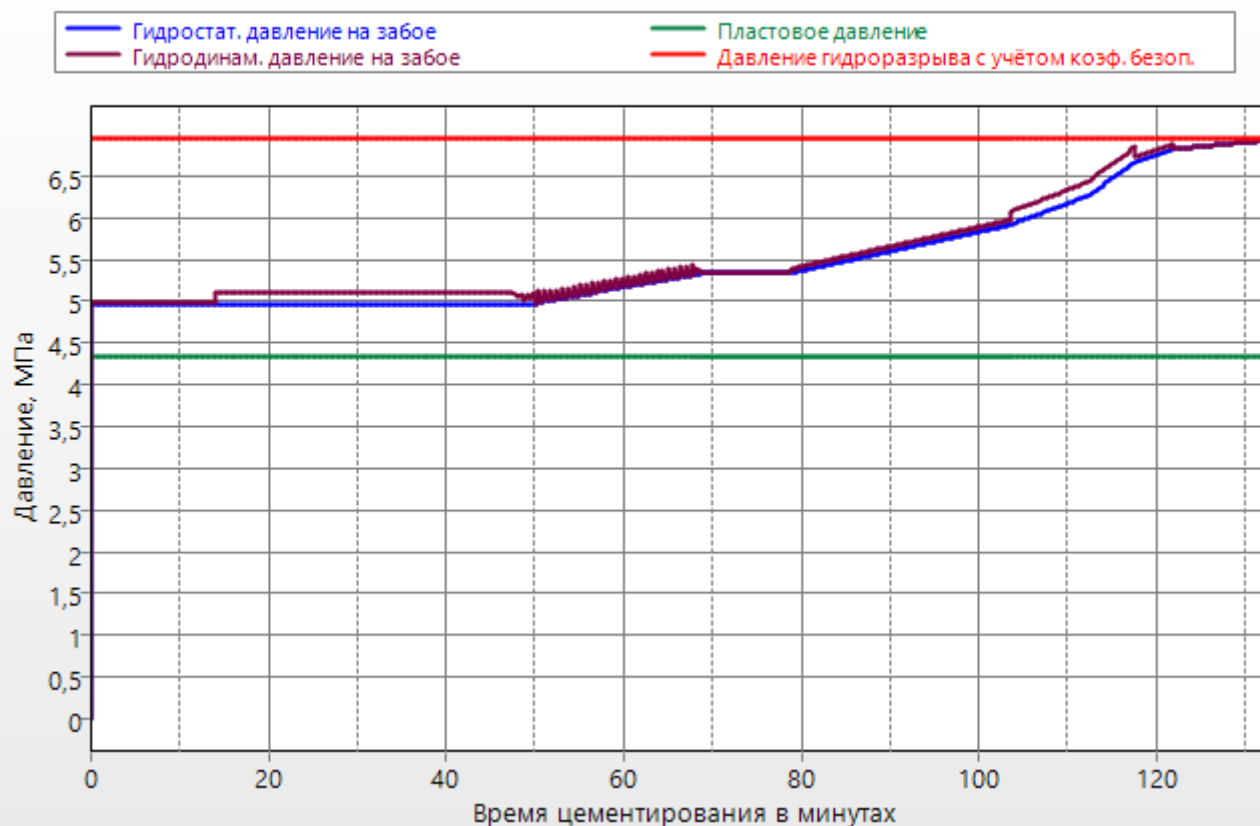
ЭЦП на забое в процессе цементирования



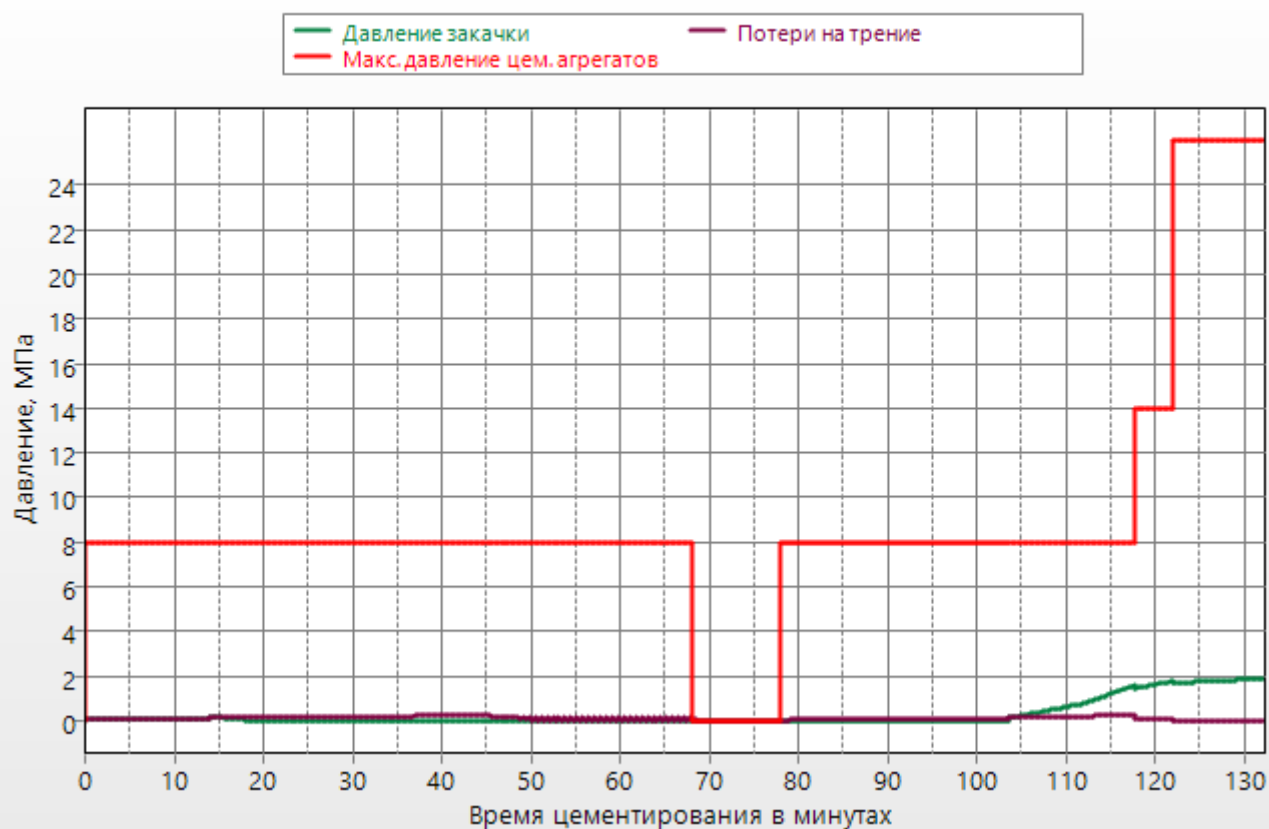
Расход на входе и выходе в процессе цементирования



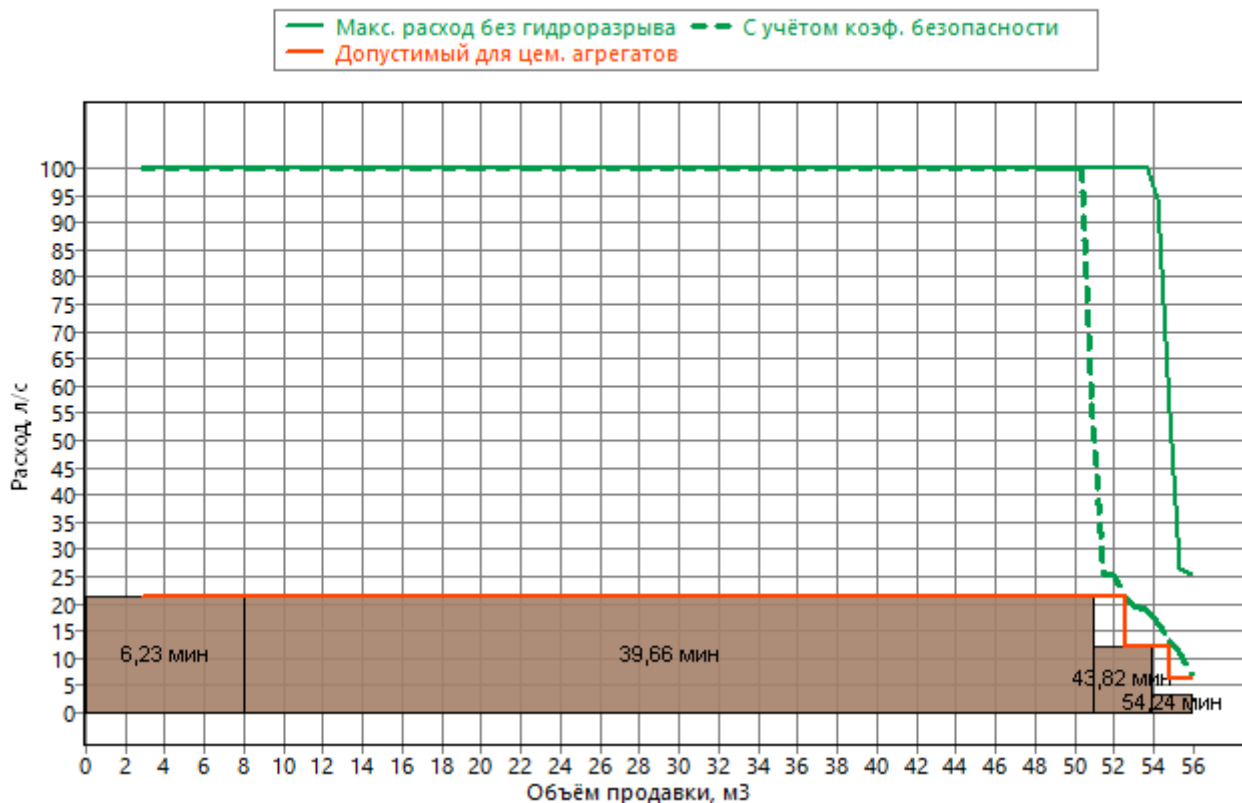
Давление на забое в процессе цементирования



Давление закачки и цементировочных агрегатов в процессе цементирования



План безопасной продавки



Объёмы скважины

От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Объём, м ³	Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² /м
0	443	425,50	405,50	57,21		
30	443	579,21	425,50	50,09	0,1	0,174 - 0,165
0	30	610,00	425,50	4,50		

Растворы

Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, кг/м ³	Пластич. вязкость, мПа·с	ДНС, Па	Объём, м ³	Масса, т
Промывка	Полимерглинистый	0	443	1140	20,00	12,00	111,81	127,46
Буфер	Буфер отмывлющий	0	0	1140	5,00	2,00	3,00	3,42
Второй буфер	Незамерзающий буфер	0	0	1140	10,00	2,00	6,00	6,84
Тампонаж	ЦПС (ПЦТ-II-50 + ВПП)	0	343	1520	47,40	21,60	42,47	64,55
Тампонаж 2	ПЦТ-II-50 (кондуктор) ММП	343	443	1850	180,00	13,00	13,42	24,83
Продавка	Полимерглинистый	0	433	1140	20,00	14,40	55,92	63,75

План закачки растворов

Наименование раствора	Расход, л/с	Объём, м ³	Время, мин	Суммарн. объём, м ³	Комментарий
Буфер отмывочный	10,7	3,00	4,7	3,00	
Незамерзающий буфер	10,7	6,00	9,3	6,00	
ЦПС (ПЦТ-II-50 + ВПП)	21,4	42,47	33,1	42,47	
ПЦТ-II-50 (кондуктор) ММП	10,7	13,42	20,9	13,42	
ПЦТ-II-50 (кондуктор) ММП			10,0	13,42	сброс шара и пробки, промывка ЛВД
Полимерглинистый	21,4	8,00	6,2	8,00	Продавка
Полимерглинистый	21,4	42,92	33,4	50,92	Продавка
Полимерглинистый	12,0	3,00	4,2	53,92	Продавка
Полимерглинистый	3,2	2,00	10,4	55,92	Продавка

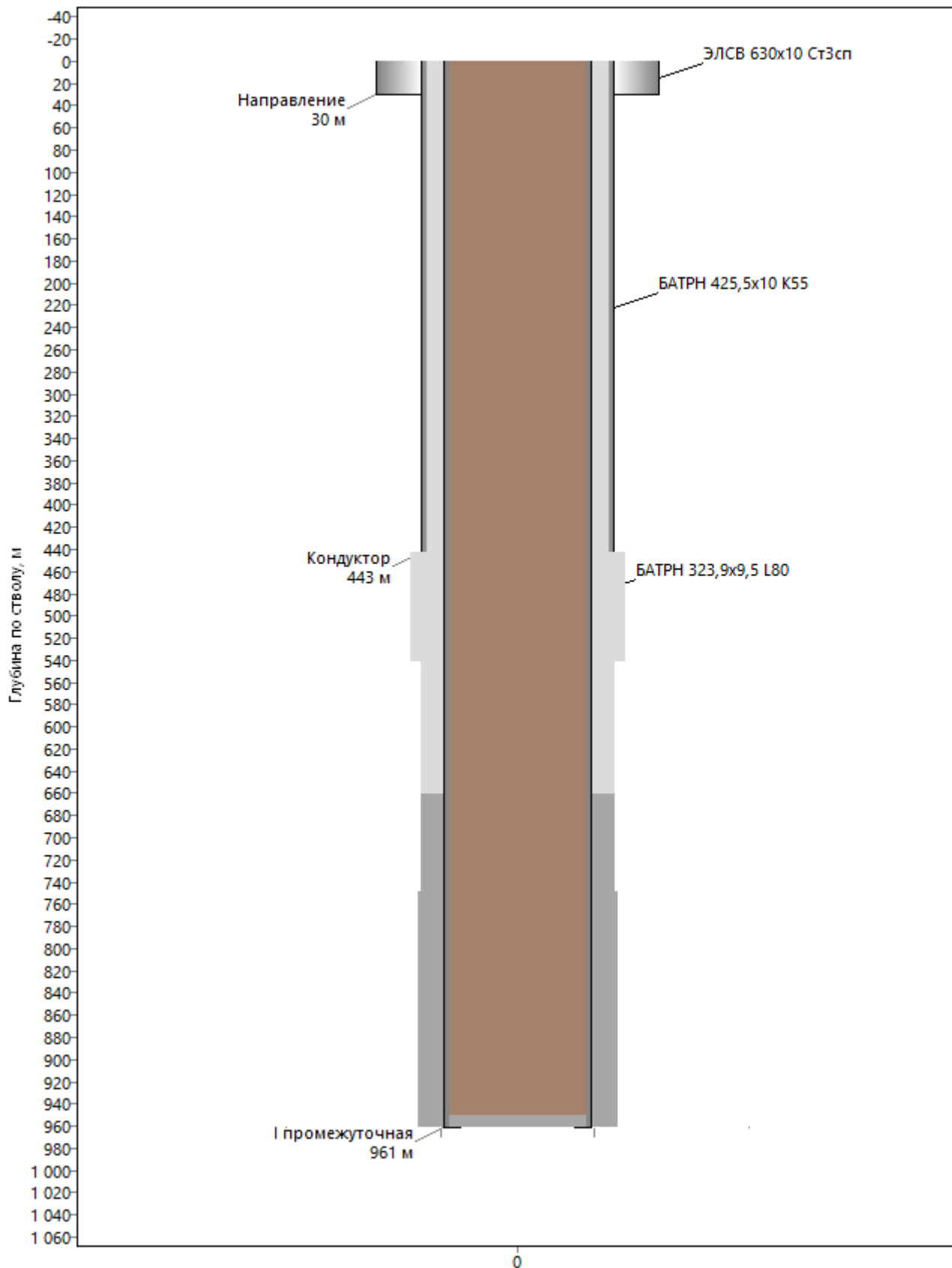
Цементирование

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

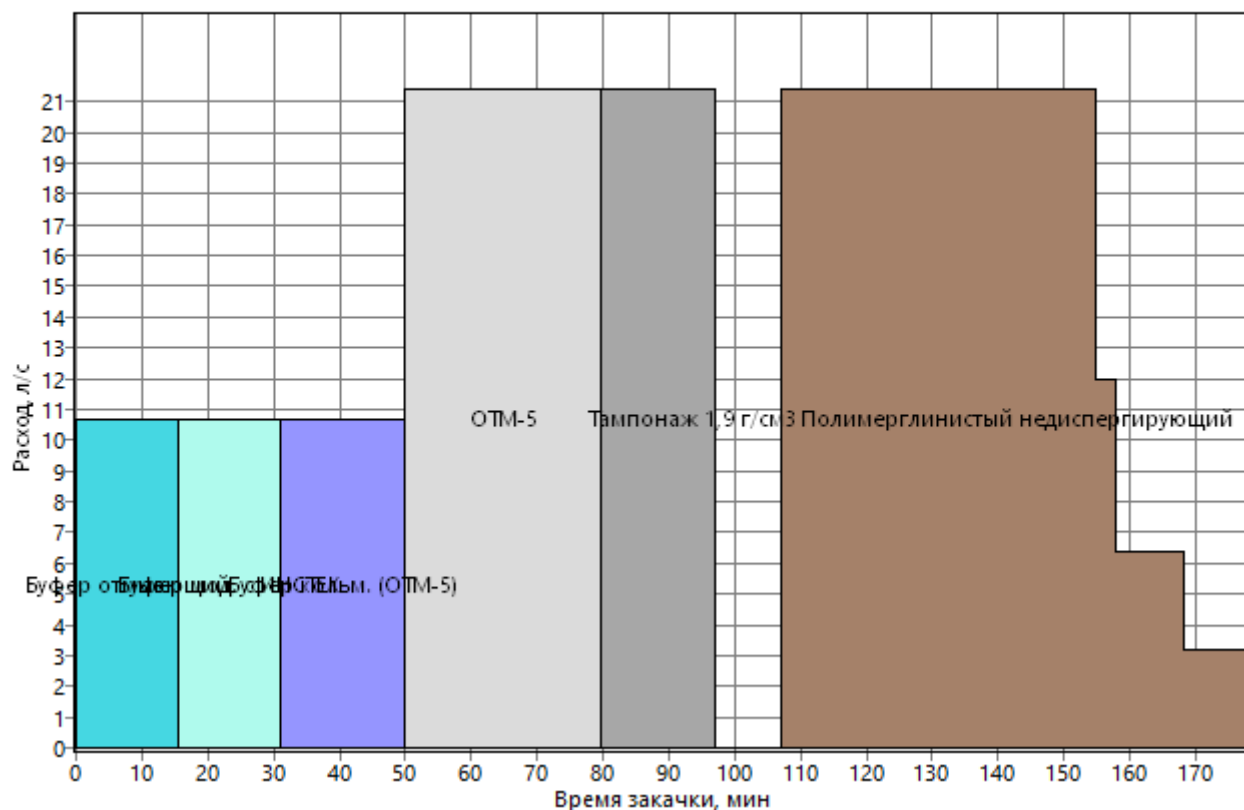
Первая ступень. Коэффициент безопасности: 0,95

Обсадная колонна [I промежуточная]

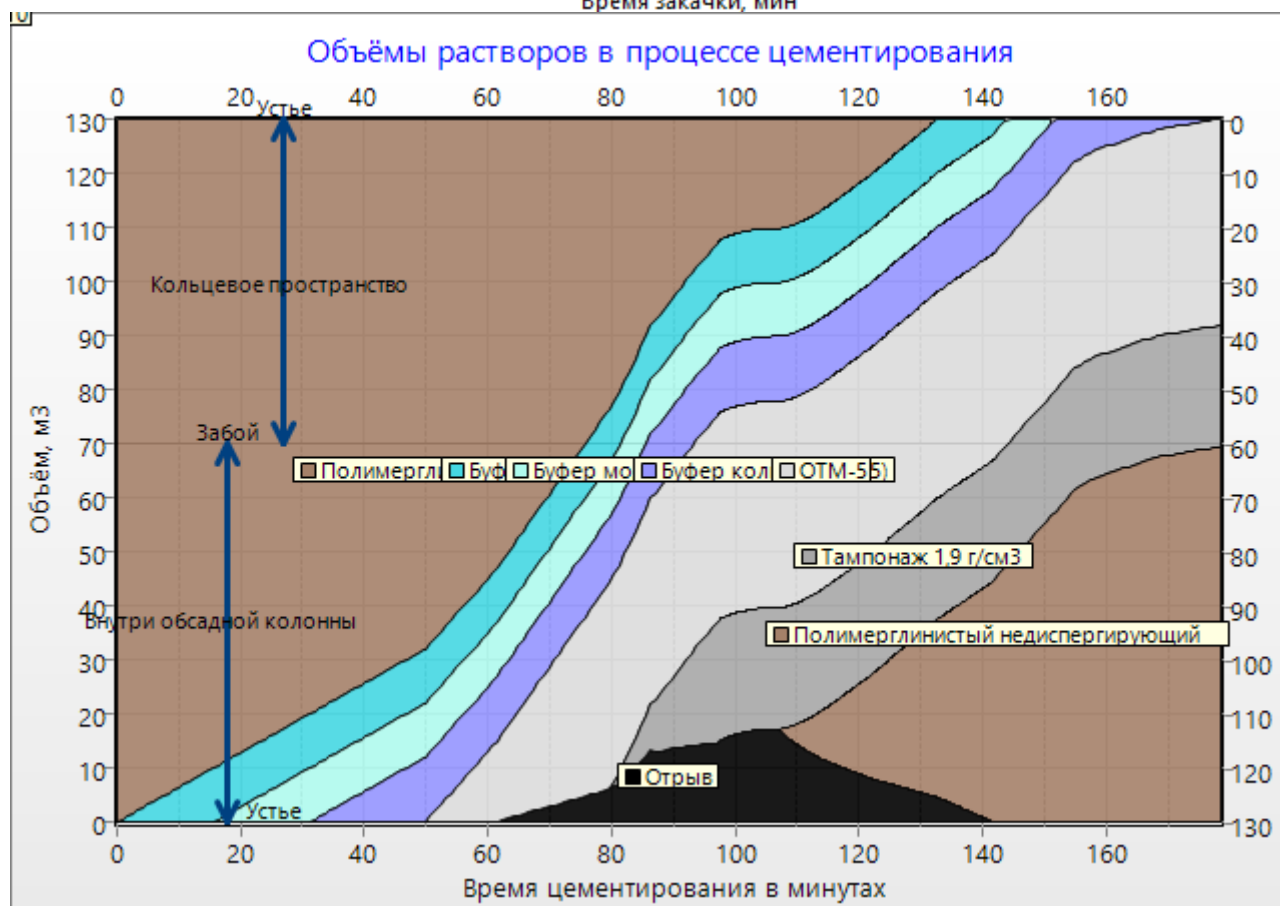
Скважина

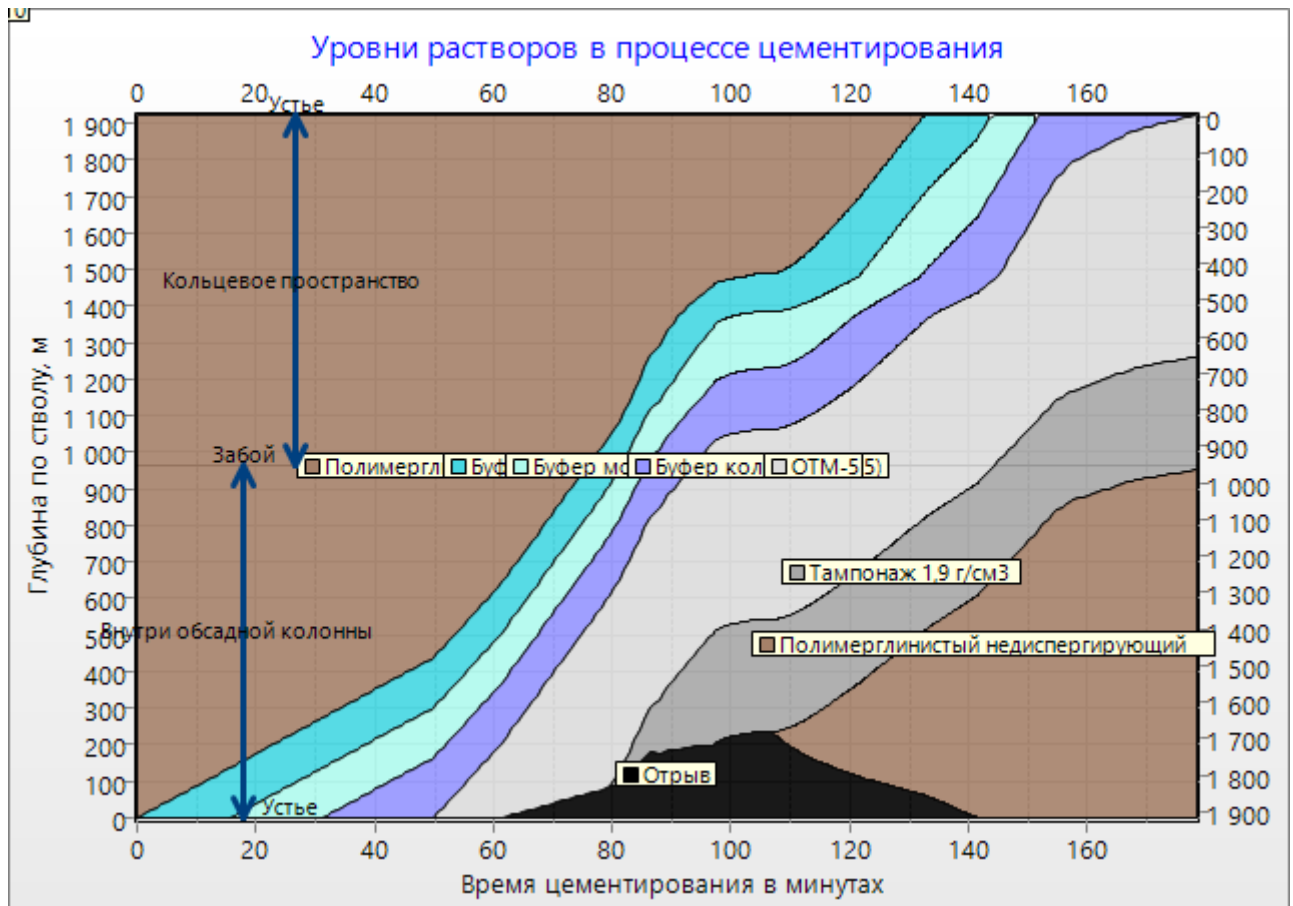


План заочки растворов



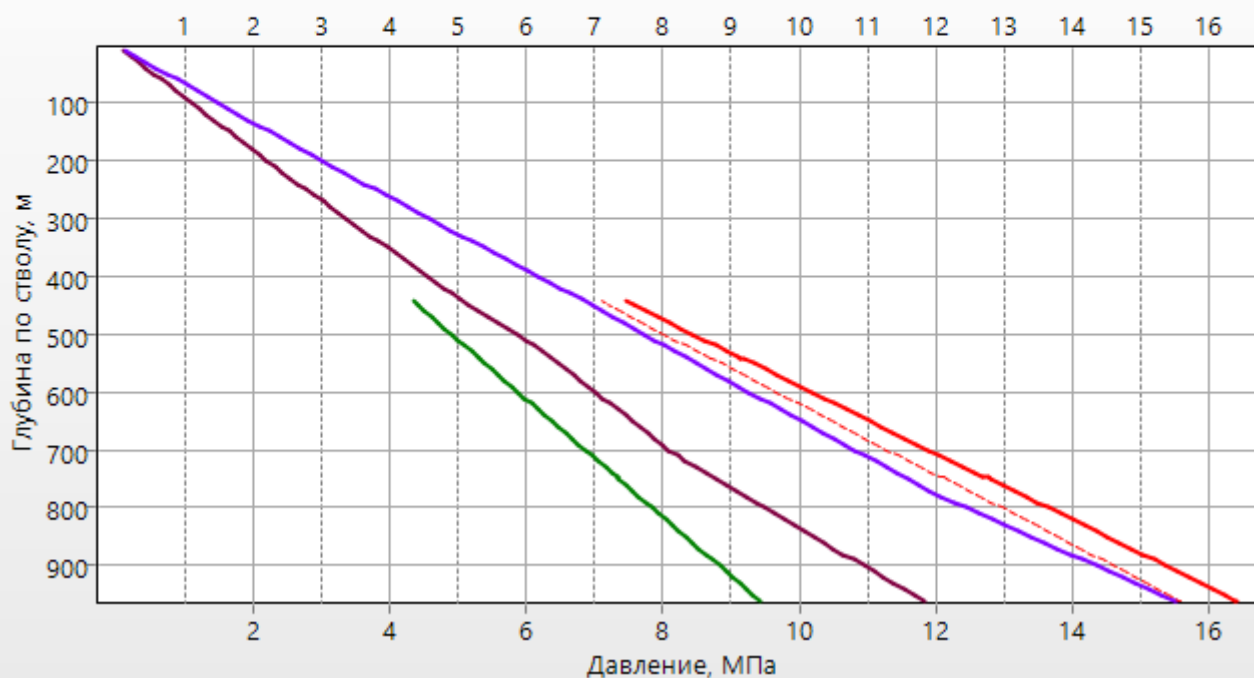
Объёмы растворов в процессе цементирования



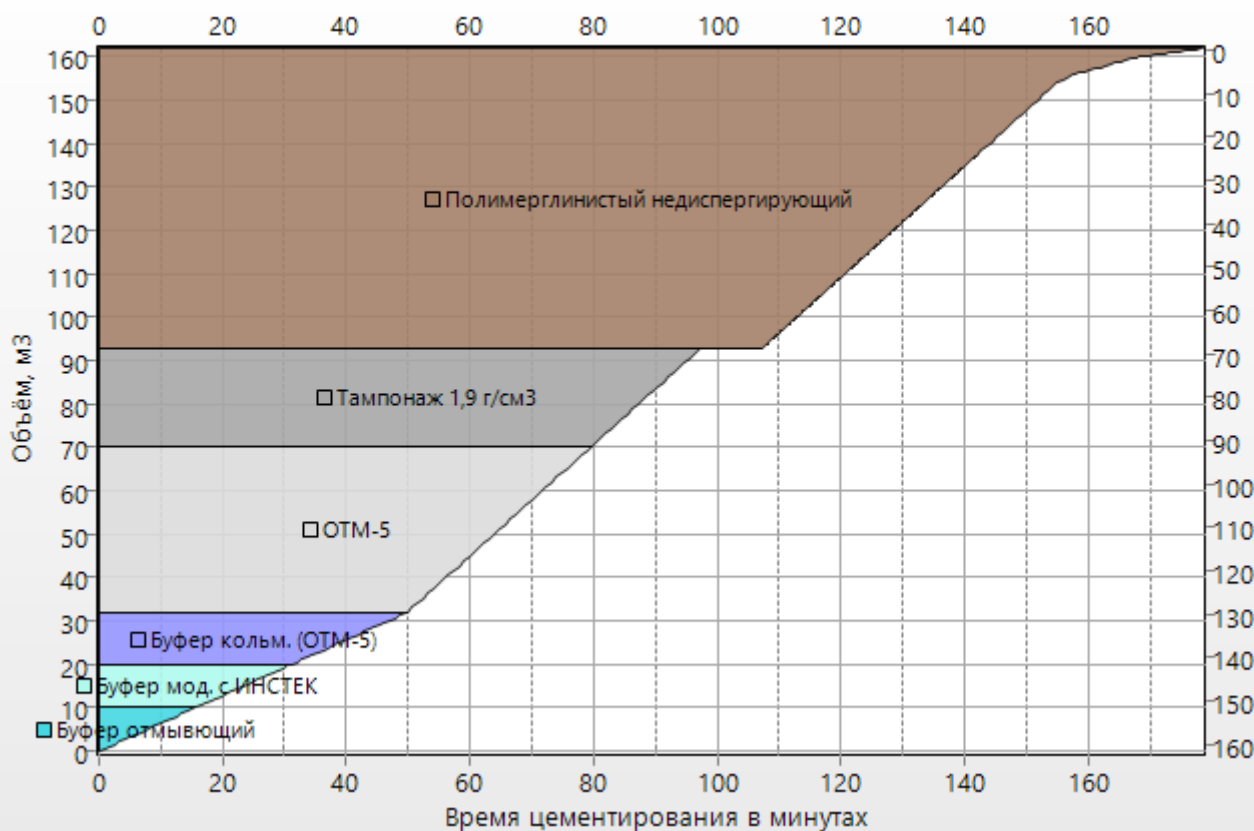


Давление в кольцевом пространстве

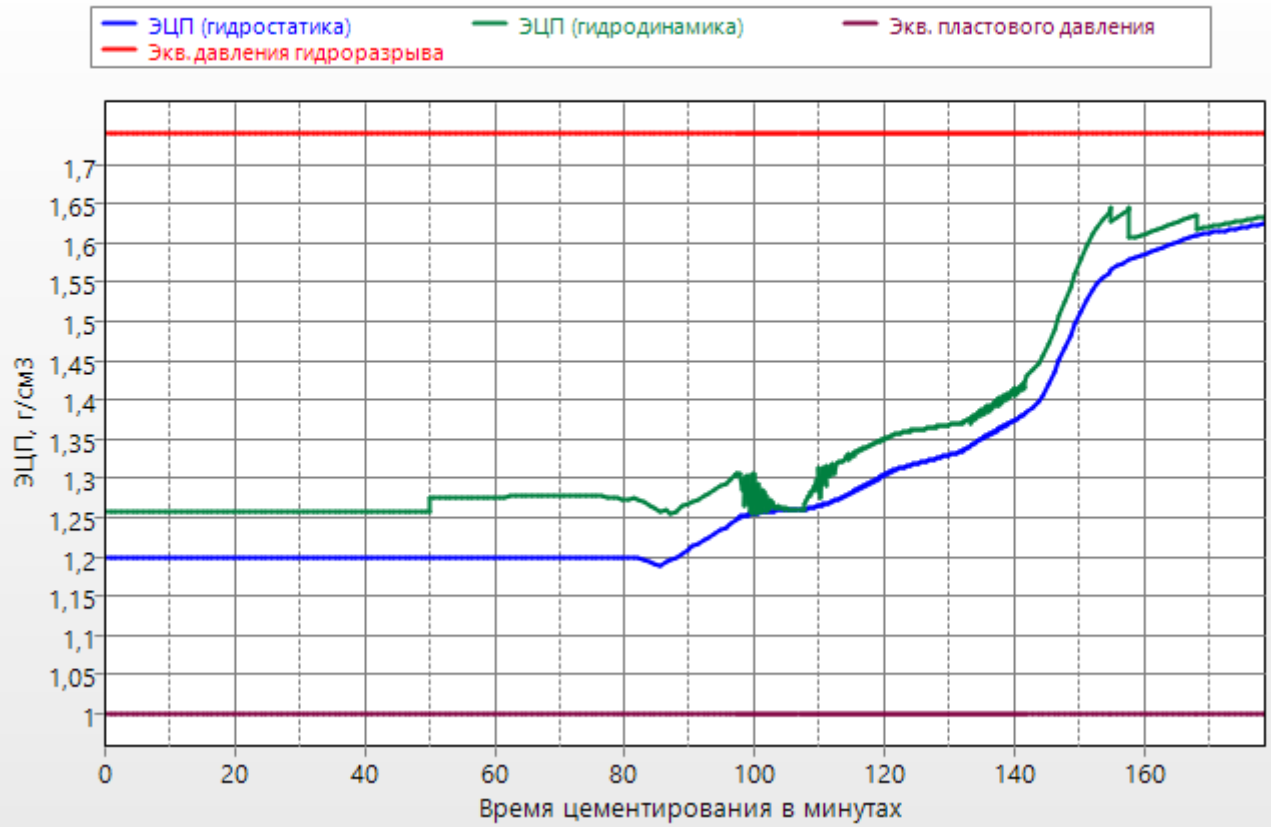
- Минимальное давление
- Максимальное давление
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва



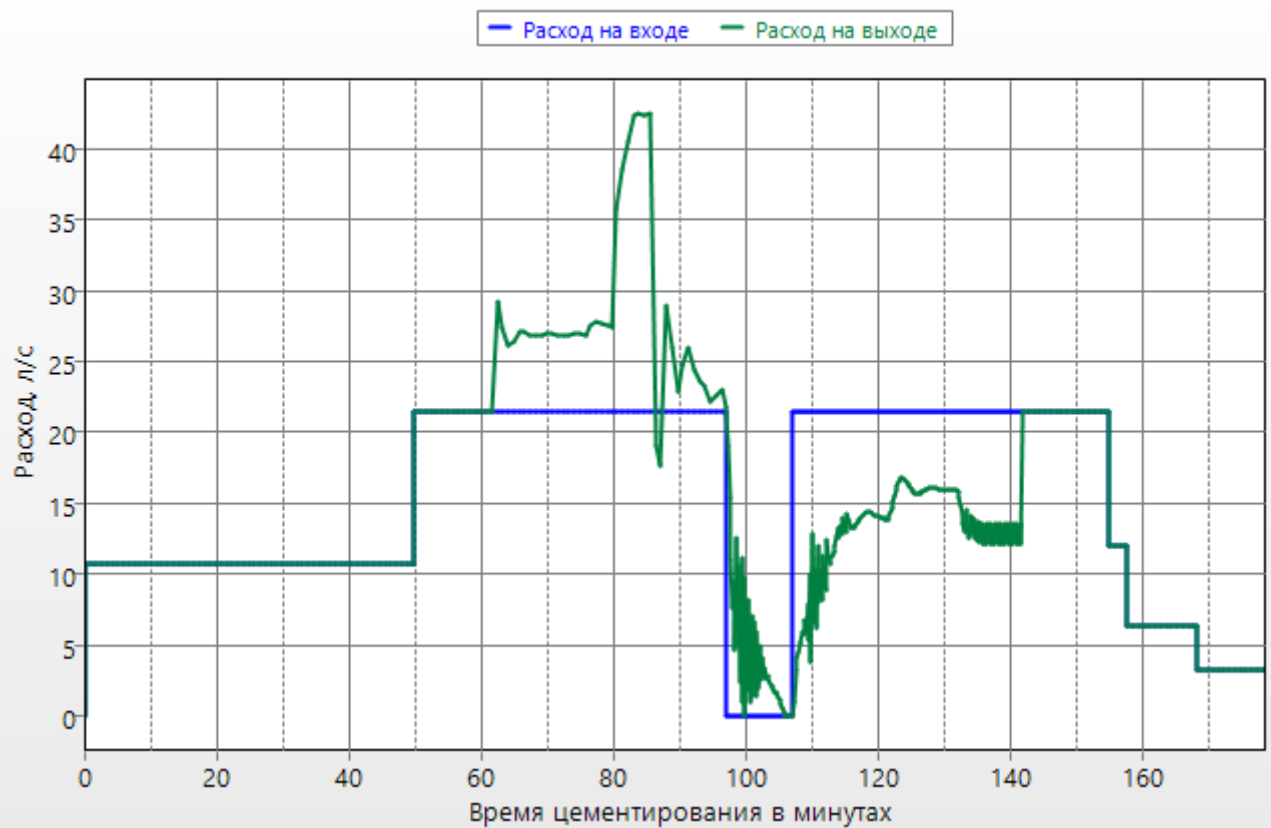
Закачанный объём



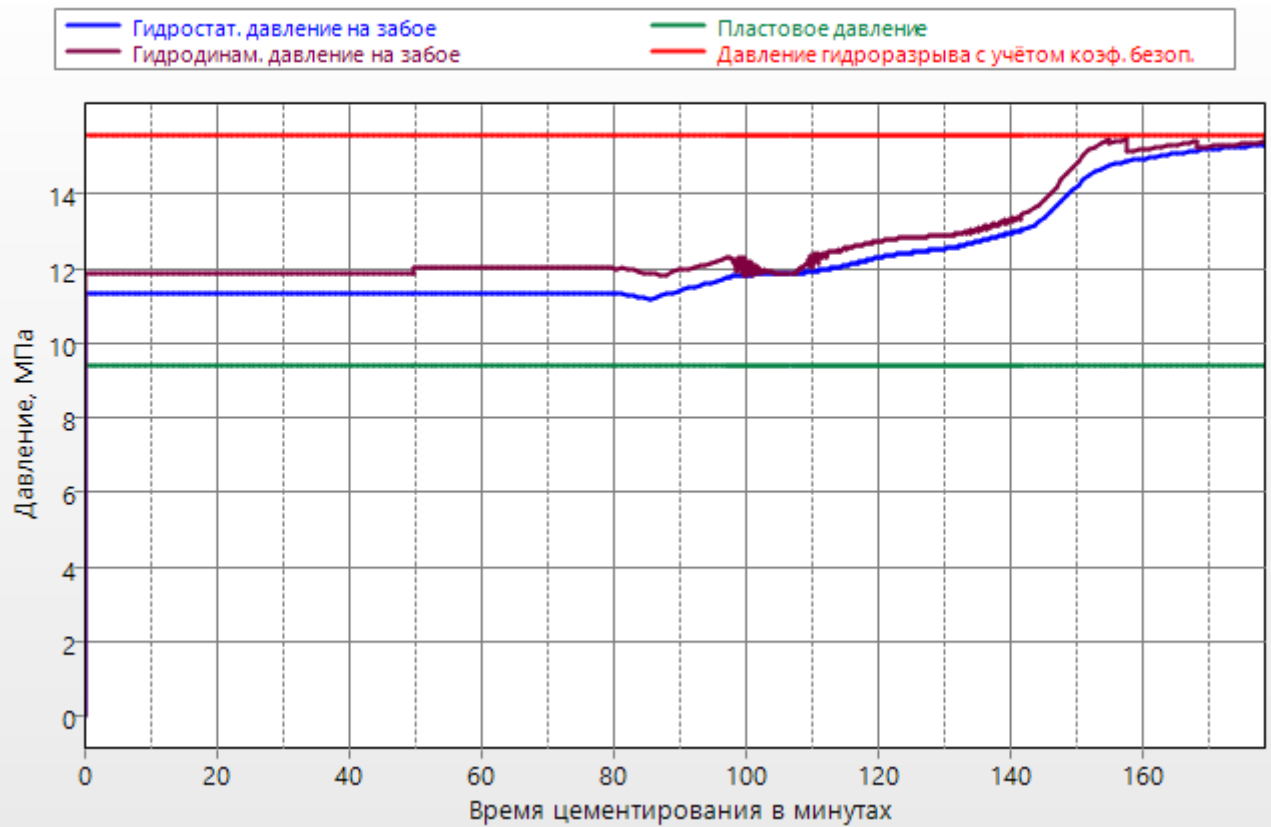
ЭЦП на забое в процессе цементирования



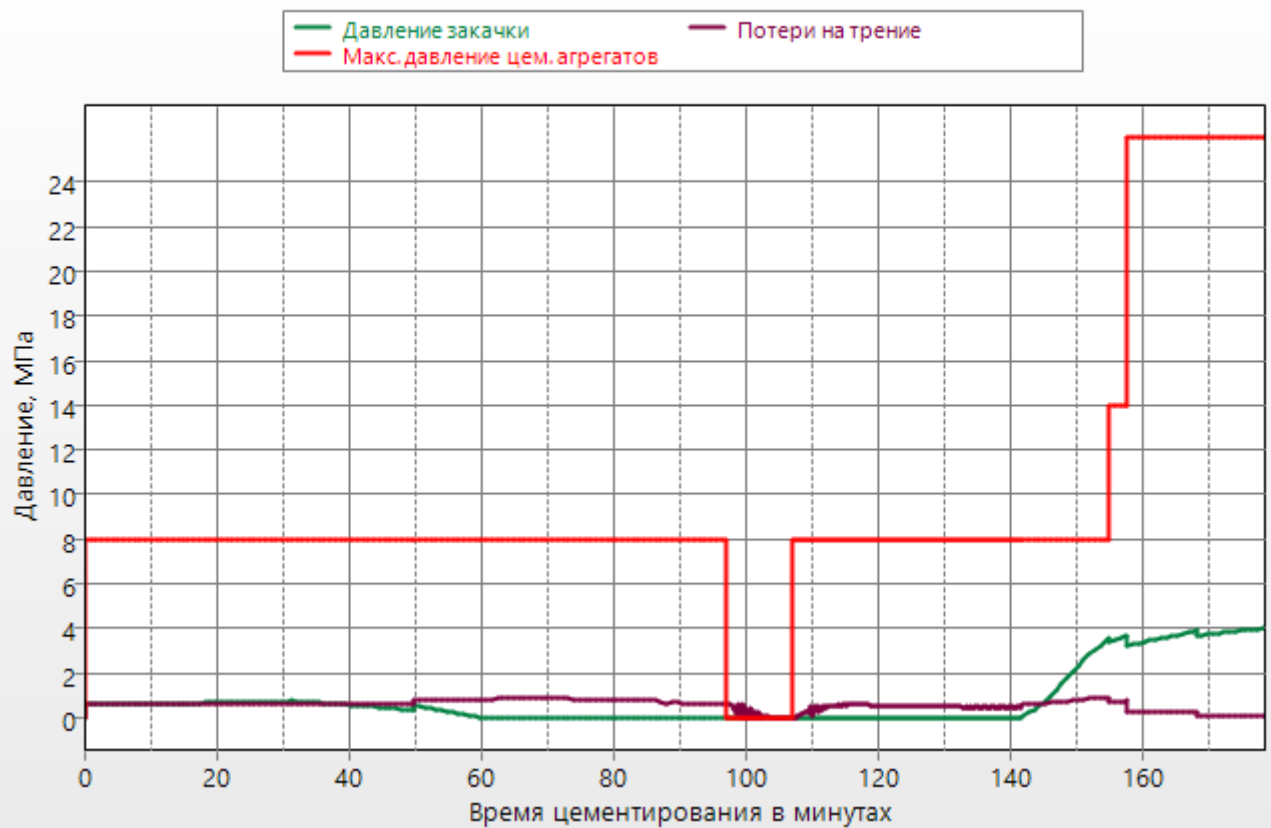
Расход на входе и выходе в процессе цементирования



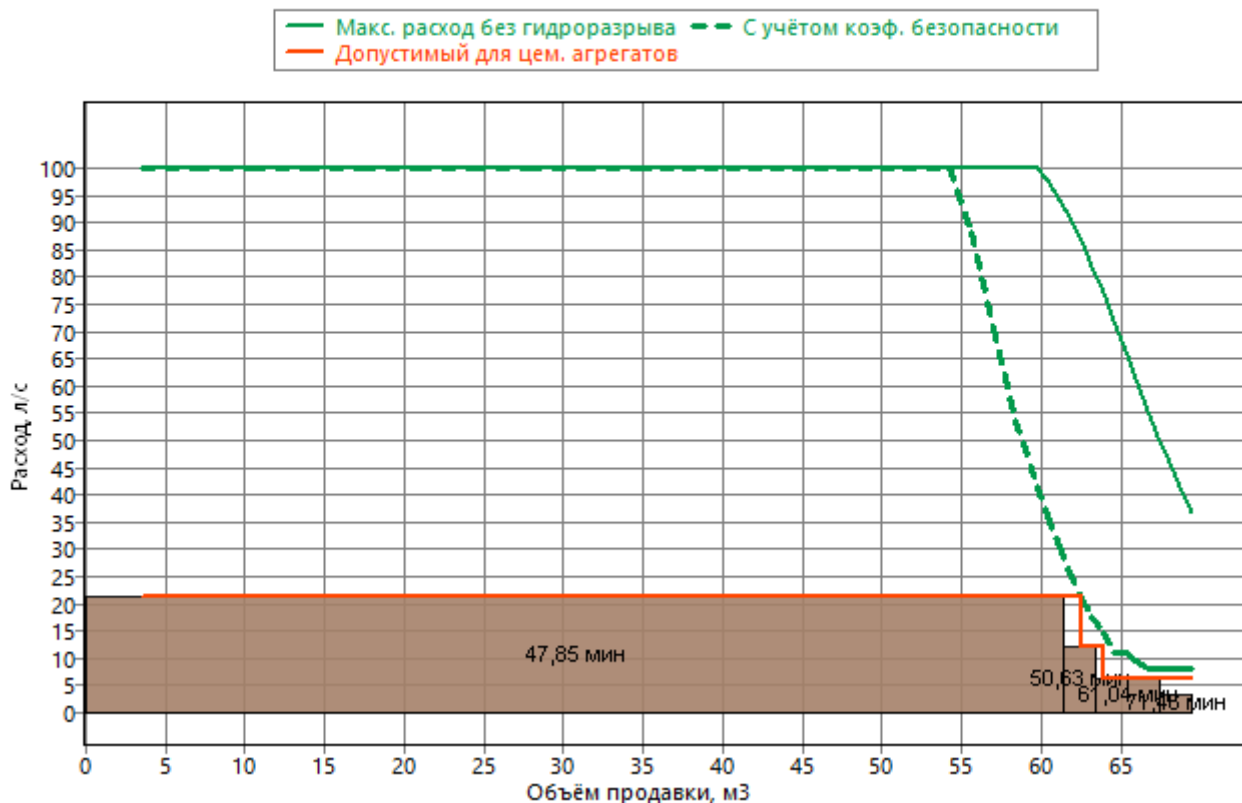
Давление на забое в процессе цементирования



Давление закачки и цементировочных агрегатов в процессе цементирования



План безопасной продавки



Объёмы скважины

От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Объём, м ³	Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² /м
0	961	323,90	304,90	70,17		
748	961	448,89	323,90	16,16	0,1	0,174
542	748	431,28	323,90	13,12	0,1	0,173
443	542	482,18	323,90	9,92	0,1	0,172
0	443	405,50	323,90	20,71		

Растворы

Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, кг/м ³	Пластич. вязкость, мПа·с	ДНС, Па	Объём, м ³	Масса, т
Промывка	Полимерглинистый недиспергирующий	0	961	1200	25,00	14,40	130,07	156,09
Буфер	Буфер отмывющий	0	214	1200	5,00	2,00	10,00	12,00
Второй буфер	Буфер мод. с ИНСТЕК	0	214	1110	5,00	2,00	10,00	11,10
Третий буфер	Буфер кольм. (ОТМ-5)	0	257	1450	15,00	7,00	12,00	17,40
Тампонаж	ОТМ-5	0	661	1500	160,00	11,00	38,21	57,31
Тампонаж 2	Тампонаж 1,9 г/см ³	661	961	1900	120,00	8,00	22,43	42,62

Продавка	Полимерглинистый недиспергирующий	0	951	1200	25,00	14,40	69,44	83,32
----------	--------------------------------------	---	-----	------	-------	-------	-------	-------

План закачки растворов

Наименование раствора	Расход, л/с	Объём, м ³	Время, мин	Суммарн. объём, м ³	Комментарий
Буфер отмывочный	10,7	10,00	15,6	10,00	
Буфер мод. с ИНСТЕК	10,7	10,00	15,6	10,00	
Буфер кольм. (ОТМ-5)	10,7	12,00	18,7	12,00	
ОТМ-5	21,4	38,21	29,8	38,21	
Тампонаж 1,9 г/см ³	21,4	22,43	17,5	22,43	
Тампонаж 1,9 г/см ³			10,0	22,43	сброс шара и пробки, промывка ЛВД
Полимерглинистый недиспергирующий	21,4	61,44	47,9	61,44	Продавка
Полимерглинистый недиспергирующий	12,0	2,00	2,8	63,44	Продавка
Полимерглинистый недиспергирующий	6,4	4,00	10,4	67,44	Продавка
Полимерглинистый недиспергирующий	3,2	2,00	10,4	69,44	Продавка СТОП

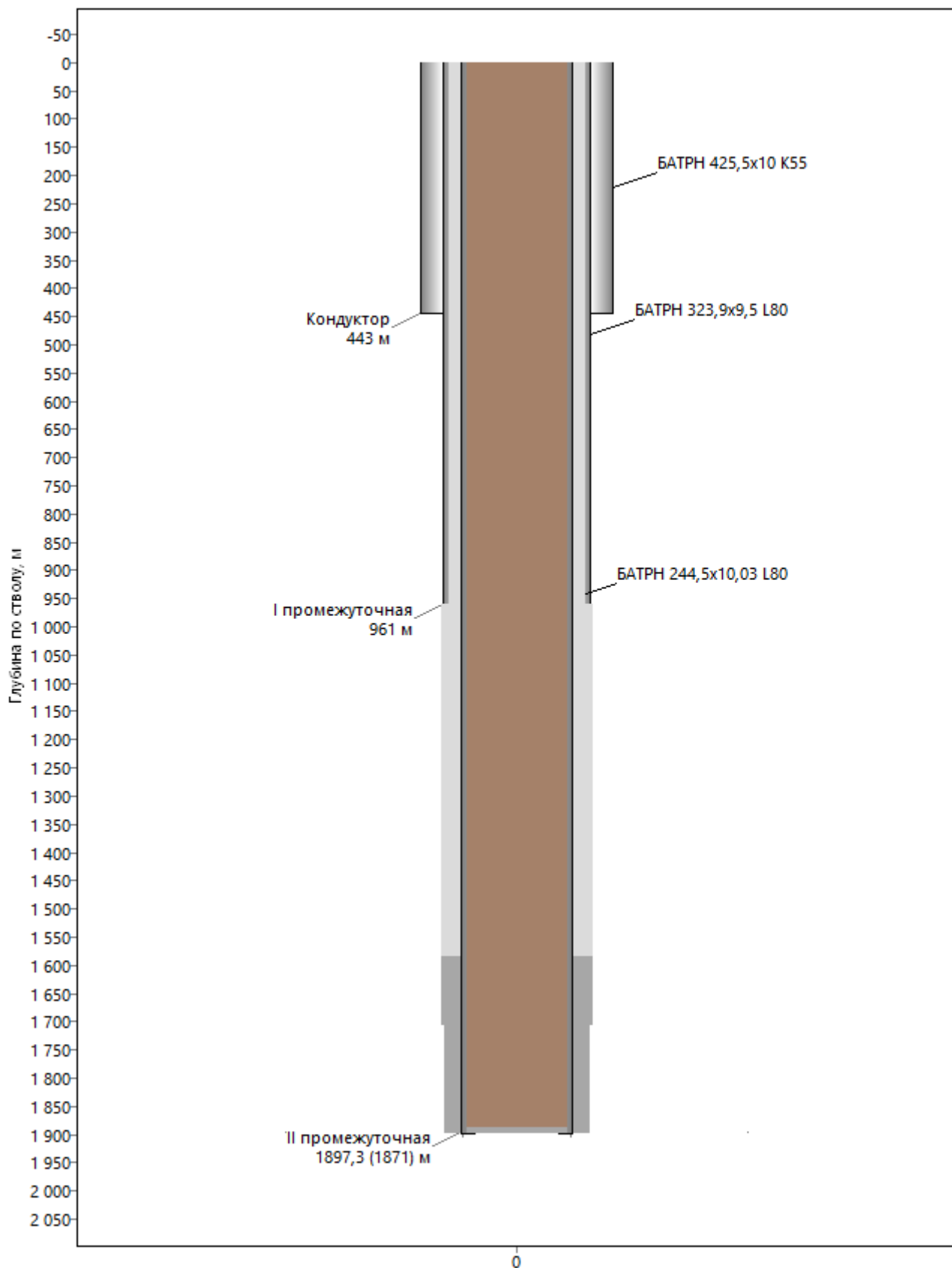
Цементирование

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

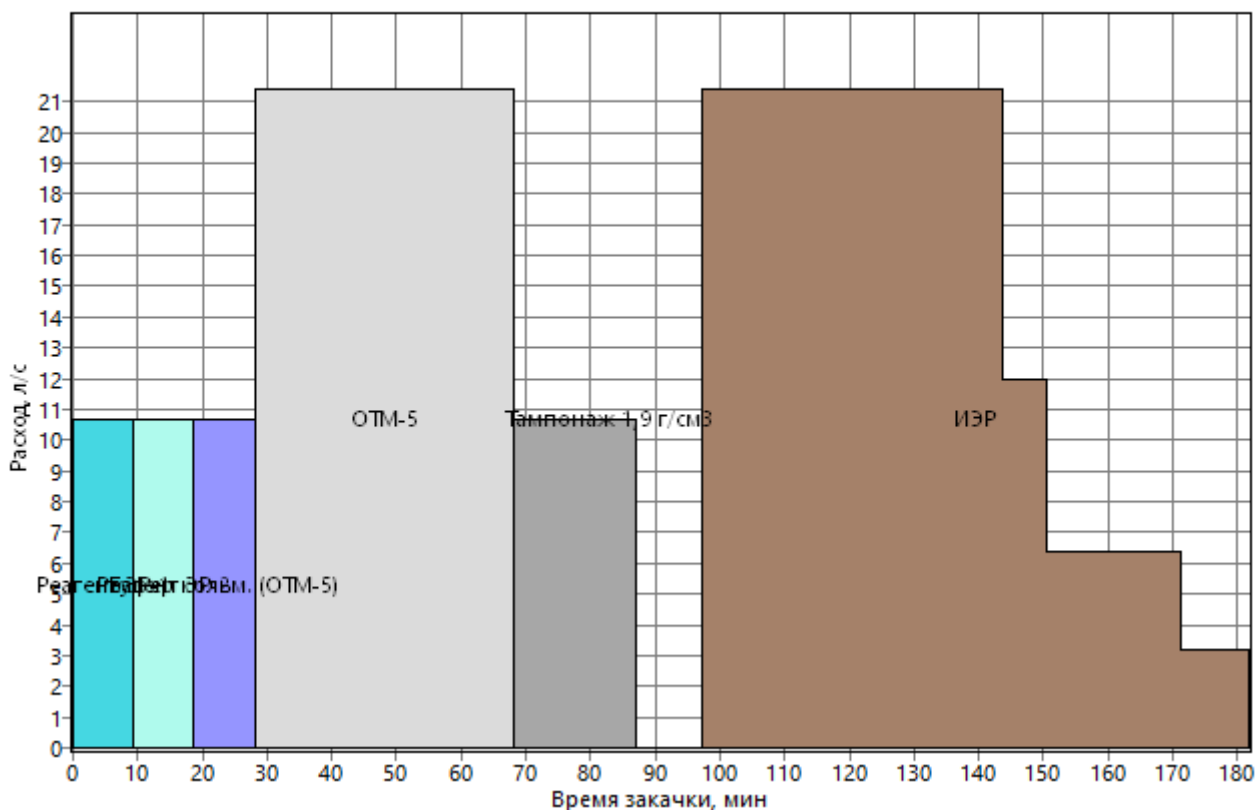
Первая ступень. Коэффициент безопасности: 0,95

Обсадная колонна [II промежуточная]

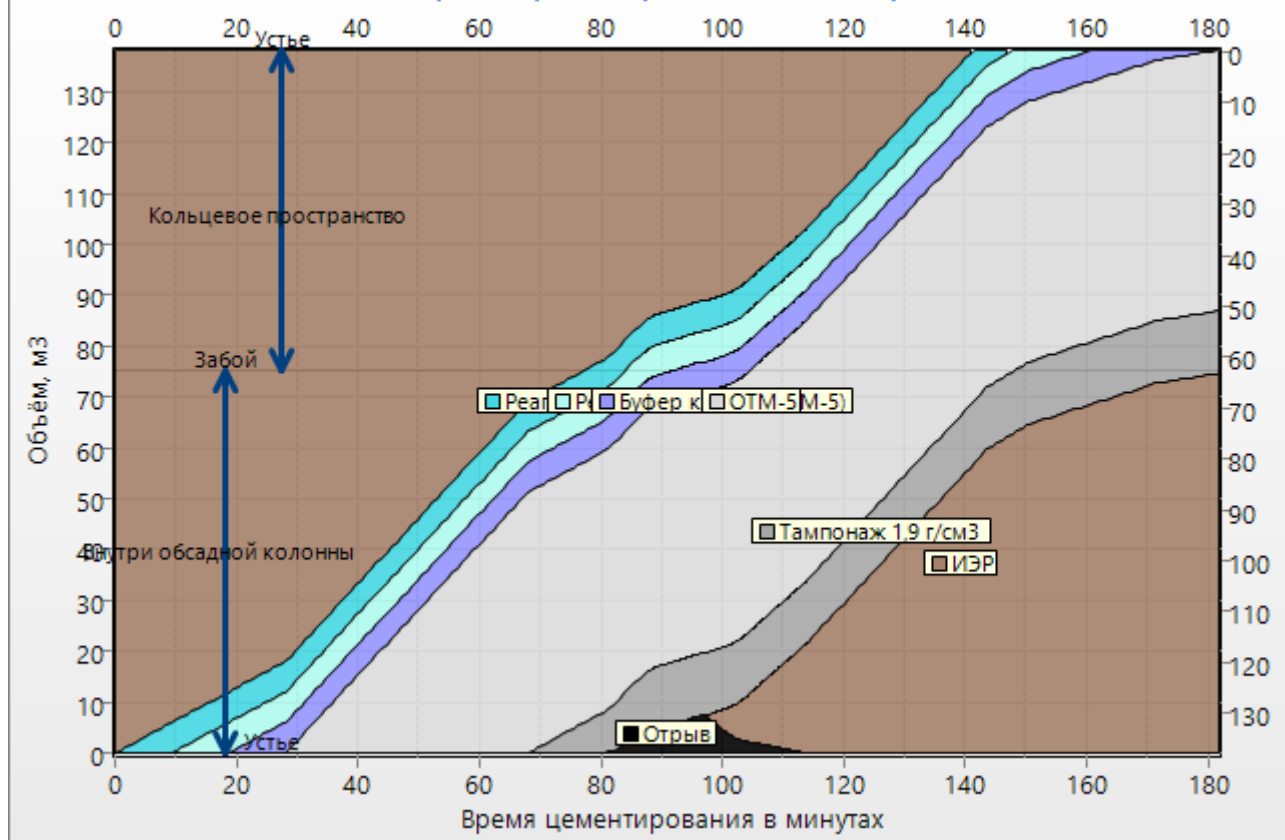
Скважина



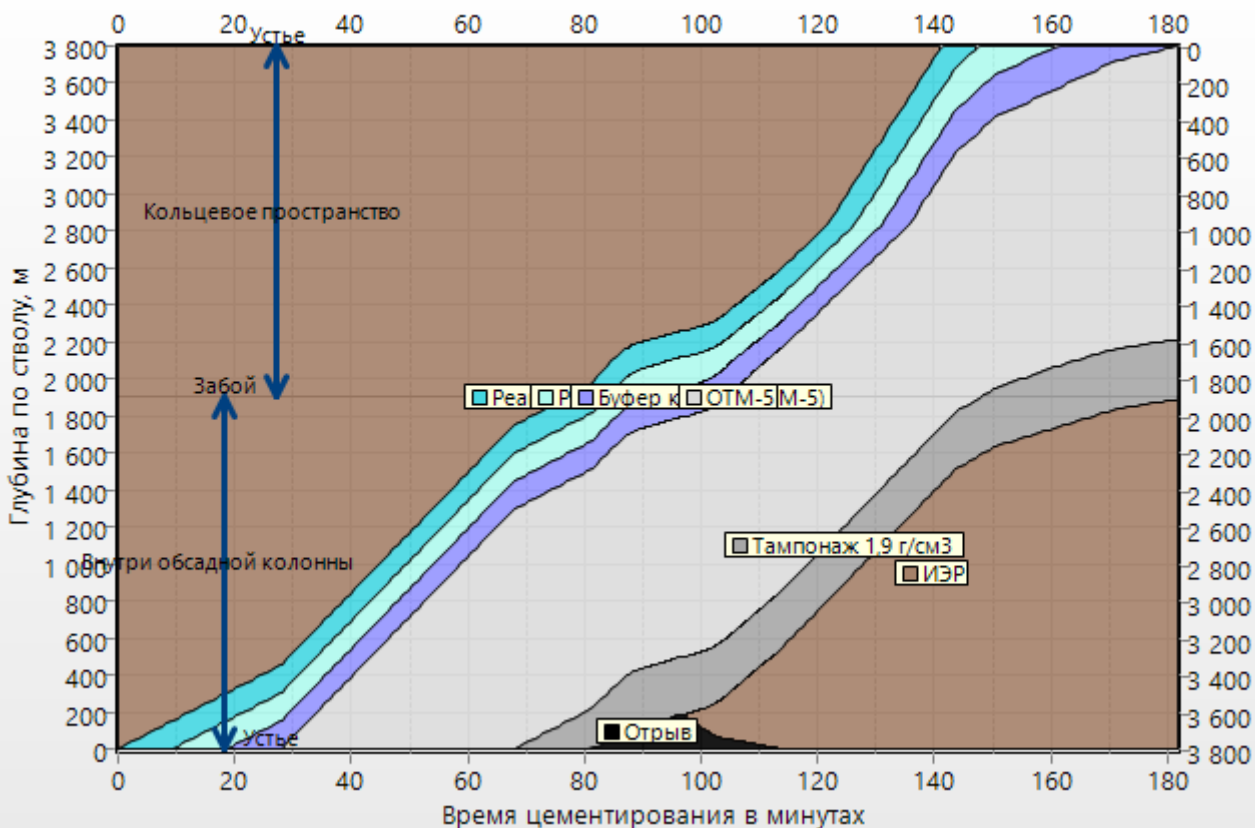
План заочки растворов



Объёмы растворов в процессе цементирования

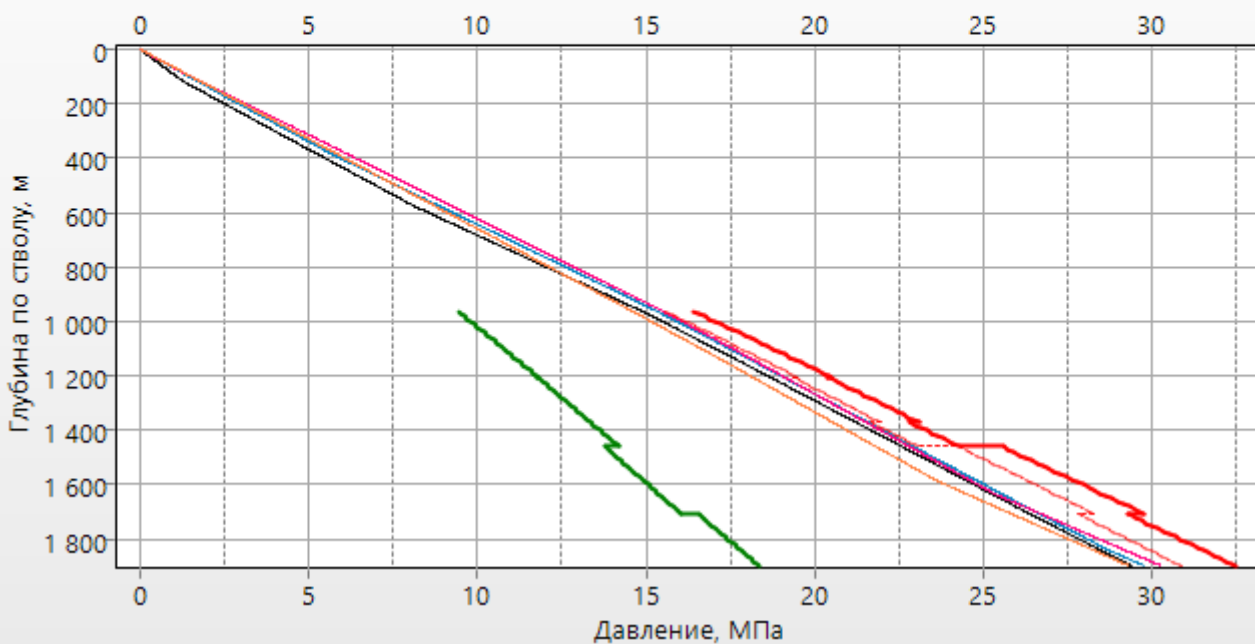


Уровни растворов в процессе цементирования



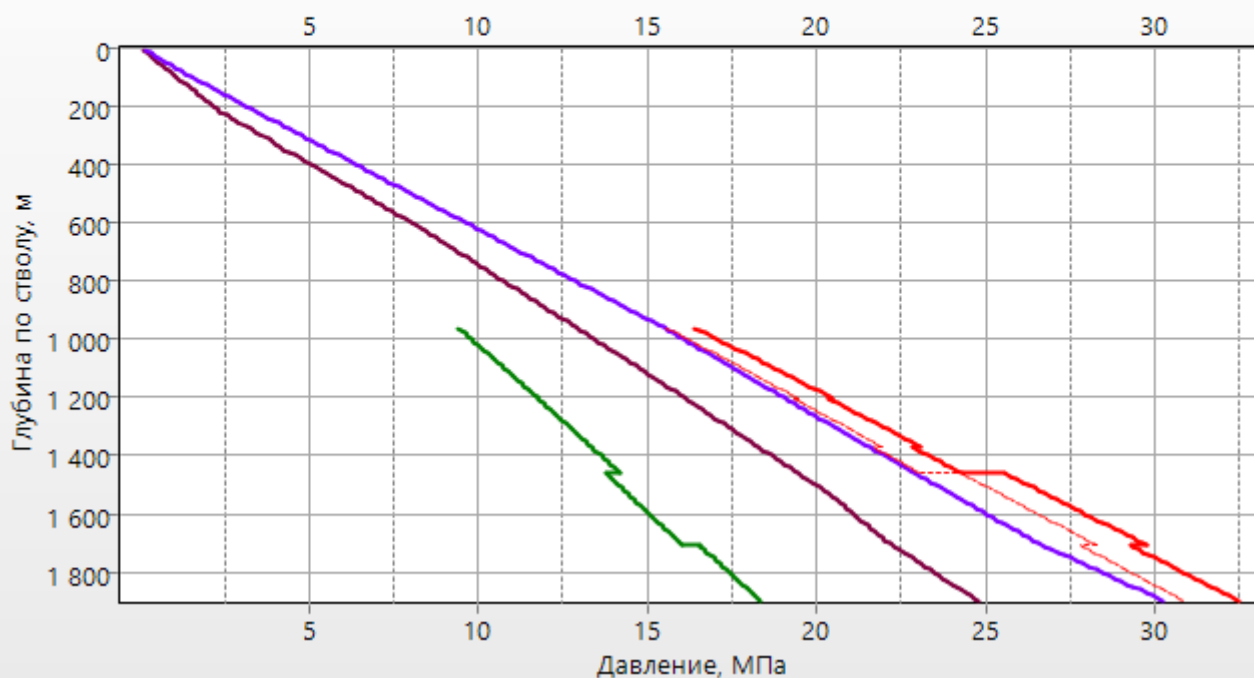
Давление при продажке

- Первая порция продавки
- Вторая порция продавки
- Третья порция продавки
- Четвёртая порция продавки
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва

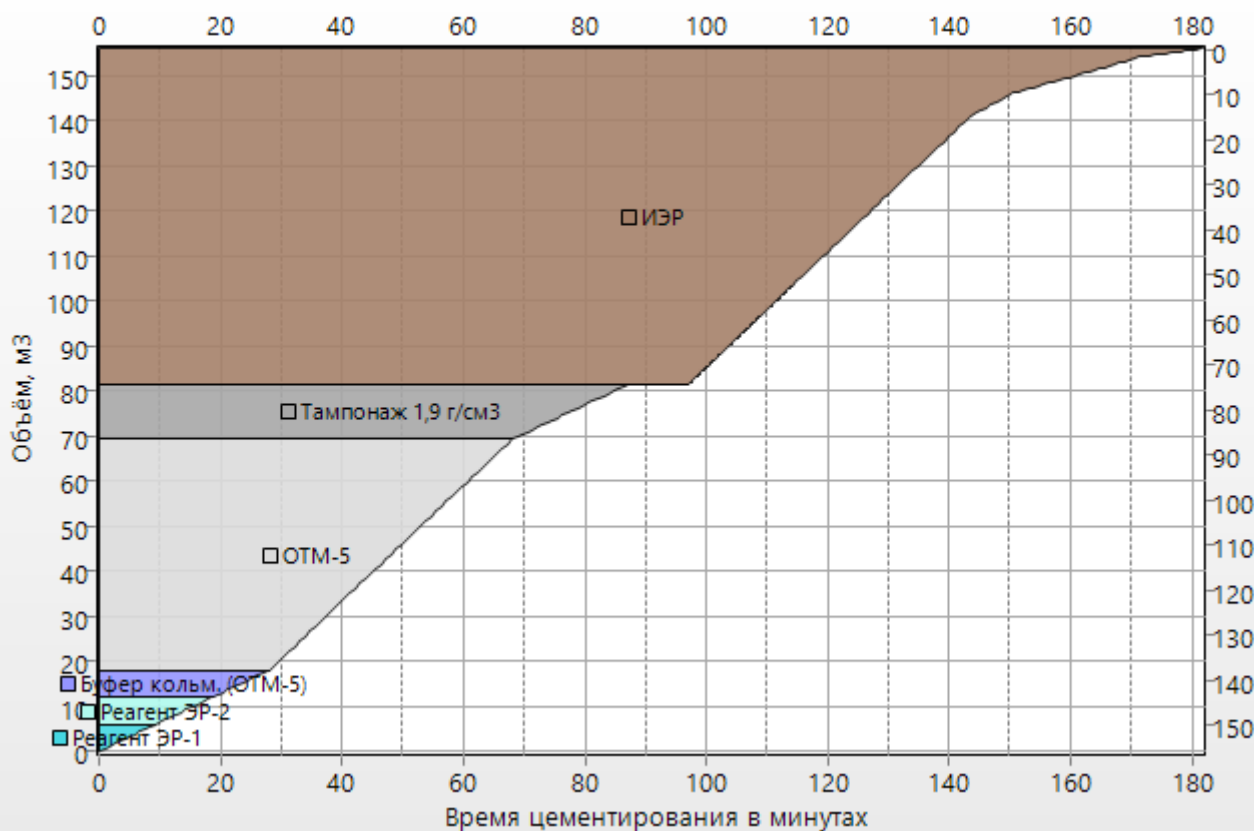


Давление в кольцевом пространстве

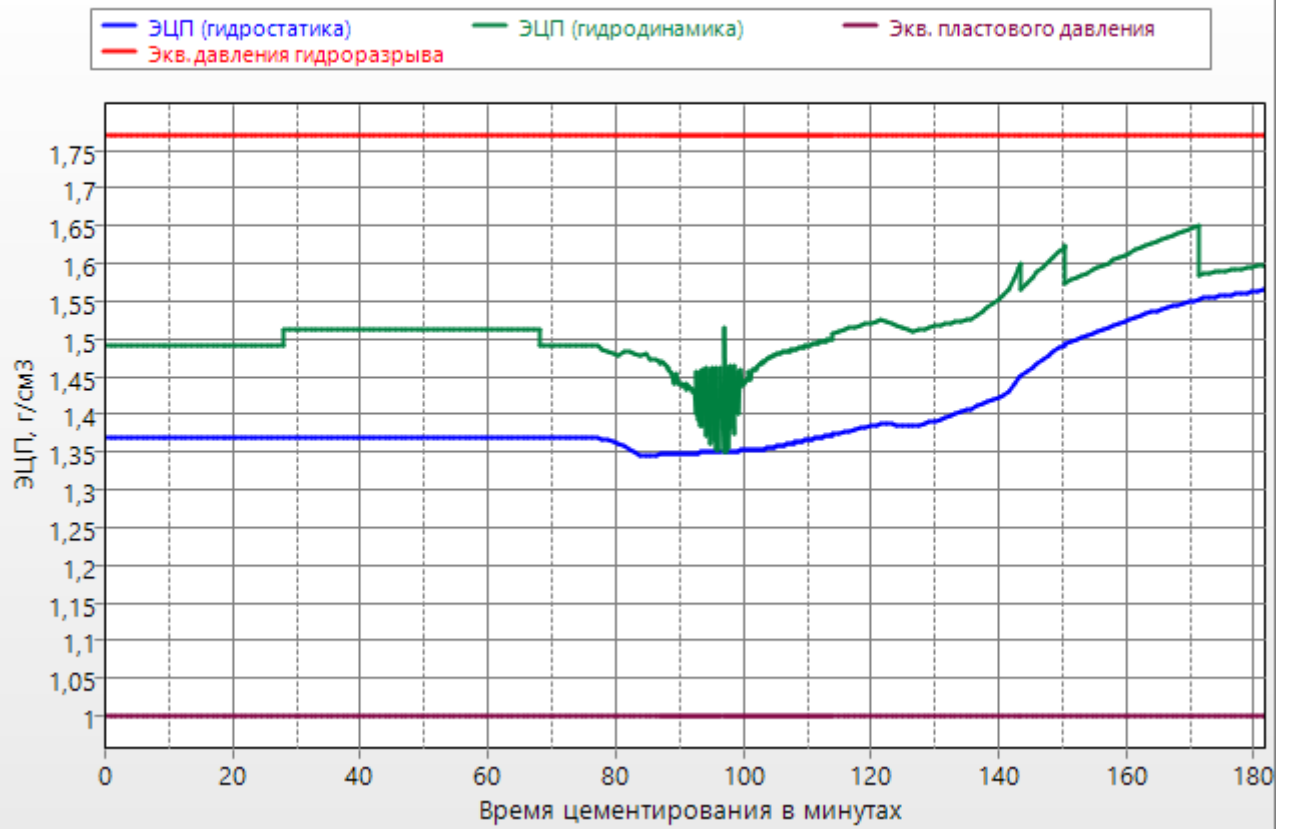
- Минимальное давление
- Максимальное давление
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва



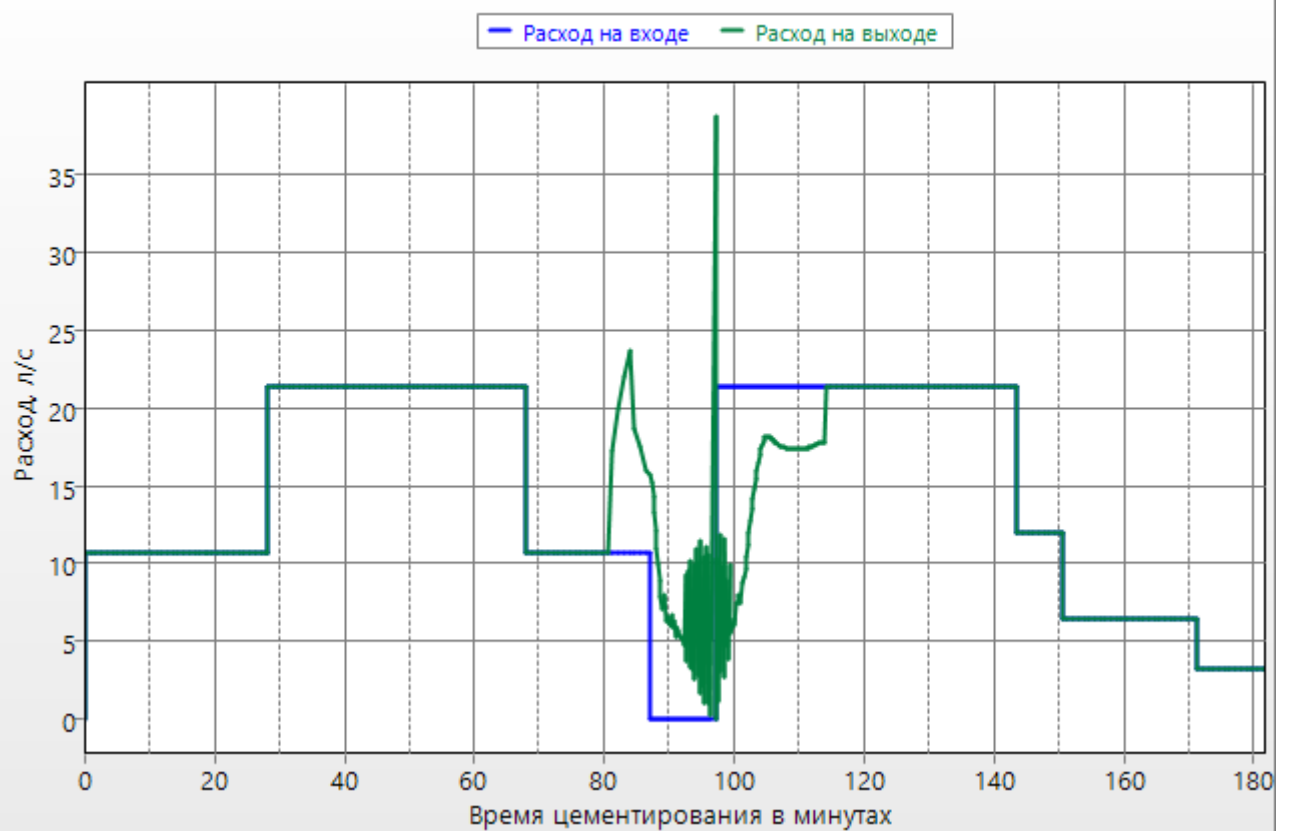
Закачанный объём



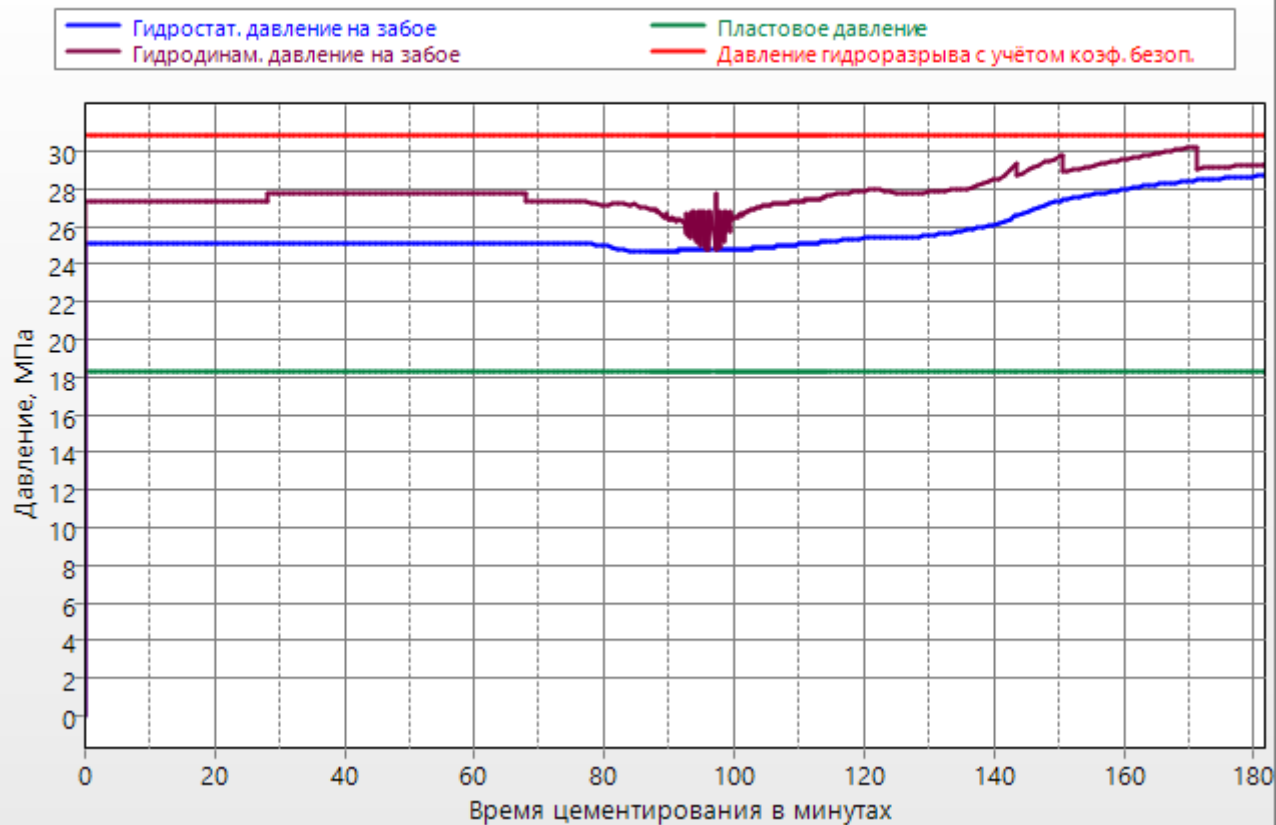
ЭЦП на забое в процессе цементирования



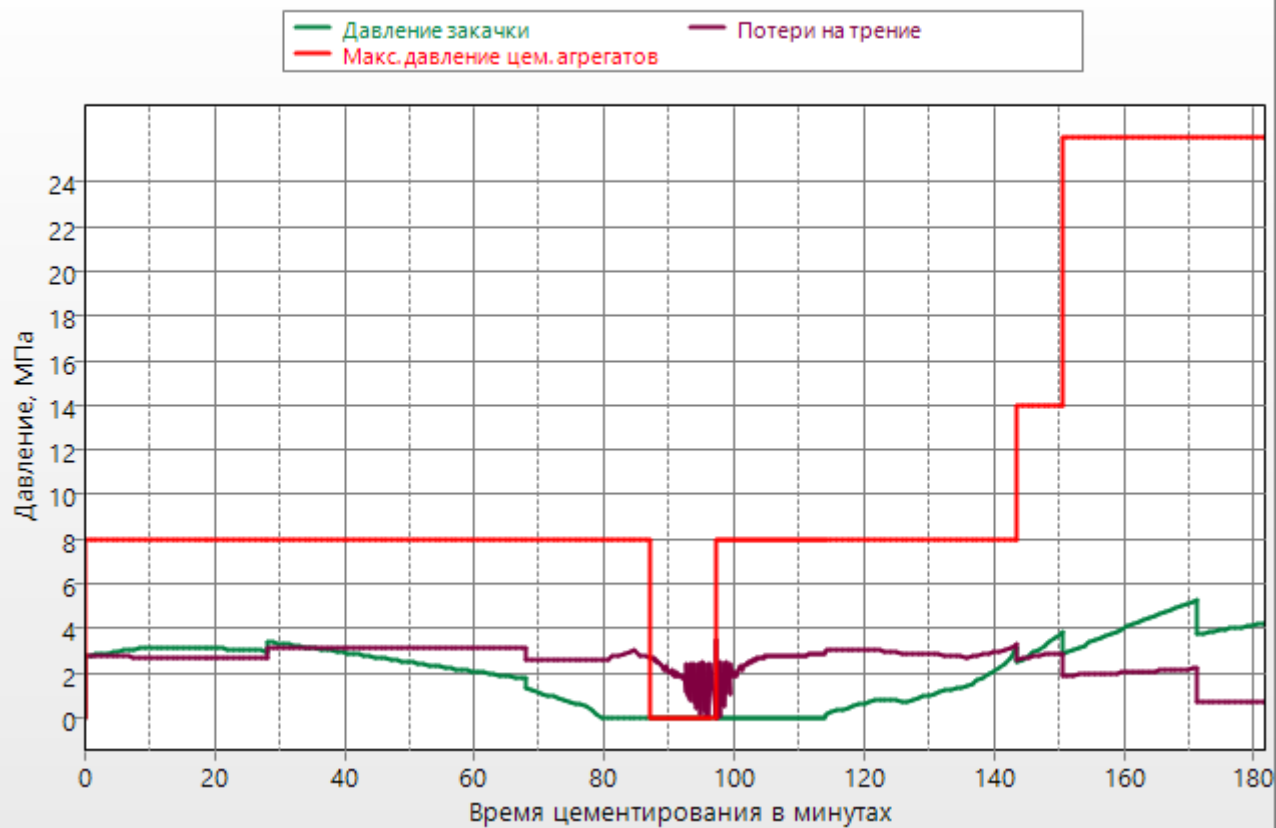
Расход на входе и выходе в процессе цементирования



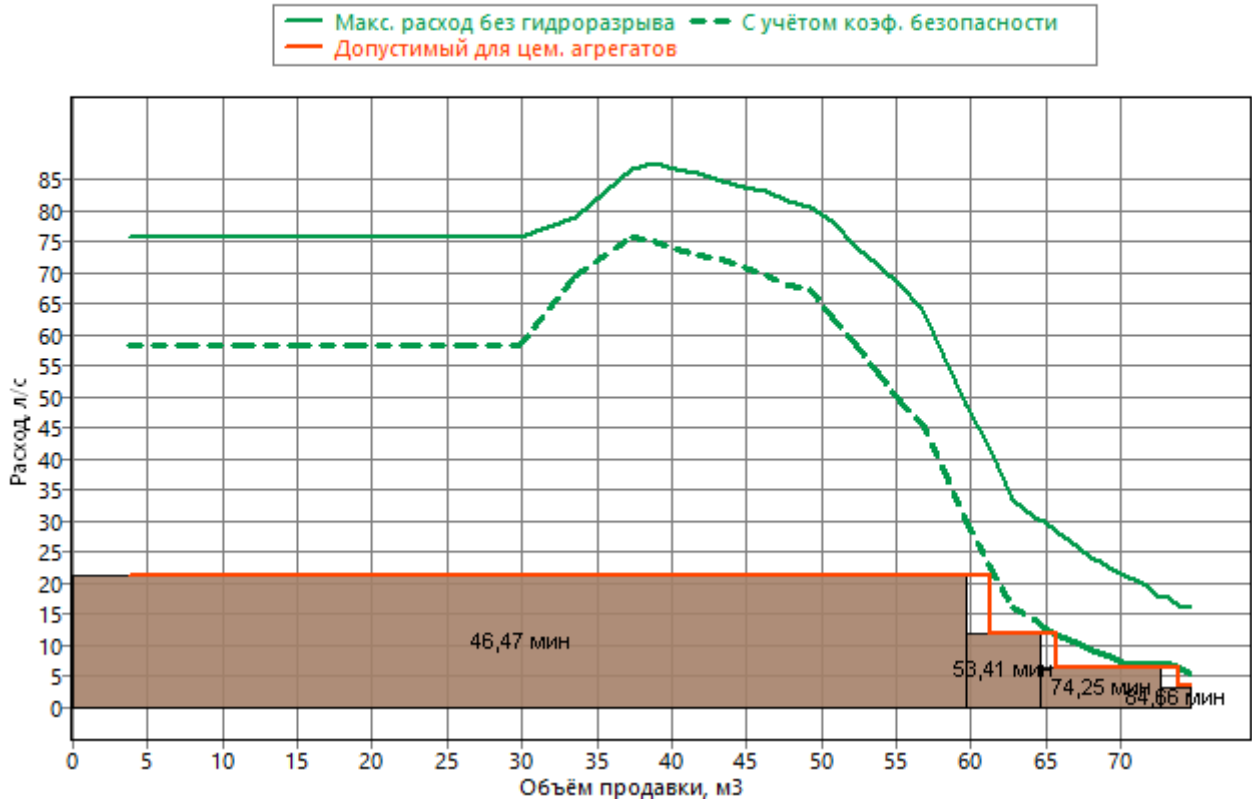
Давление на забое в процессе цементирования



Давление закачки и цементировочных агрегатов в процессе цементирования



План безопасной продавки



Объёмы скважины

От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Объём, м³	Градиент пластового давления, кгс/см²/м	Градиент давления гидроразрыва, кгс/см²/м
0	1897	244,50	224,44	75,06		
1707	1897	323,48	244,50	6,71	0,097 - 0,1	0,18 - 0,177
961	1707	336,69	244,50	31,38	0,1 - 0,097	0,174 - 0,18
0	961	304,90	244,50	25,05		

Растворы

Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, кг/м³	Пластич. вязкость, мПа·с	ДНС, Па	Объём, м³	Масса, т
Промывка	ИЭР	0	1897	1370	45,00	14,40	138,19	189,33
Буфер	Реагент ЭР-1	0	230	1080	5,00	2,00	6,00	6,48
Второй буфер	Реагент ЭР-2	0	230	1370	60,00	8,00	6,00	8,22
Третий буфер	Буфер кольм. (ОТМ-5)	0	230	1450	15,00	7,00	6,00	8,70
Тампонаж	ОТМ-5	0	1584	1500	160,00	11,00	51,26	76,89
Тампонаж 2	Тампонаж 1,9 г/см³	1584	1897	1900	120,00	8,00	12,28	23,32
Продавка	ИЭР	0	1887	1370	45,00	14,40	74,67	102,29

План закачки растворов

Наименование раствора	Расход, л/с	Объём, м ³	Время, мин	Суммарн. объём, м ³	Комментарий
Реагент ЭР-1	10,7	6,00	9,3	6,00	
Реагент ЭР-2	10,7	6,00	9,3	6,00	
Буфер кольм. (ОТМ-5)	10,7	6,00	9,3	6,00	
ОТМ-5	21,4	51,26	39,9	51,26	
Тампонаж 1,9 г/см ³	10,7	12,28	19,1	12,28	
Тампонаж 1,9 г/см ³			10,0	12,28	сброс шара и пробки, промывка ЛВД
ИЭР	21,4	59,67	46,5	59,67	Продавка
ИЭР	12,0	5,00	6,9	64,67	Продавка
ИЭР	6,4	8,00	20,8	72,67	Продавка
ИЭР	3,2	2,00	10,4	74,67	Продавка СТОП

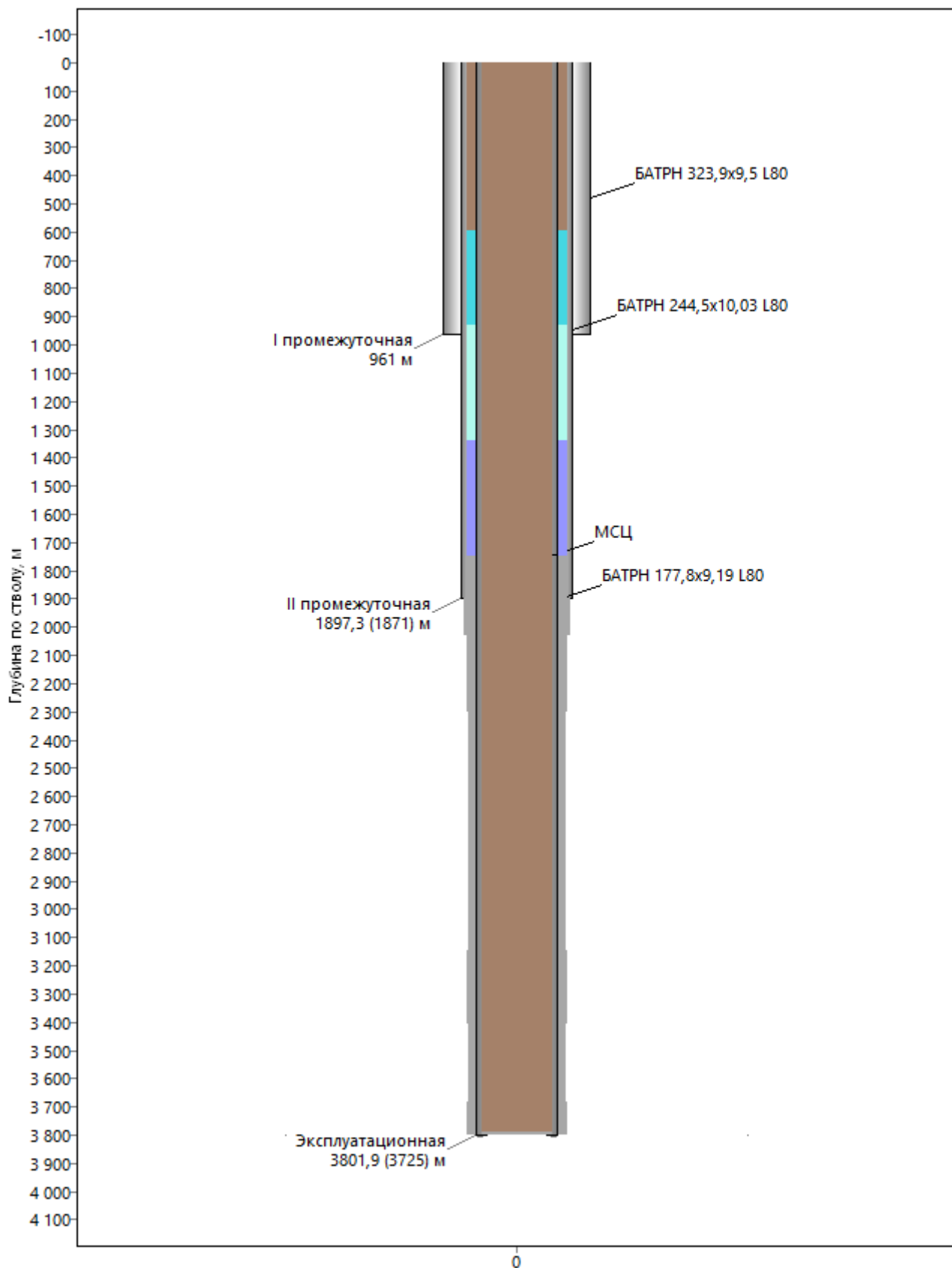
Цементирование

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

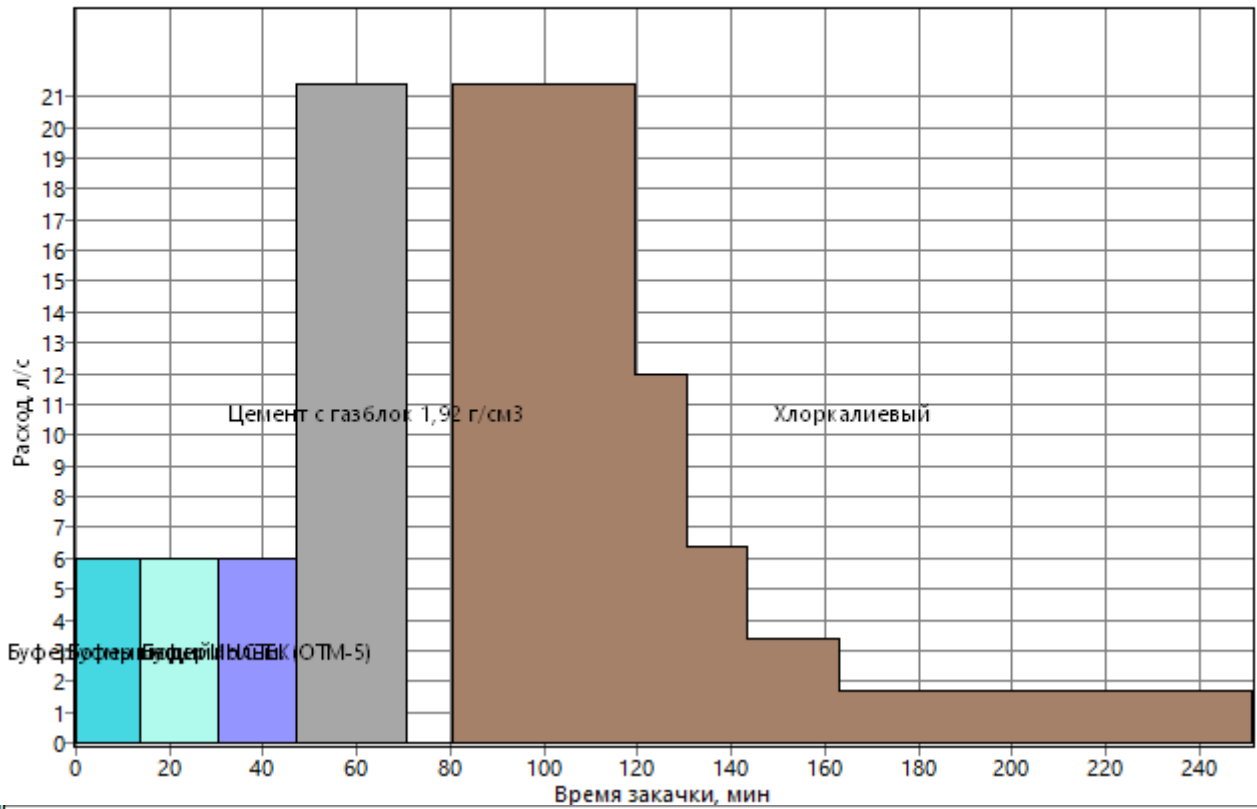
Первая ступень. Коэффициент безопасности: 0,95

Обсадная колонна [Эксплуатационная]

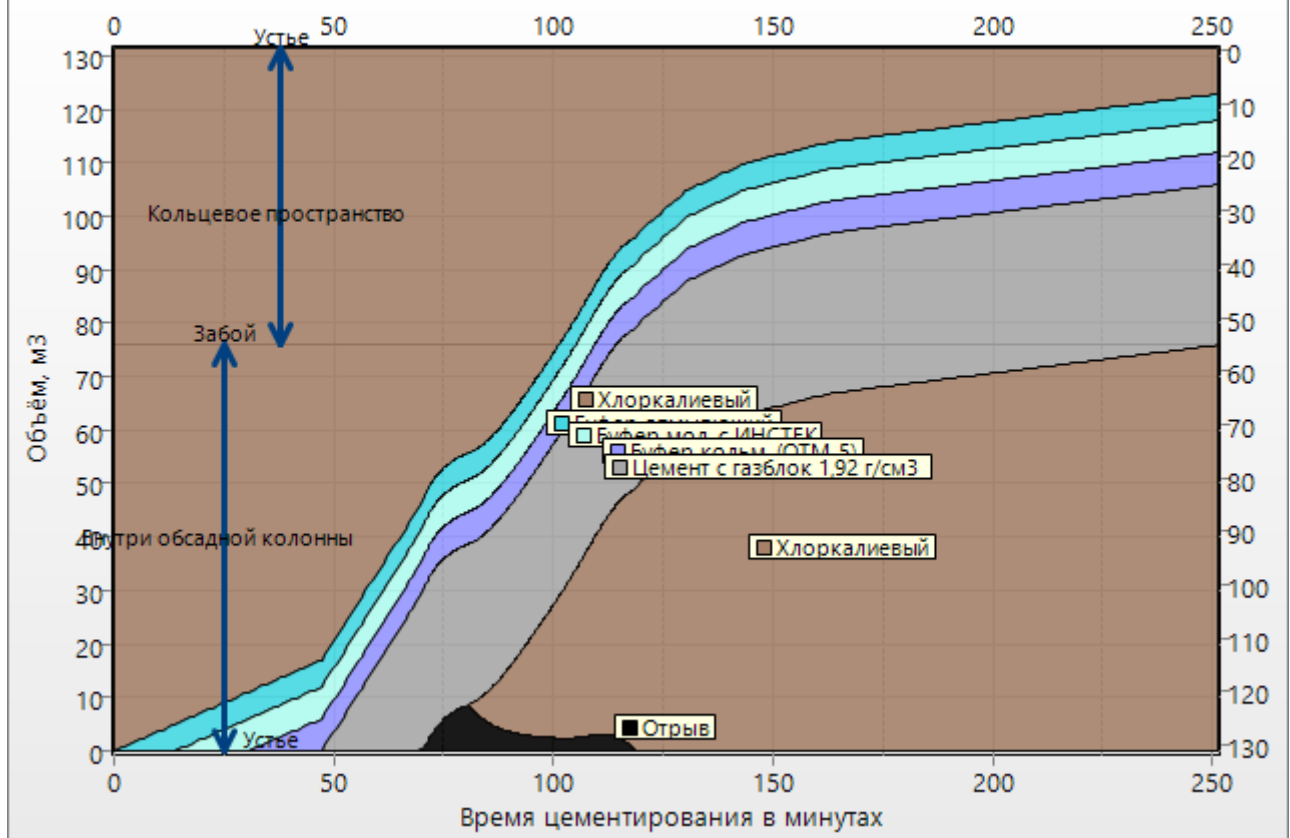
Скважина



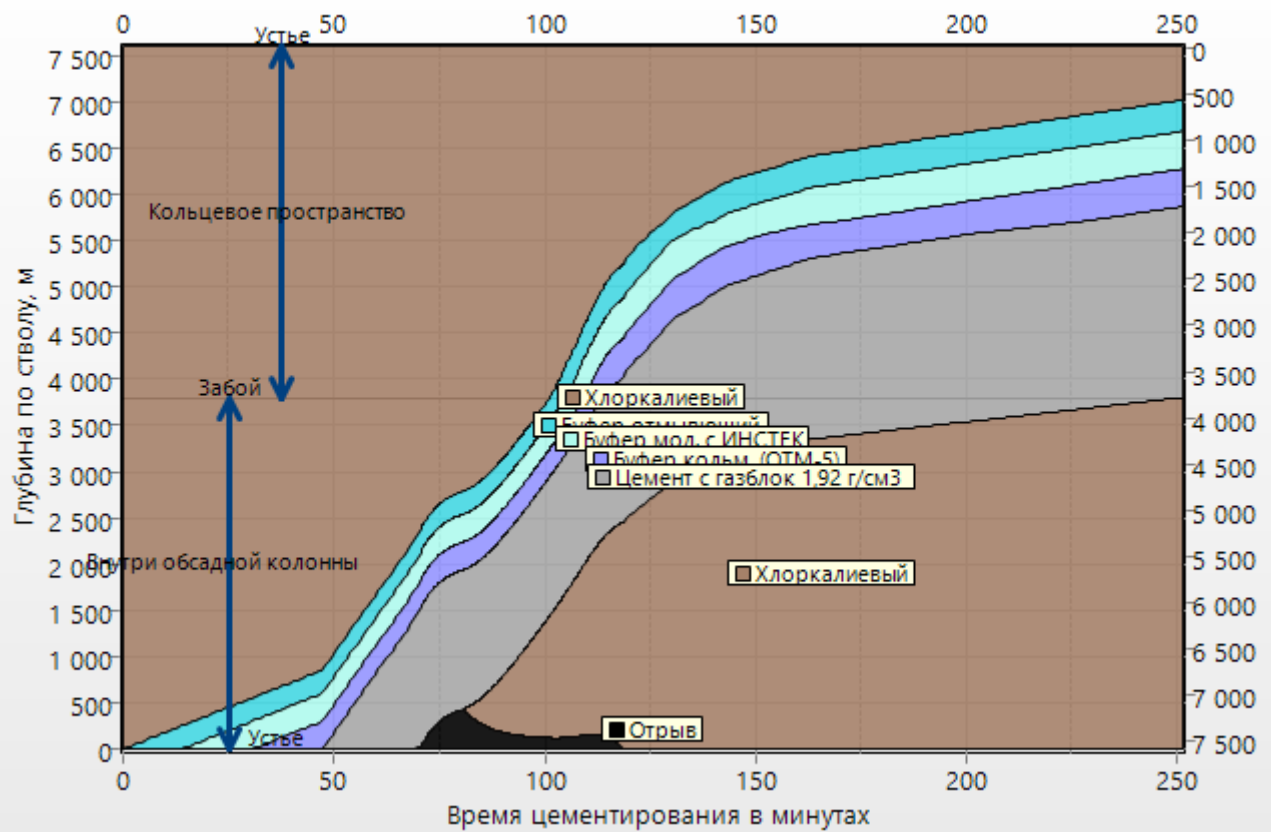
План зачки растворов



Объёмы растворов в процессе цементирования

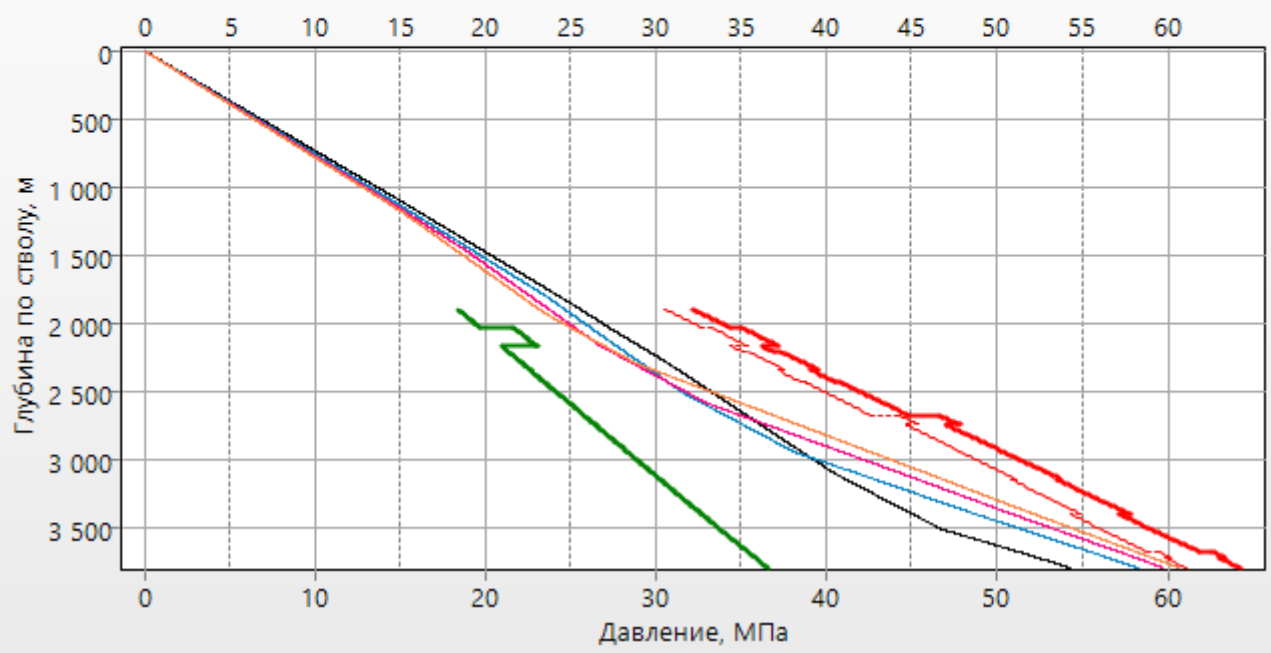


Уровни растворов в процессе цементирования



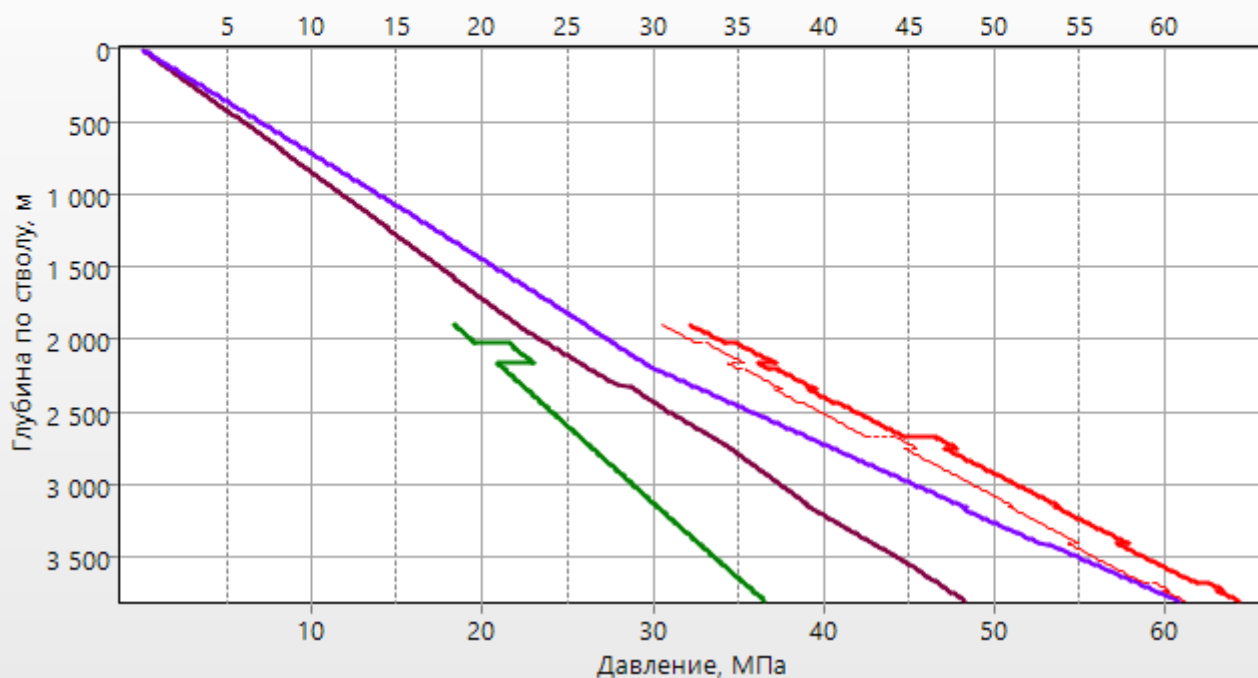
Давление при продажке

- Первая порция продажки
- Вторая порция продажки
- Третья порция продажки
- Четвёртая порция продажки
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва

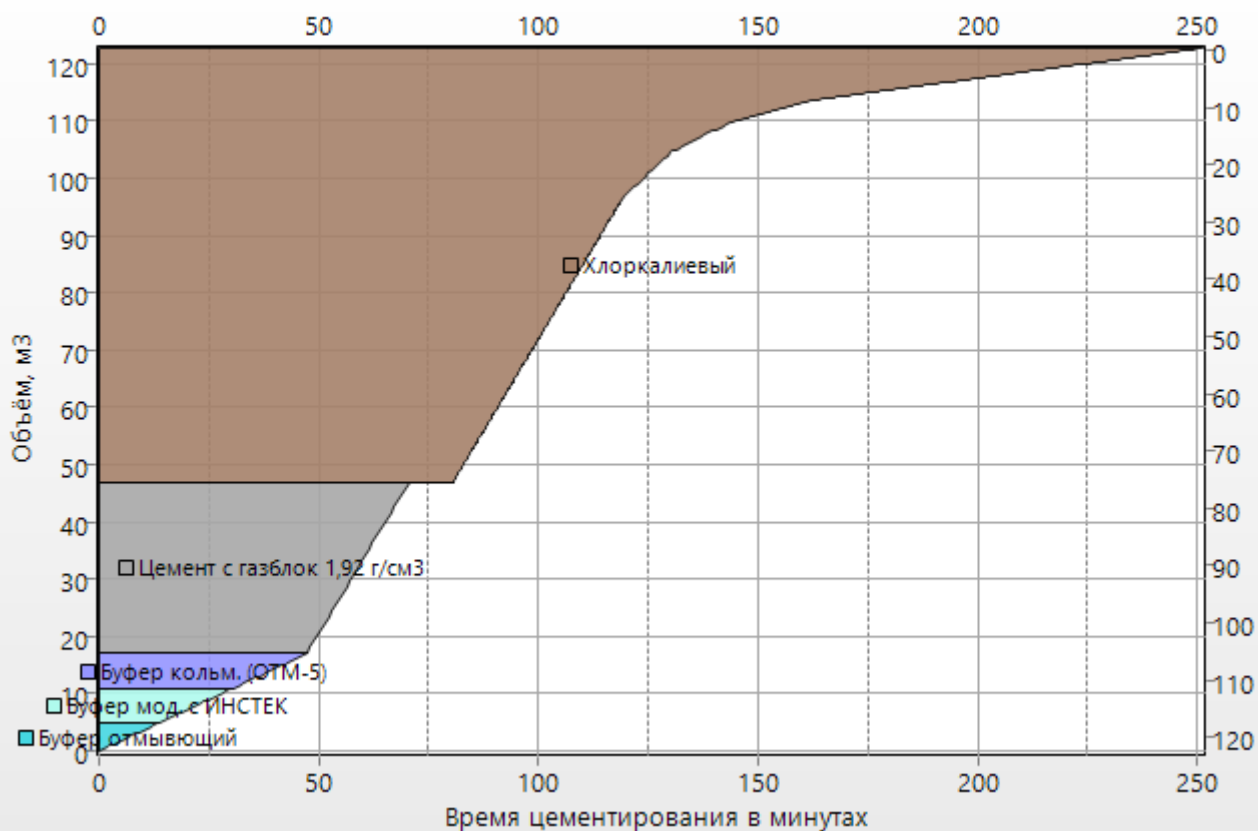


Давление в кольцевом пространстве

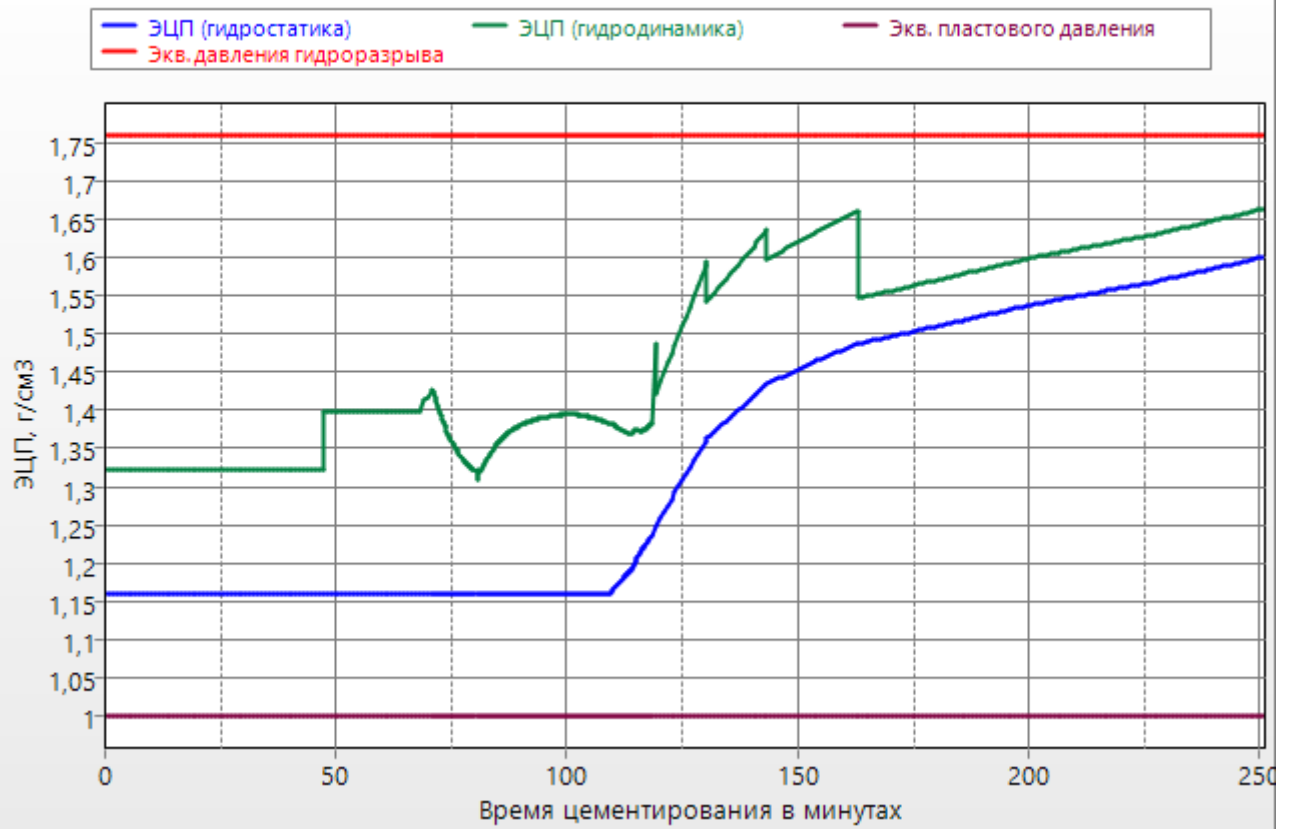
- Минимальное давление
- Максимальное давление
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва



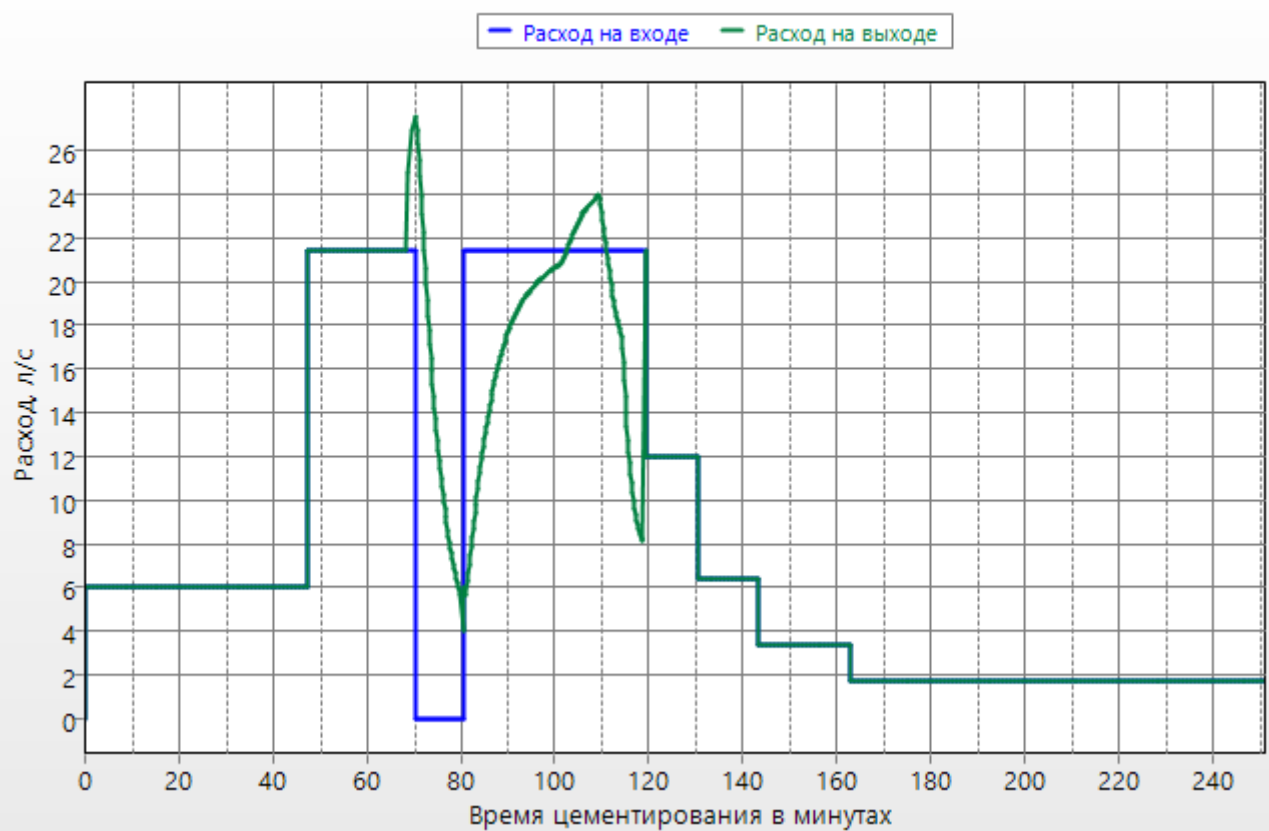
Закачанный объём



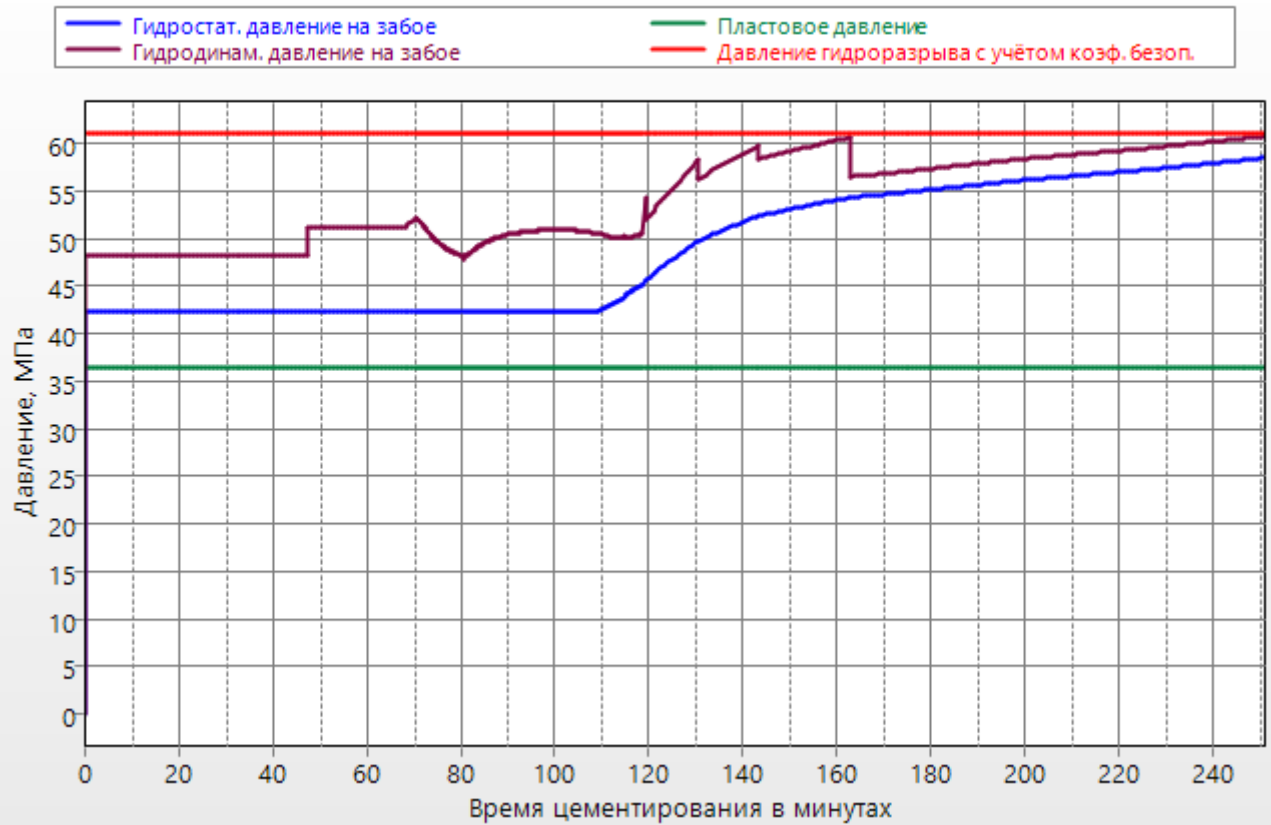
ЭЦП на забое в процессе цементирования



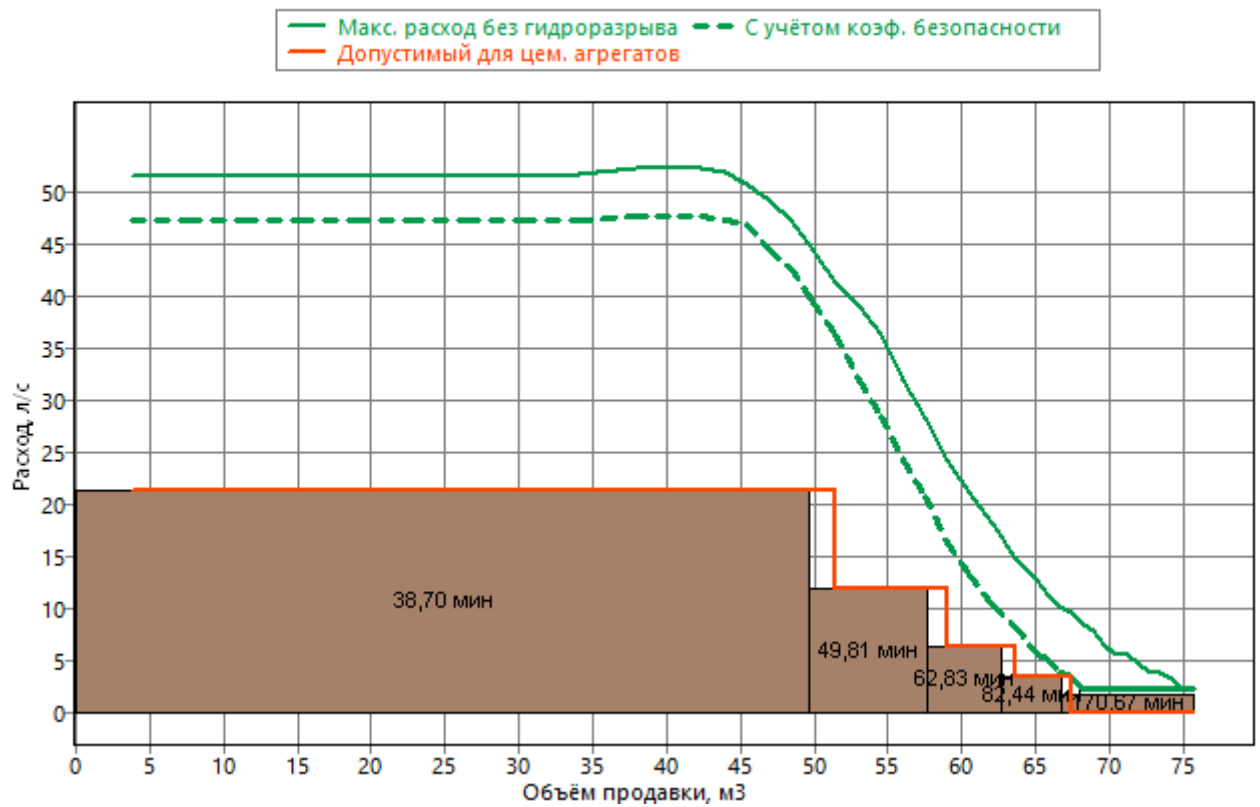
Расход на входе и выходе в процессе цементирования



Давление на забое в процессе цементирования



План безопасной продавки



Объёмы скважины

От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Объём, м ³	Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² /м
0	3802	177,80	159,42	75,89		
3682	3802	224,51	177,80	1,77	0,1	0,177 - 0,178
3406	3682	221,28	177,80	3,76	0,1	0,175 - 0,177
3149	3406	224,51	177,80	3,79	0,1	0,177 - 0,175
2302	3149	221,28	177,80	11,54	0,1	0,175 - 0,177
2030	2302	224,51	177,80	4,02	0,1	0,175
1897	2030	240,01	177,80	2,70	0,1	0,177 - 0,175
0	1897	224,44	177,80	27,96		

Растворы

Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, кг/м ³	Пластич. вязкость, мПа·с	ДНС, Па	Объём, м ³	Масса, т
Промывка	Хлоркалийевый	0	3802	1160	25,00	12,00	131,43	152,46
Буфер	Буфер отмывющий	797	1136	1160	5,00	2,00	5,00	5,80
Второй буфер	Буфер мод. с ИНСТЕК	1136	1544	1160	5,00	2,00	6,00	6,96
Третий буфер	Буфер кольм. (ОТМ-5)	1340	1747	1450	15,00	7,00	6,00	8,70
Тампонаж 2	Цемент с газблок 1,92 г/см ³	1747	3802	1920	160,00	15,00	30,00	57,61
Продавка	Хлоркалийевый	0	3792	1160	25,00	12,00	75,69	87,80

План закачки растворов

Наименование раствора	Расход, л/с	Объём, м ³	Время, мин	Суммарн. объём, м ³	Комментарий
Буфер отмывющий	6,0	5,00	13,9	5,00	
Буфер мод. с ИНСТЕК	6,0	6,00	16,7	6,00	
Буфер кольм. (ОТМ-5)	6,0	6,00	16,7	6,00	
Цемент с газблок 1,92 г/см ³	21,4	30,00	23,4	30,00	
Цемент с газблок 1,92 г/см ³			10,0	30,00	сброс шара и пробки, промывка ЛВД
Хлоркалийевый	21,4	49,69	38,7	49,69	Продавка
Хлоркалийевый	12,0	8,00	11,1	57,69	Продавка
Хлоркалийевый	6,4	5,00	13,0	62,69	Продавка
Хлоркалийевый	3,4	4,00	19,6	66,69	Продавка
Хлоркалийевый	1,7	9,00	88,2	75,69	Продавка

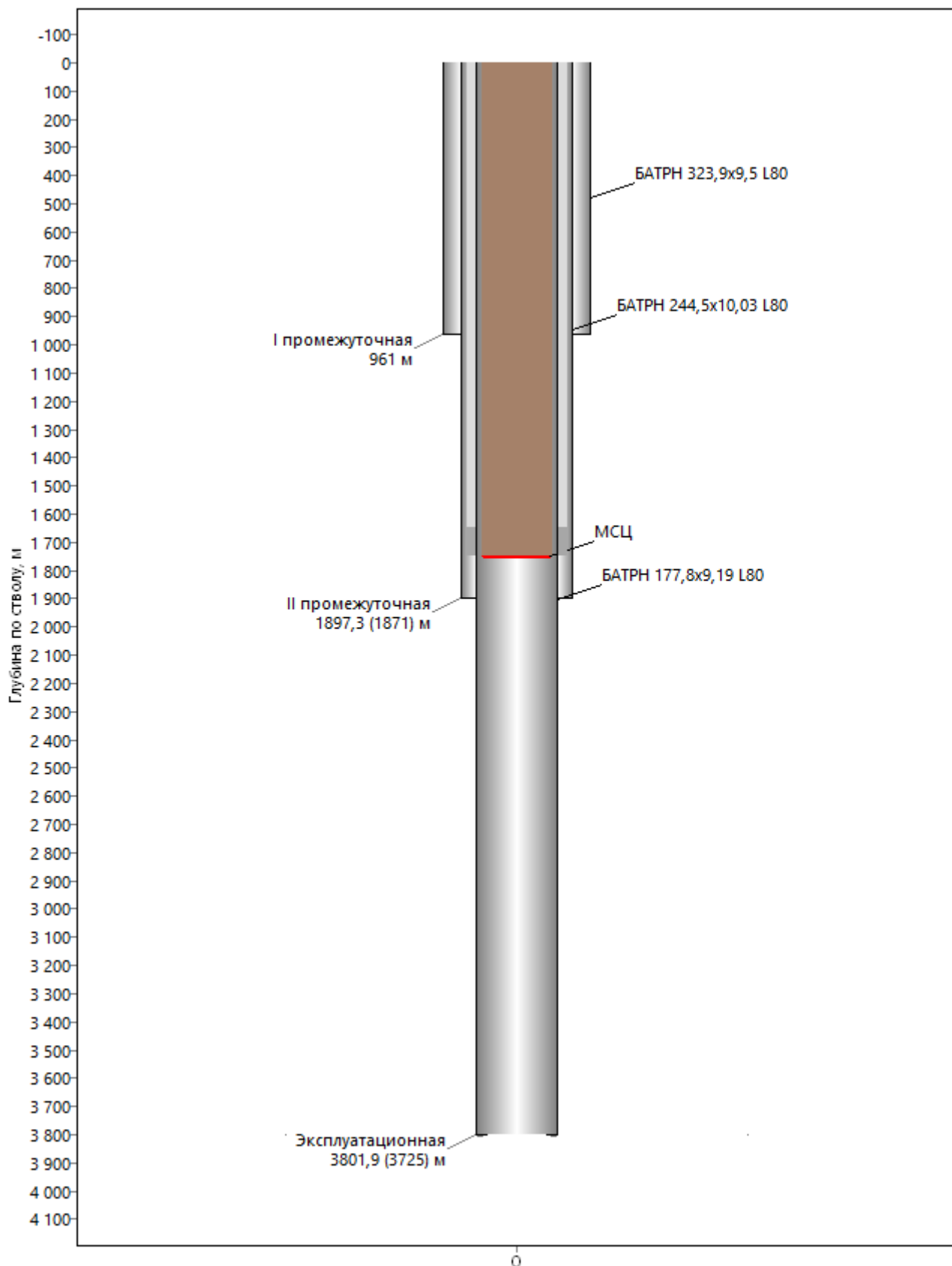
Цементирование

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)

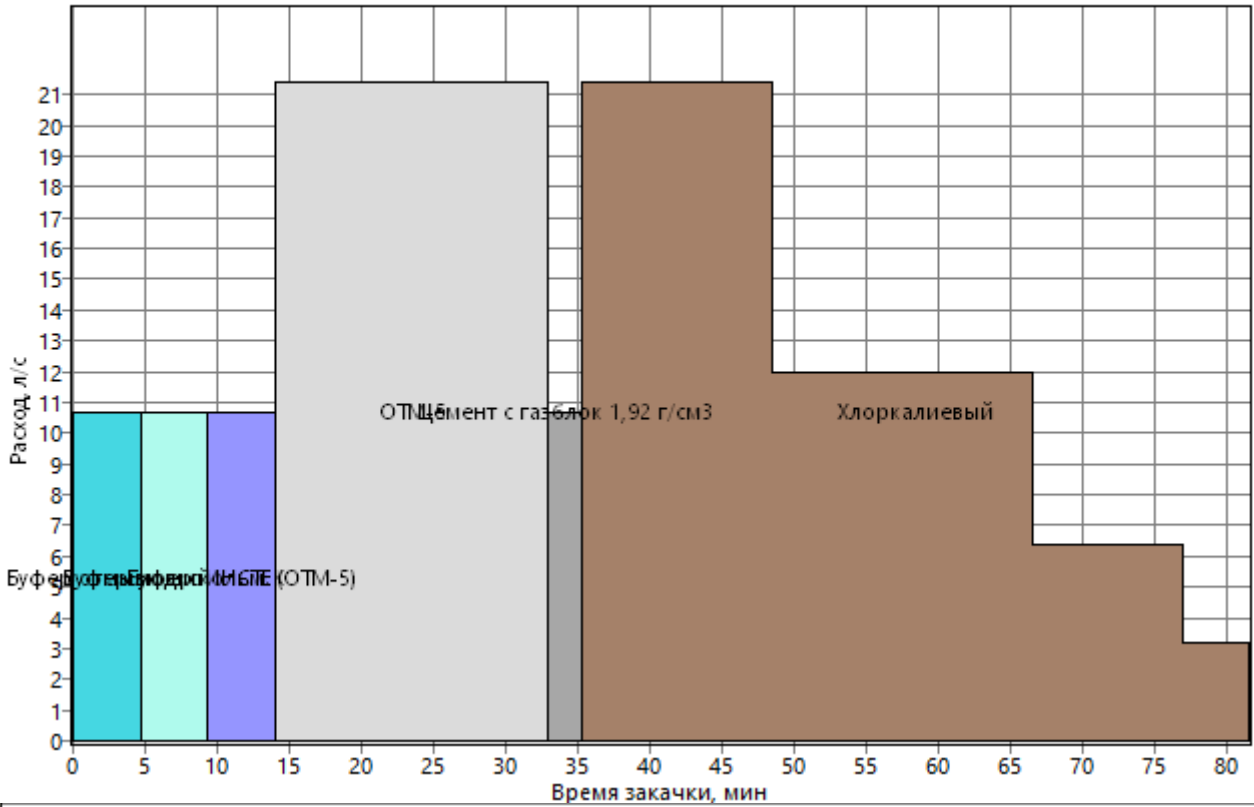
Вторая ступень. Коэффициент безопасности: 0,95

Обсадная колонна [Эксплуатационная]

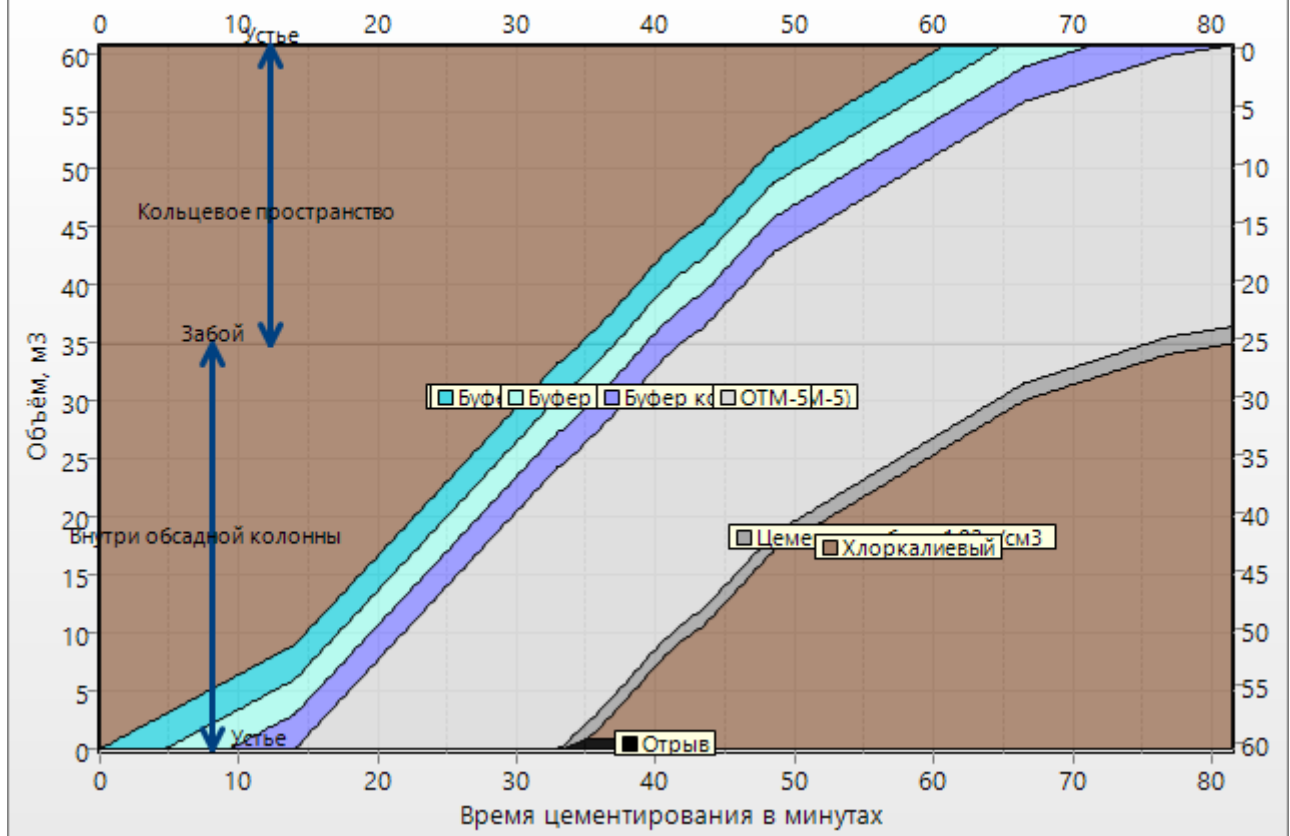
Скважина



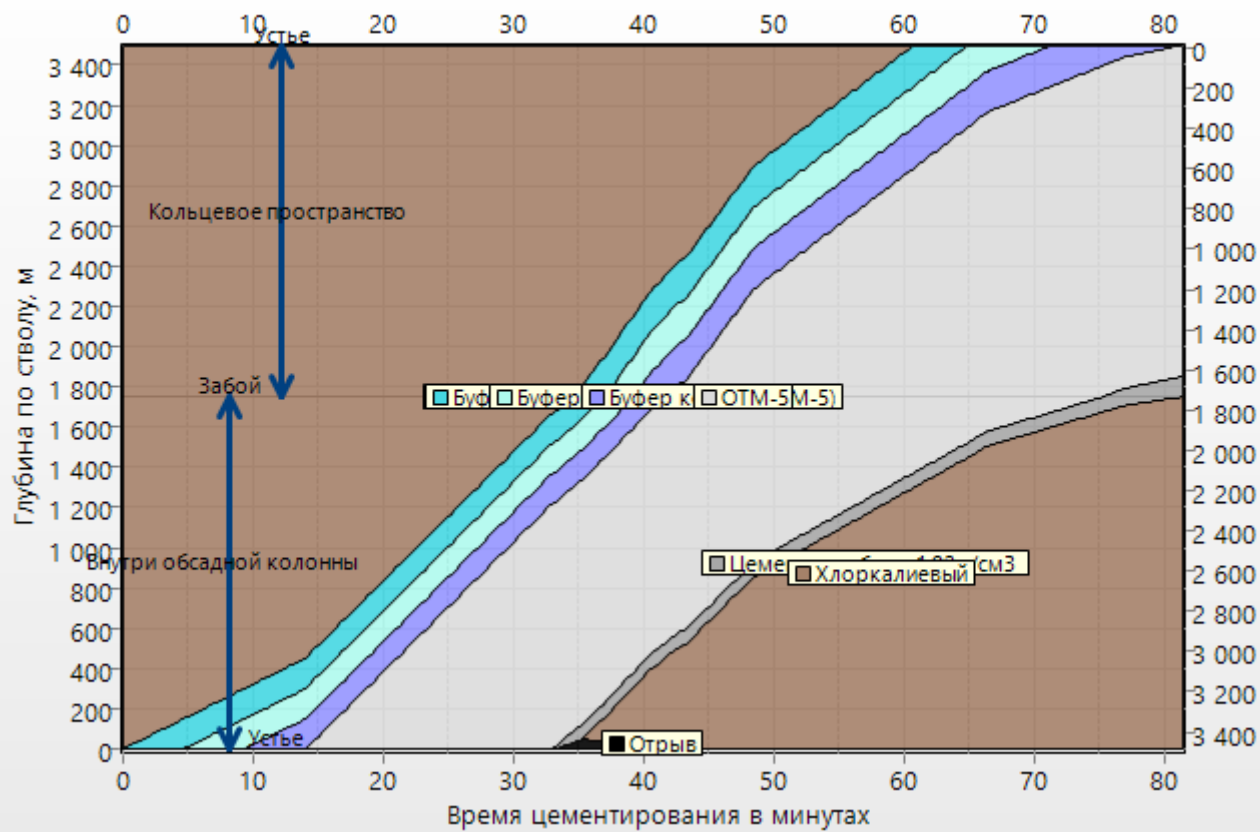
План зачки растворов



Объёмы растворов в процессе цементирования

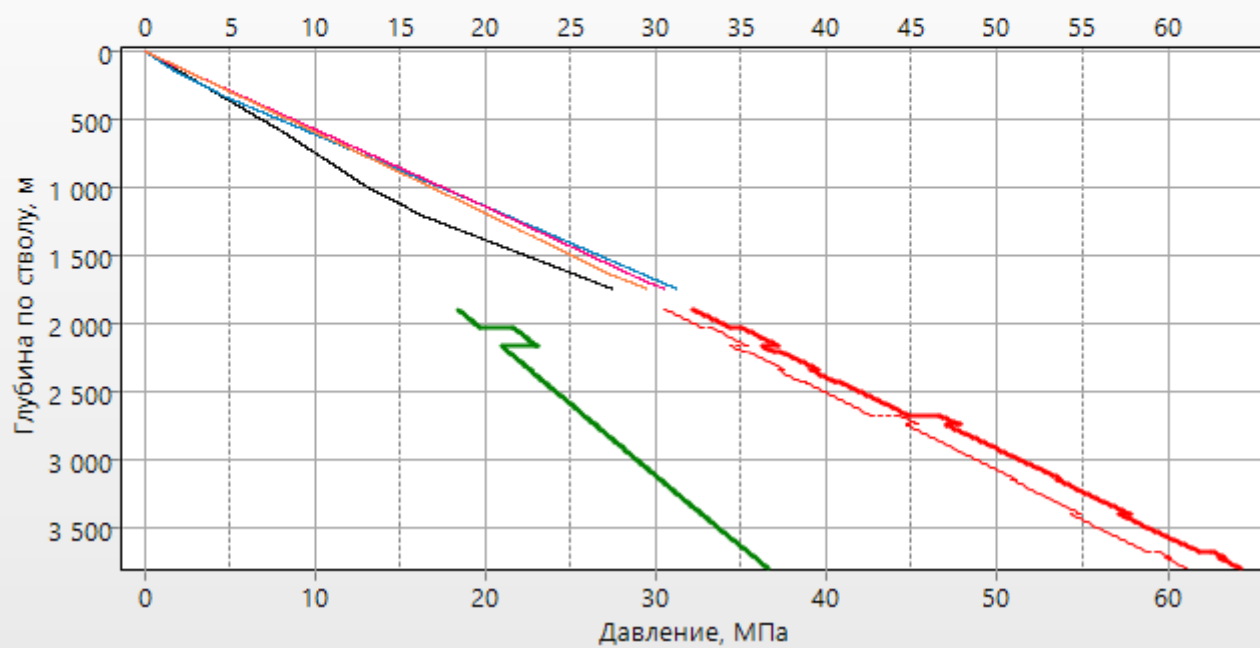


Уровни растворов в процессе цементирования



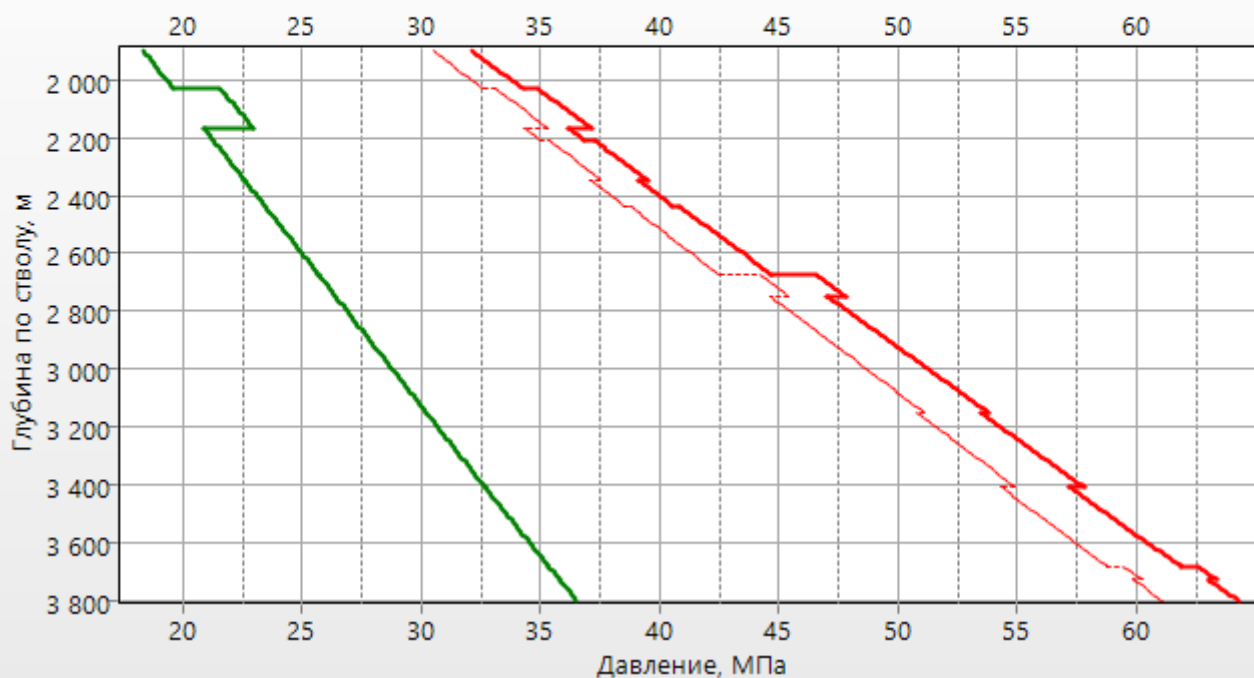
Давление при продажке

- Первая порция продавки
- Вторая порция продавки
- Третья порция продавки
- Четвёртая порция продавки
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва

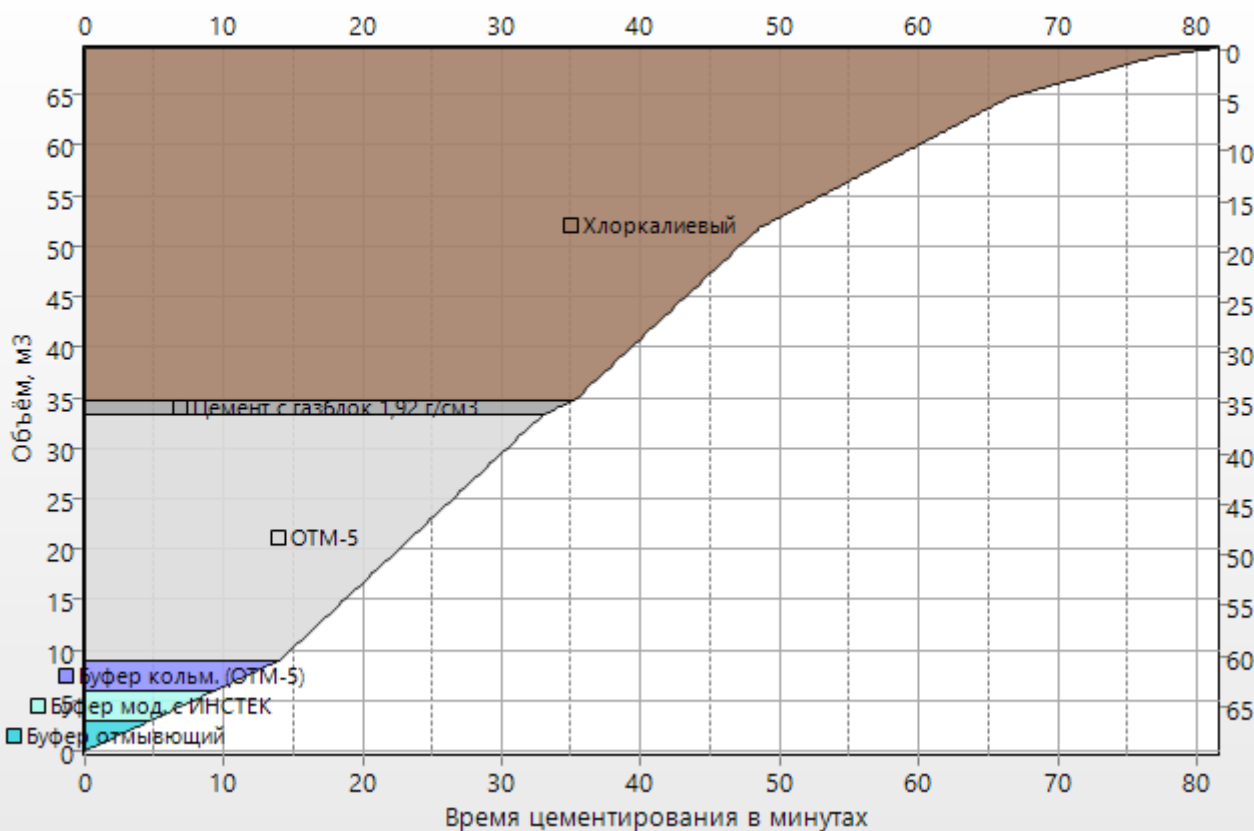


Давление в кольцевом пространстве

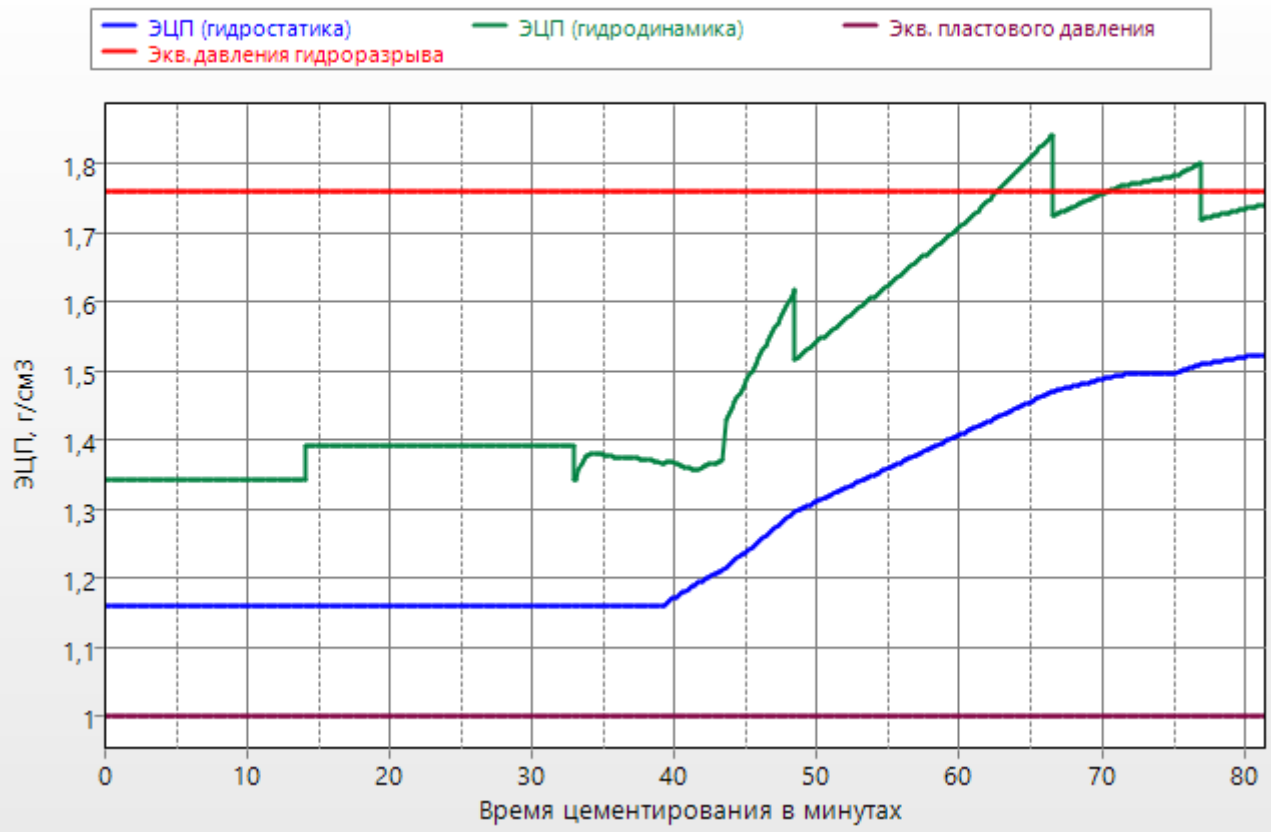
- Минимальное давление
- Максимальное давление
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва



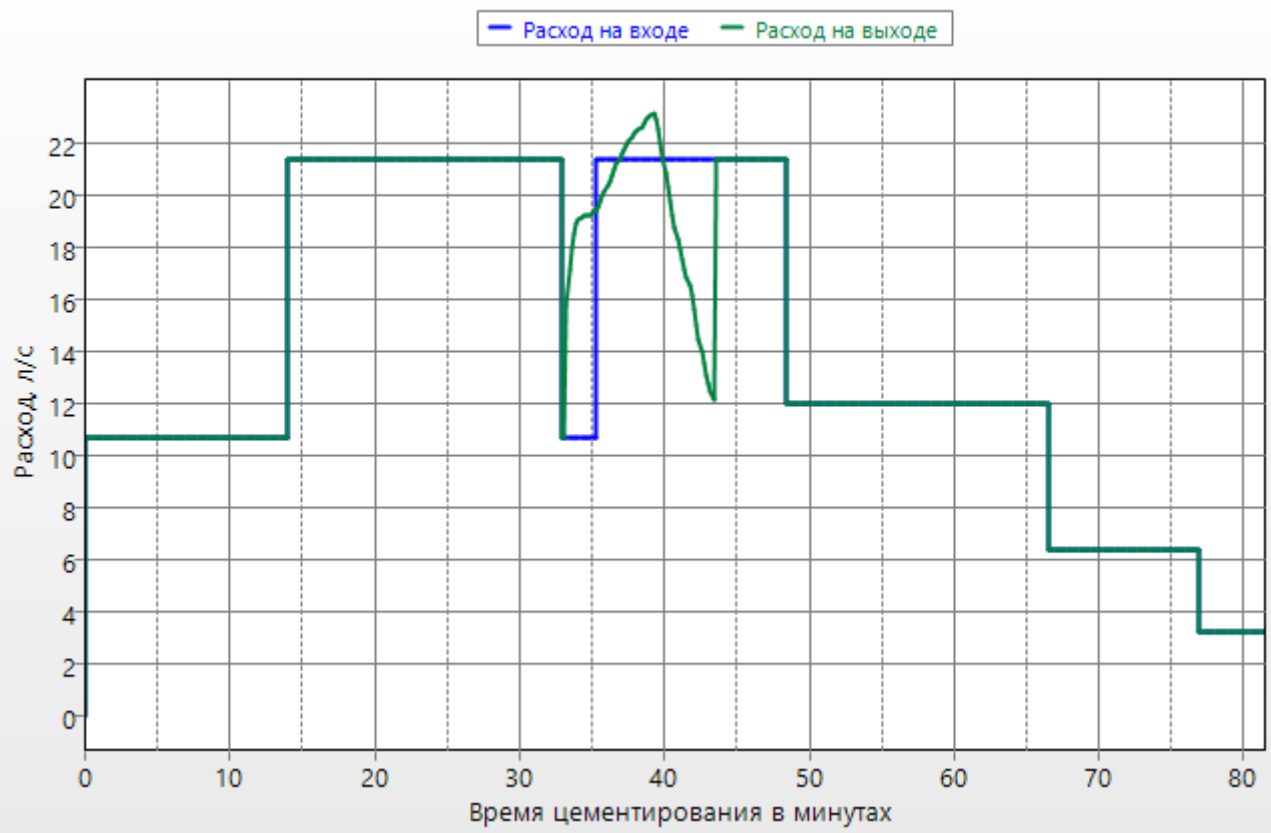
Закачанный объём



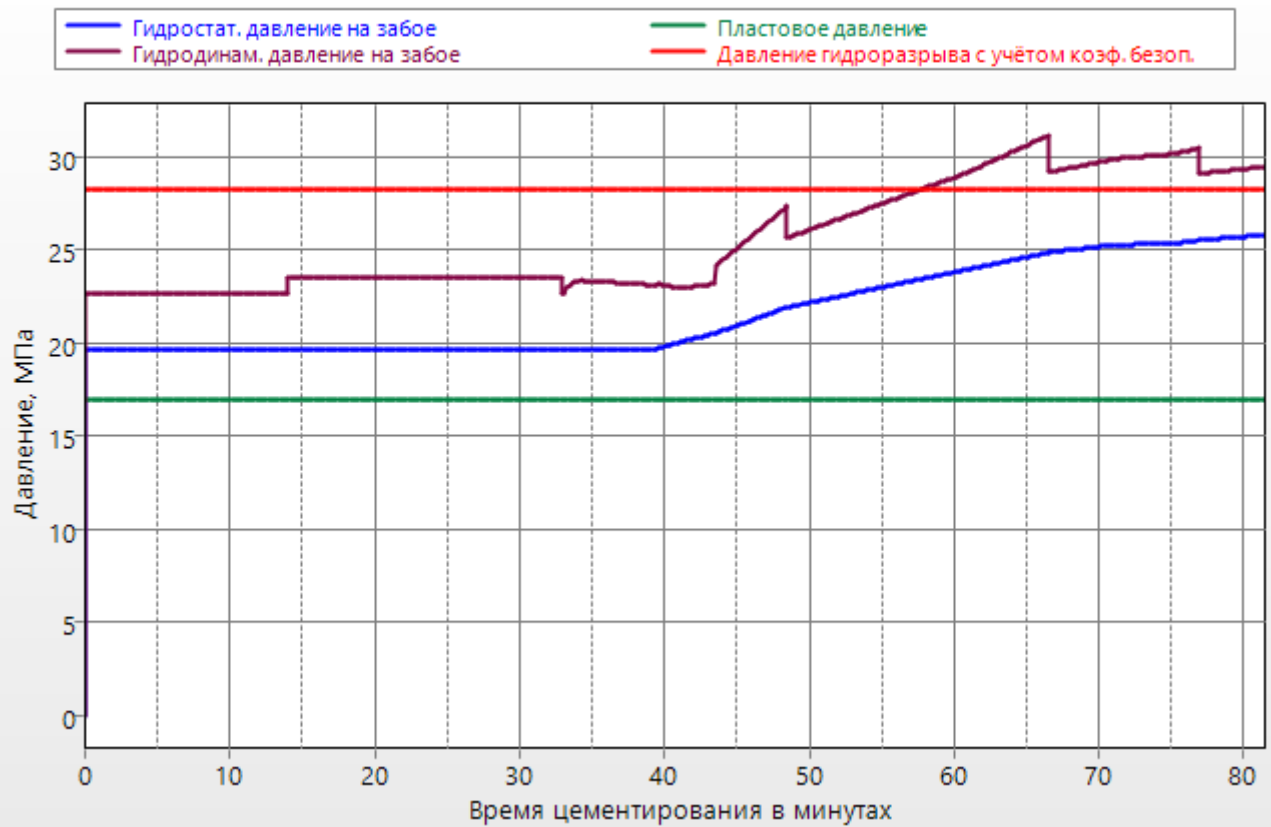
ЭЦП на забое в процессе цементирования



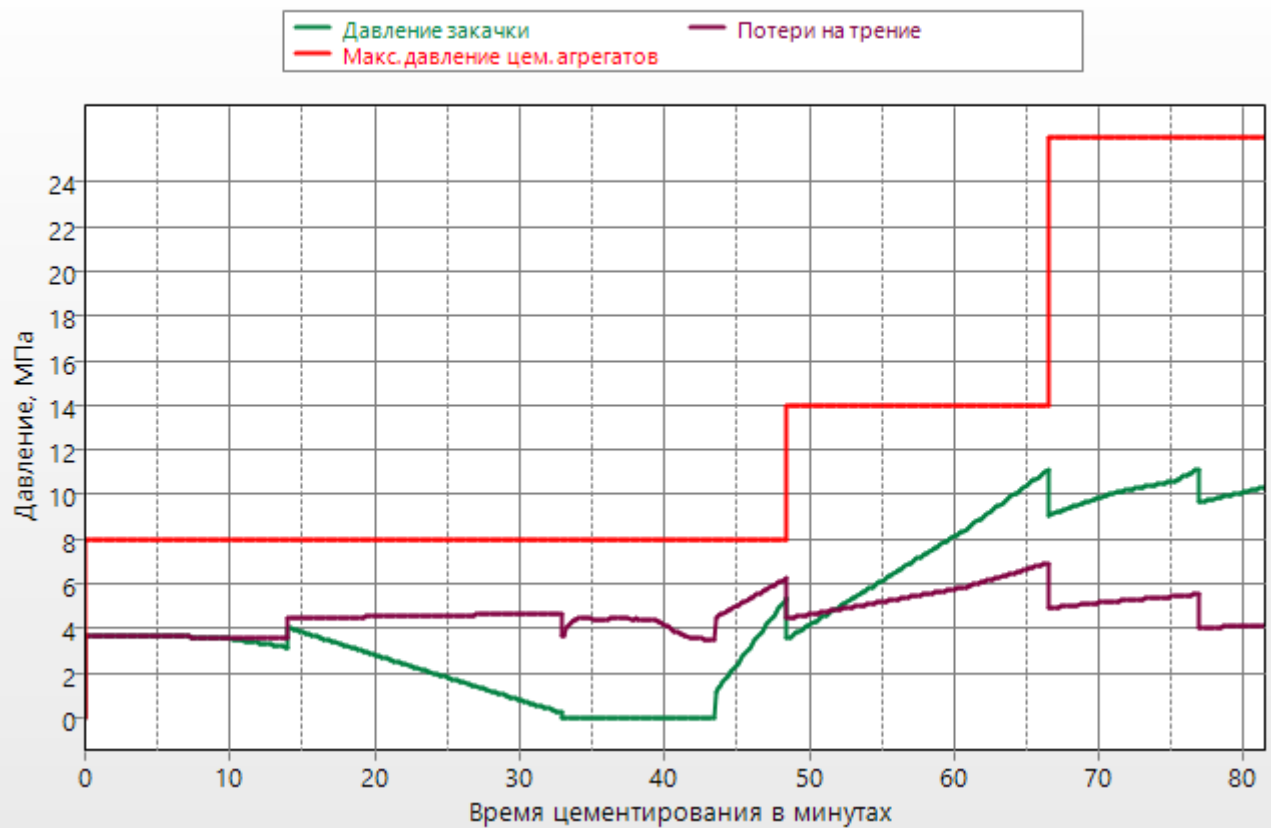
Расход на входе и выходе в процессе цементирования



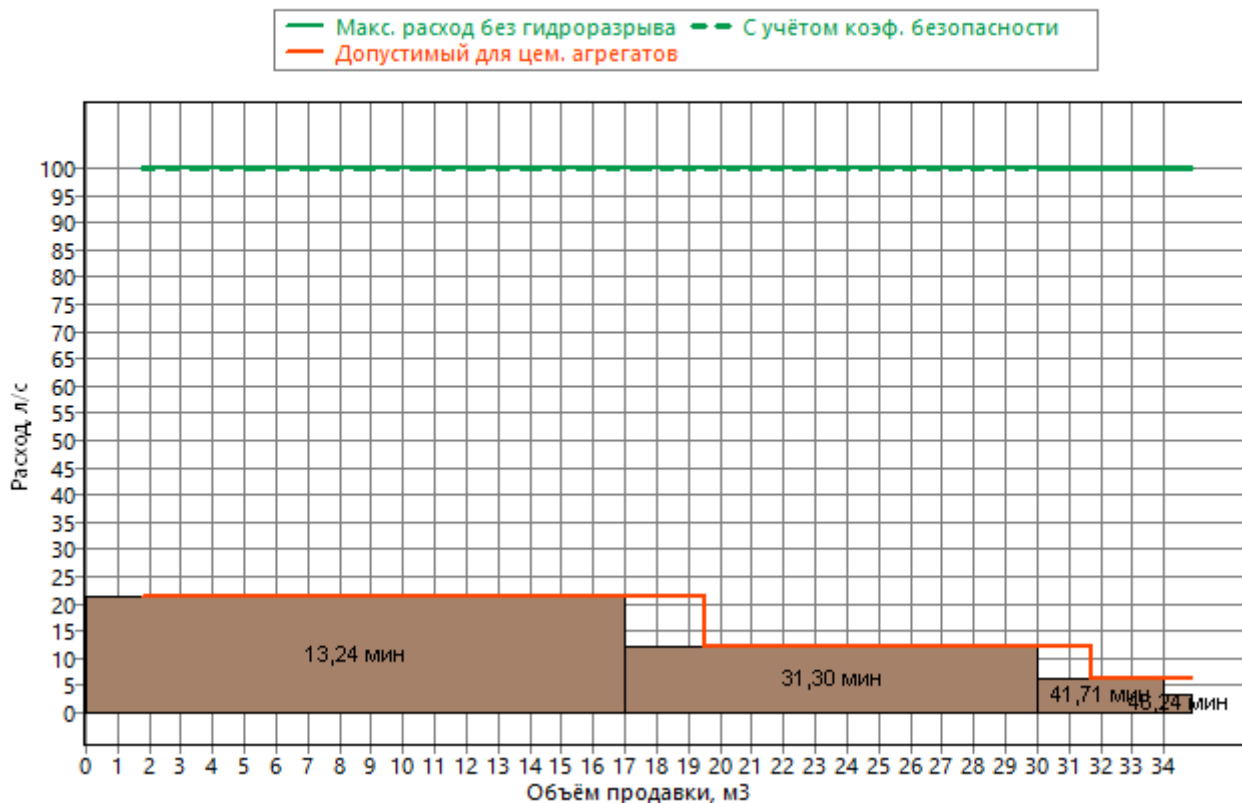
Давление на забое в процессе цементирования



Давление закачки и цементировочных агрегатов в процессе цементирования



План безопасной продавки



Объёмы скважины

От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Объём, м ³	Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² /м
0	1747	177,80	159,42	34,87		
0	1747	224,44	177,80	25,74		

Растворы

Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, кг/м ³	Пластич. вязкость, мПа·с	ДНС, Па	Объём, м ³	Масса, т
Промывка	Хлоркалийевый	0	1747	1160	25,00	12,00	60,61	70,31
Буфер	Буфер отмывающий	0	204	1160	5,00	2,00	3,00	3,48
Второй буфер	Буфер мод. с ИНСТЕК	0	204	1160	5,00	2,00	3,00	3,48
Третий буфер	Буфер кольм. (ОТМ-5)	0	204	1450	15,00	7,00	3,00	4,35
Тампонаж	ОТМ-5	0	1647	1500	160,00	11,00	24,27	36,40
Тампонаж 2	Цемент с газблок 1,92 г/см ³	1647	1747	1920	160,00	15,00	1,47	2,83

Продавка	Хлоркалийевый	0	1747	1160	25,00	12,00	34,87	40,45
----------	---------------	---	------	------	-------	-------	-------	-------

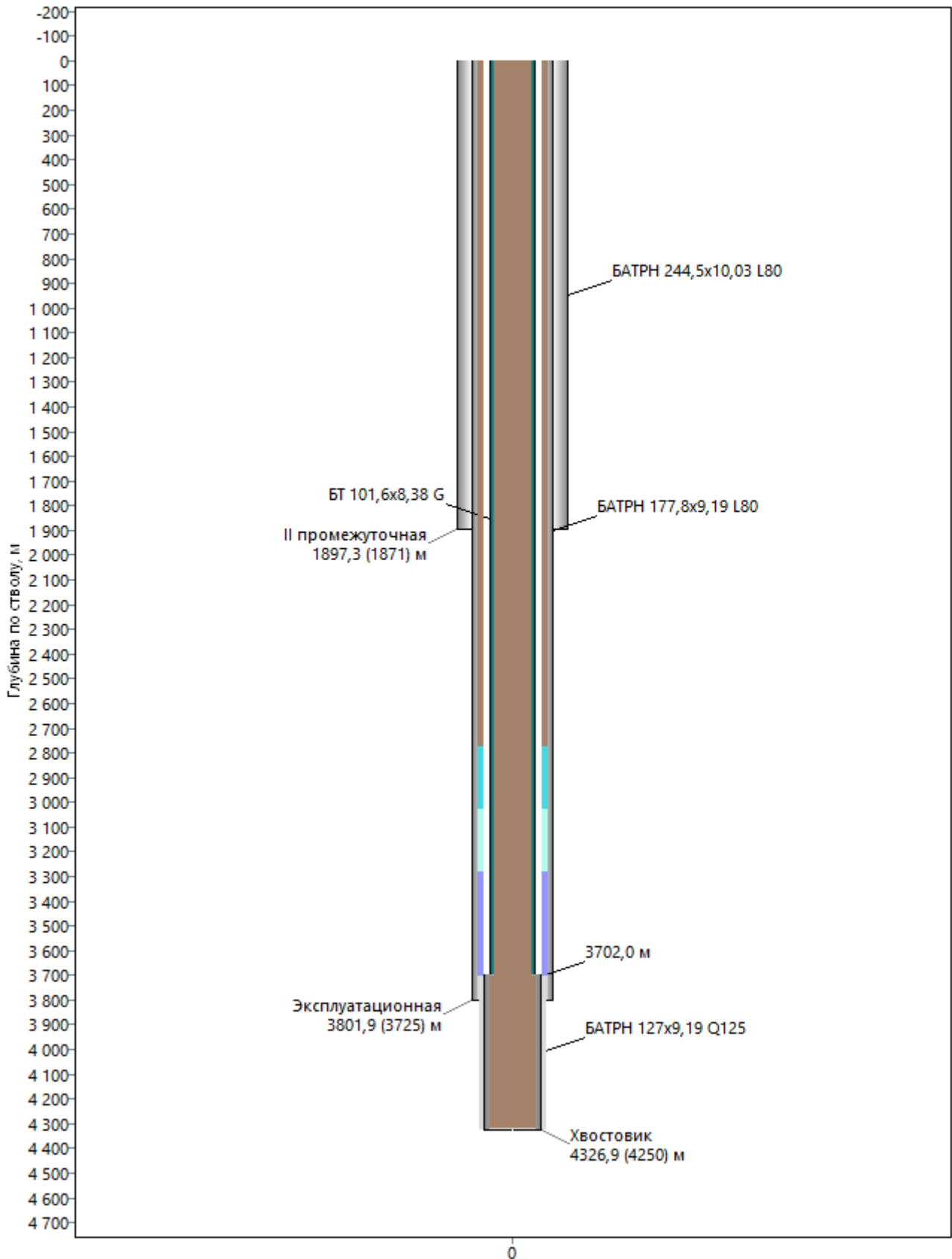
План закачки растворов

Наименование раствора	Расход, л/с	Объём, м ³	Время, мин	Суммарн. объём, м ³	Комментарий
Буфер отмывующий	10,7	3,00	4,7	3,00	
Буфер мод. с ИНСТЕК	10,7	3,00	4,7	3,00	
Буфер кольм. (ОТМ-5)	10,7	3,00	4,7	3,00	
ОТМ-5	21,4	24,27	18,9	24,27	
Цемент с газблок 1,92 г/см ³	10,7	1,47	2,3	1,47	
Хлоркалийевый	21,4	17,00	13,2	17,00	Продавка
Хлоркалийевый	12,0	13,00	18,1	30,00	Продавка
Хлоркалийевый	6,4	4,00	10,4	34,00	Продавка
Хлоркалийевый	3,2	0,87	4,5	34,87	СТОП

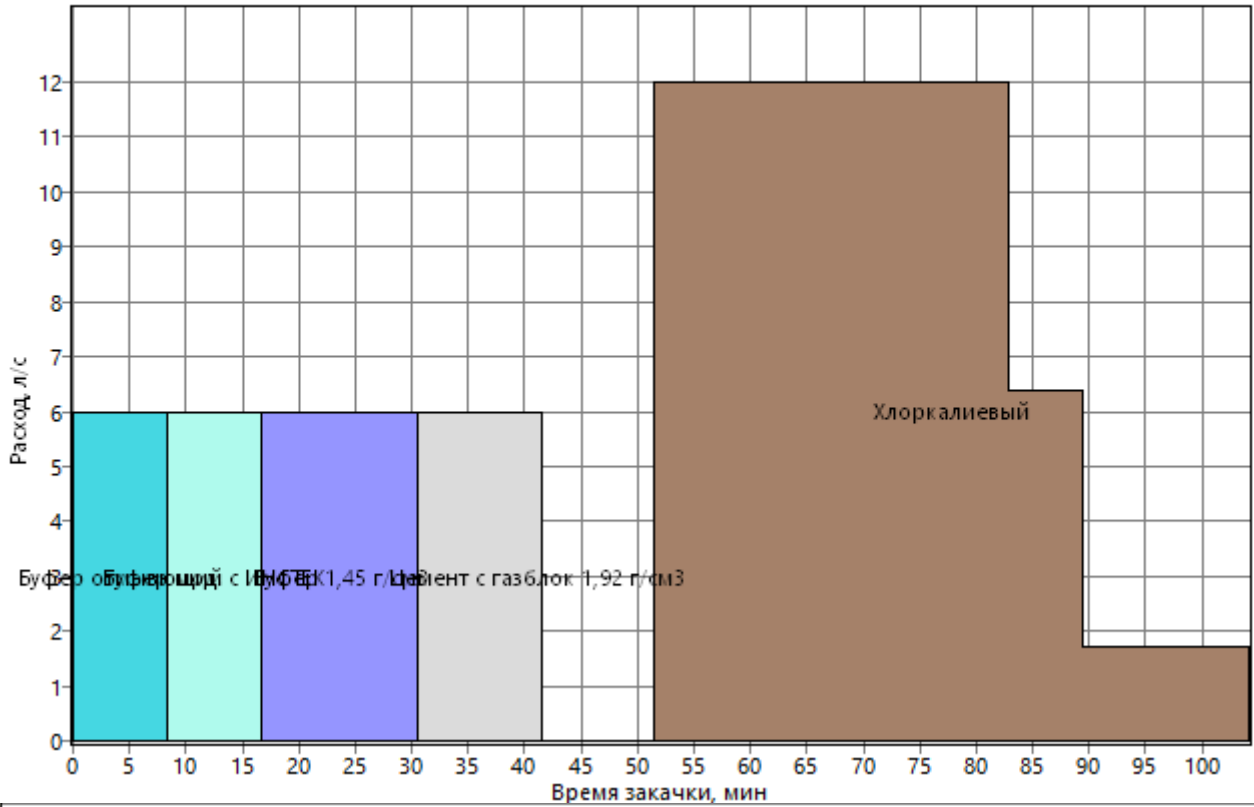
Цементирование

Месторождение: Хыльчуйское, куст: 34, скважина: 34 (проект 2022), ствол: (проект 09.03.2022)
Первая ступень. Коэффициент безопасности: 0,95

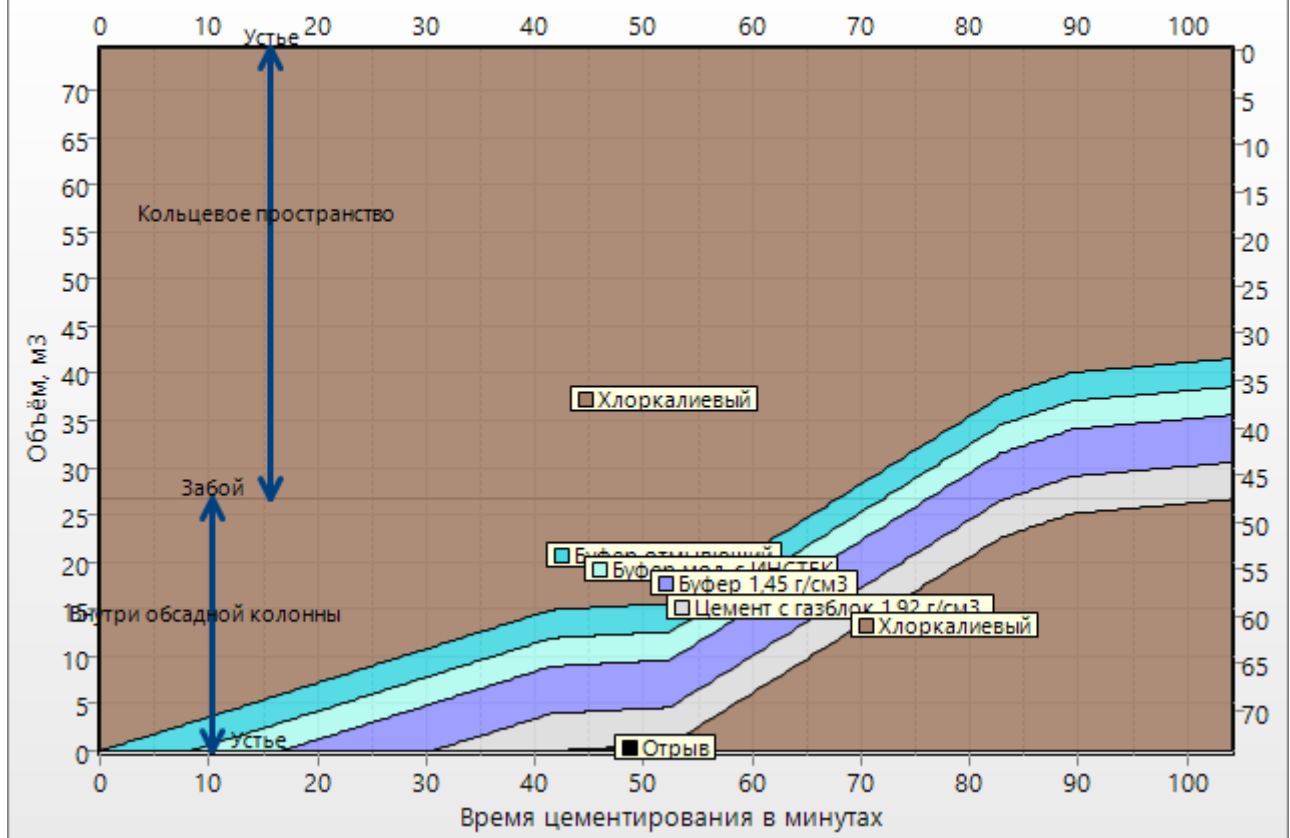
Обсадная колонна [Хвостовик]
Скважина



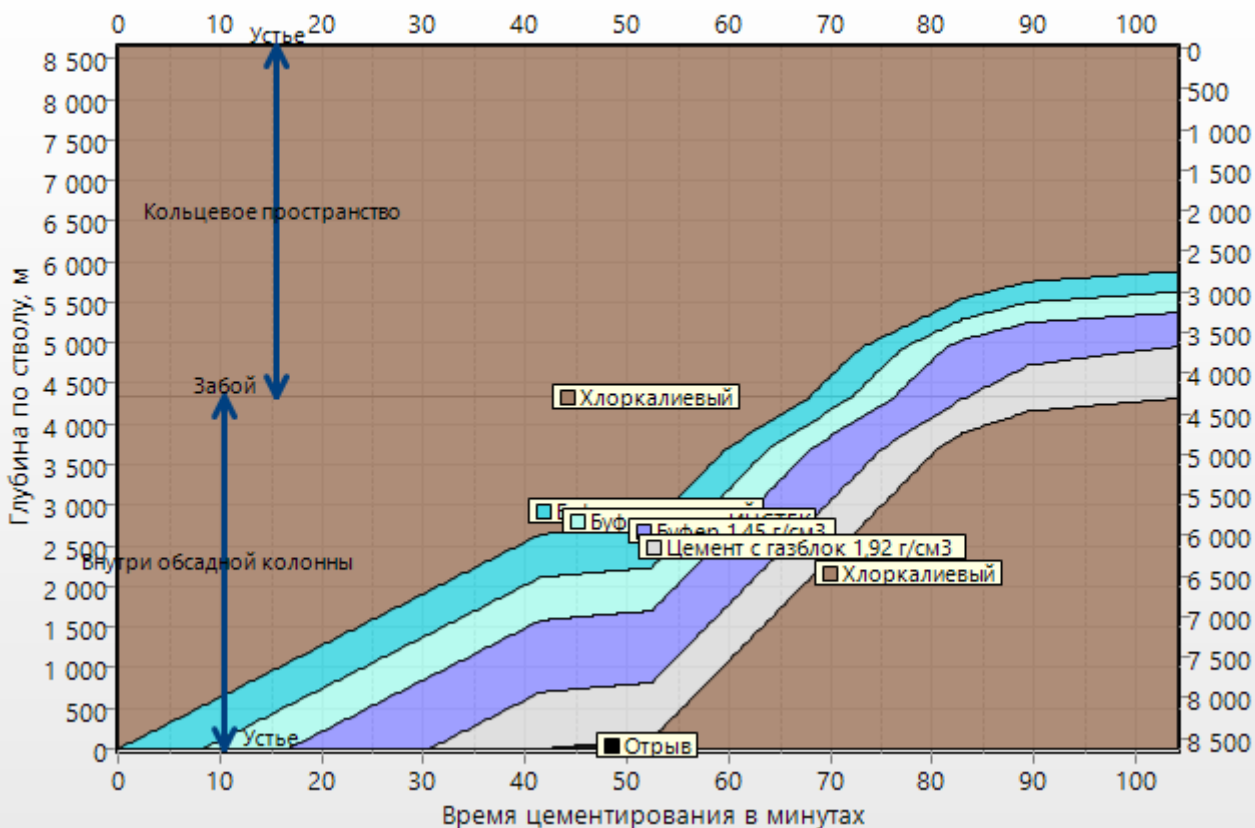
План заочки растворов



Объёмы растворов в процессе цементирования

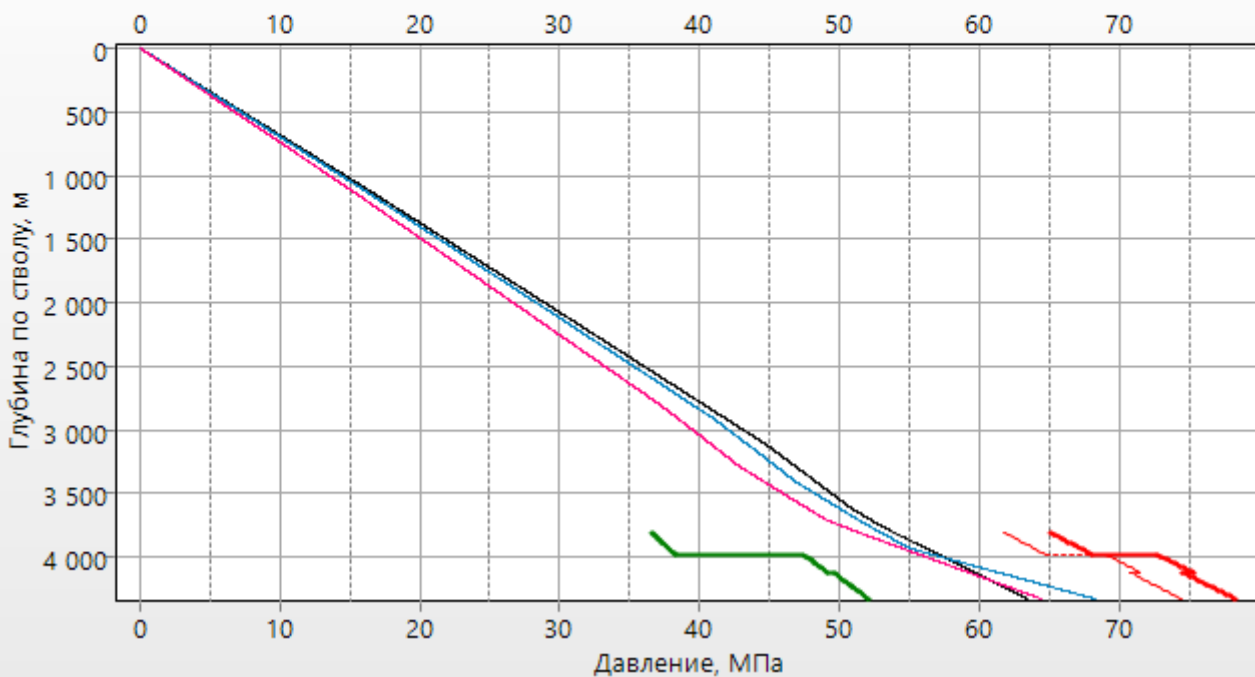


Уровни растворов в процессе цементирования



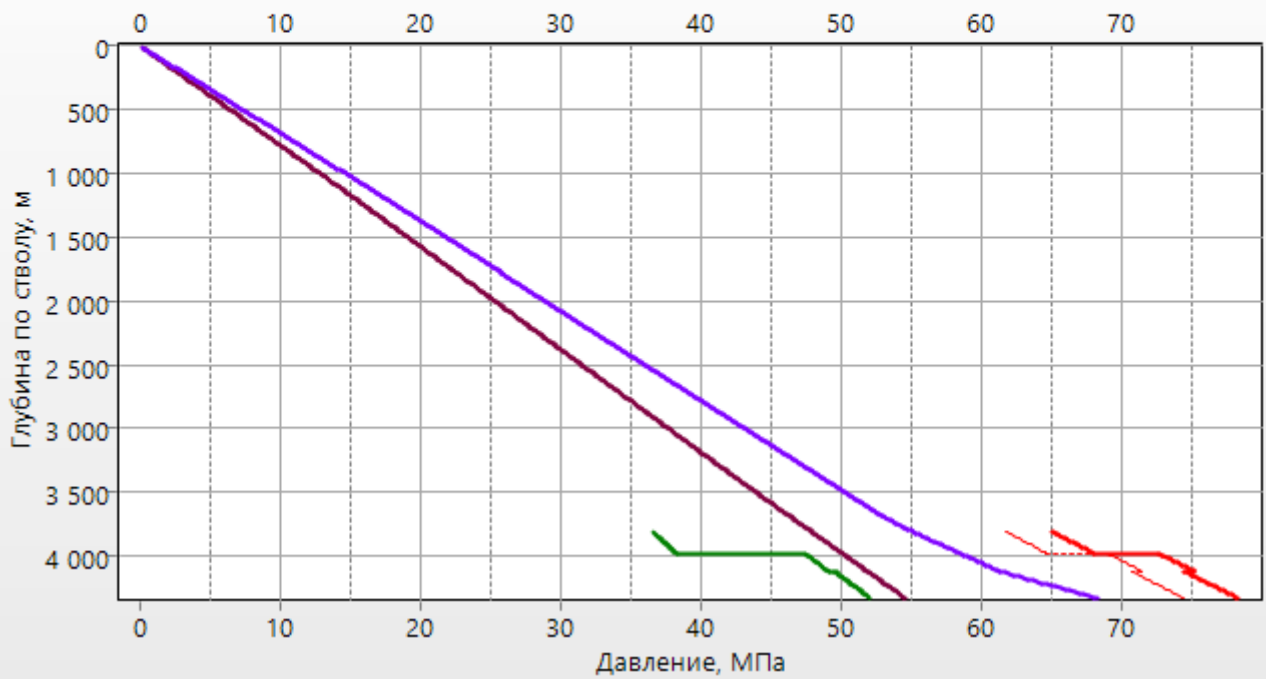
Давление при продажке

- Первая порция продавки
- Вторая порция продавки
- Третья порция продавки
- Давл. гидр. с учётом коэф. безопр.
- Вторая порция продавки
- Пластовое давление
- Давление гидроразрыва

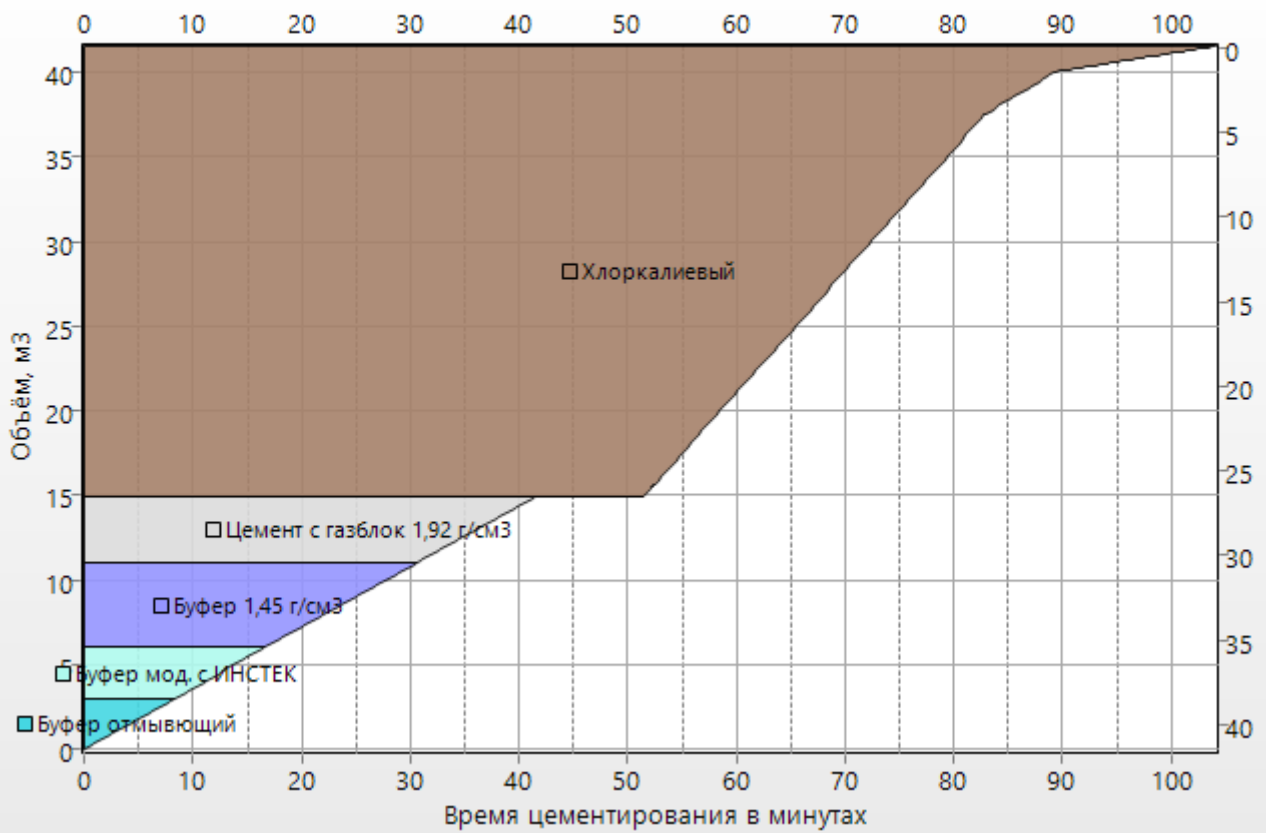


Давление в кольцевом пространстве

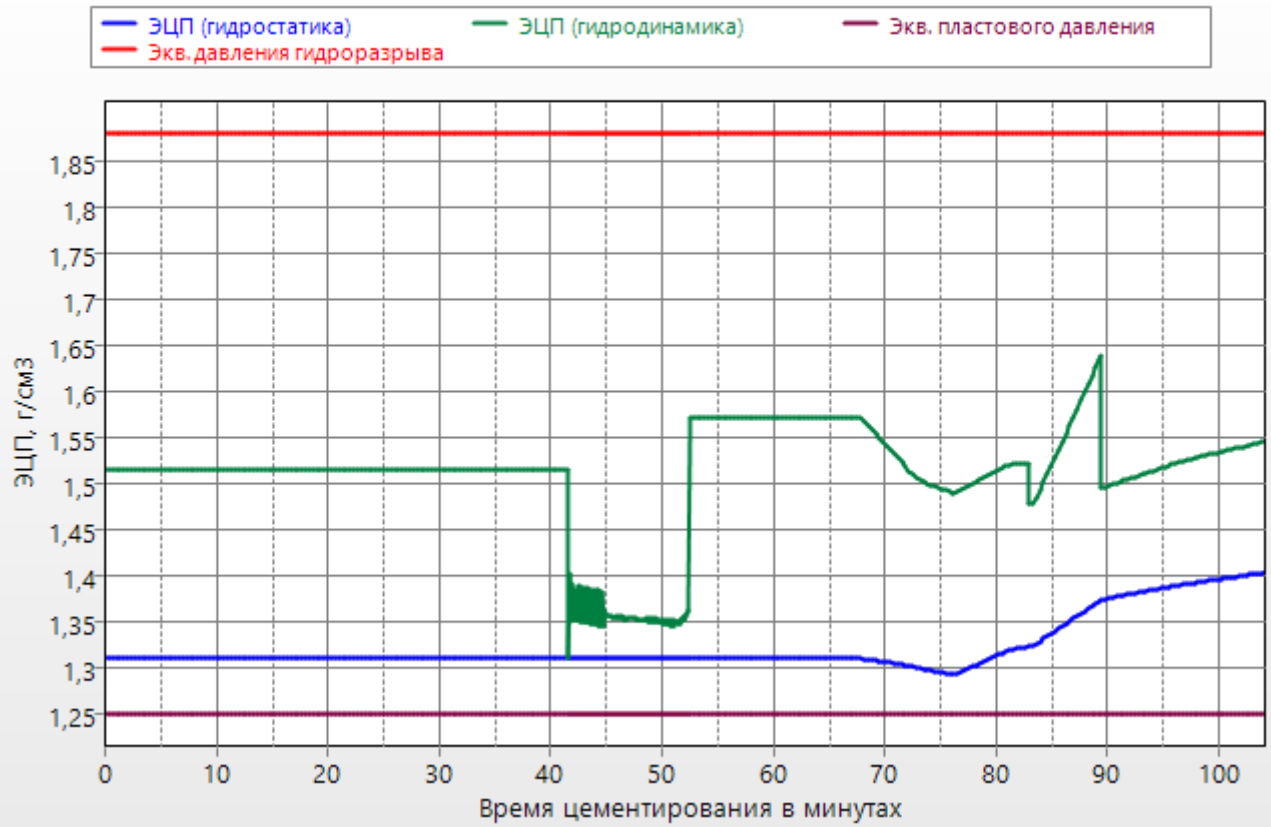
- Минимальное давление
- Максимальное давление
- Пластовое давление
- Давл. гидр. с учётом коэф. безоп.
- Давление гидроразрыва



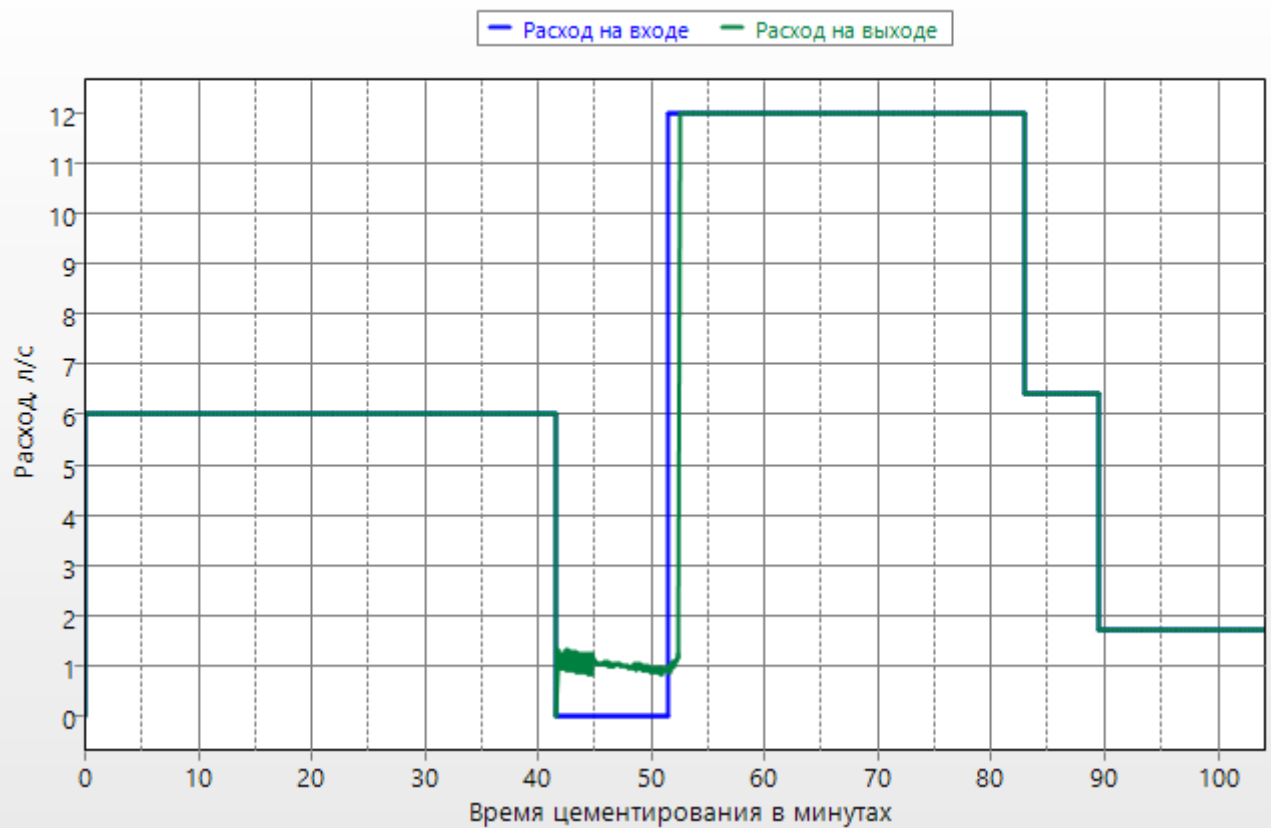
Закачанный объём



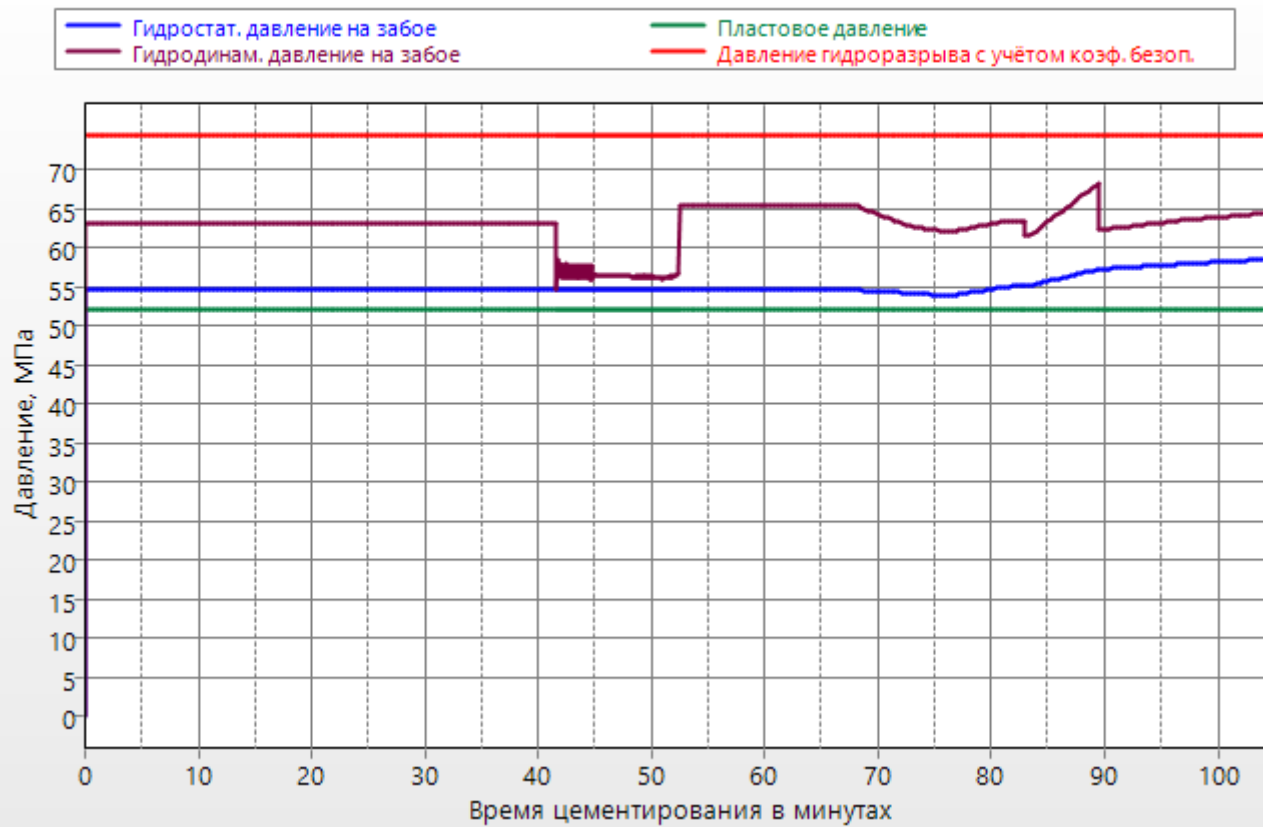
ЭЦП на забое в процессе цементирования



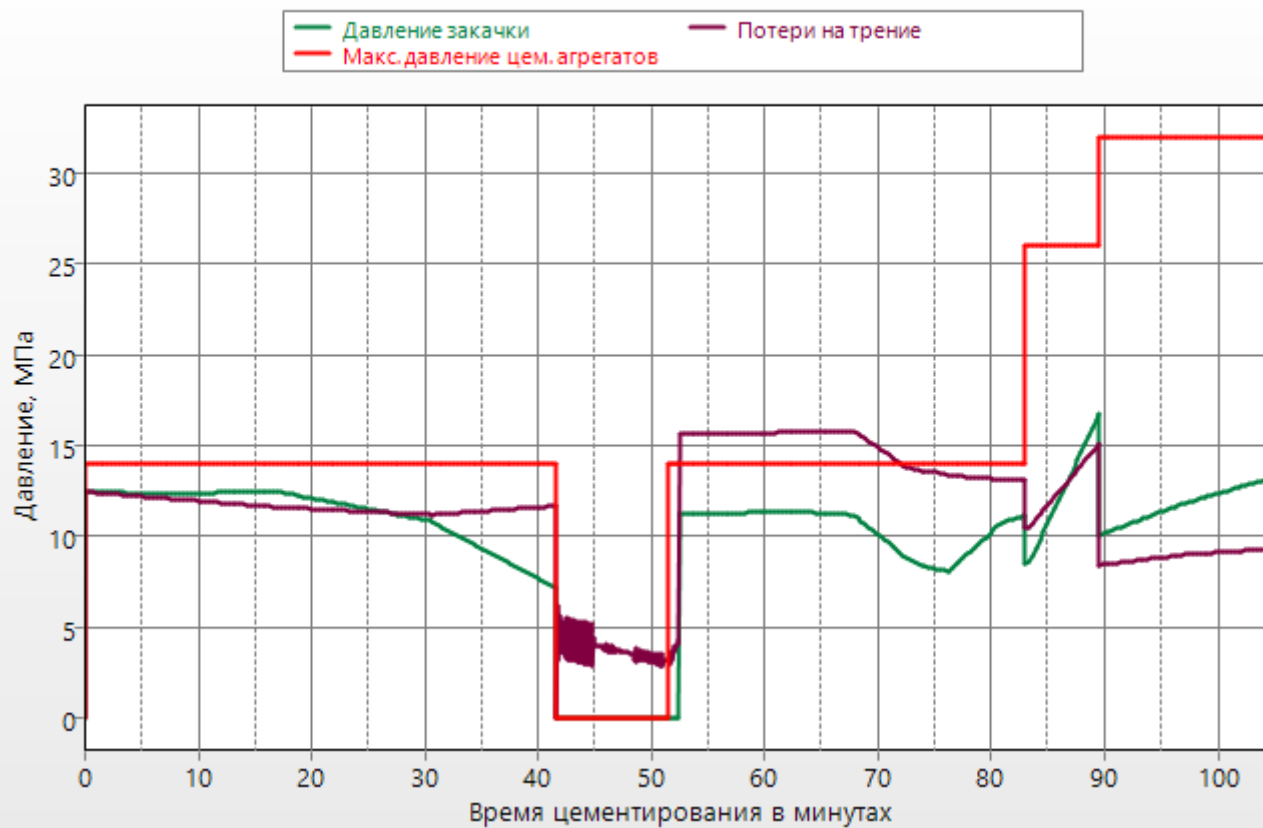
Расход на входе и выходе в процессе цементирования



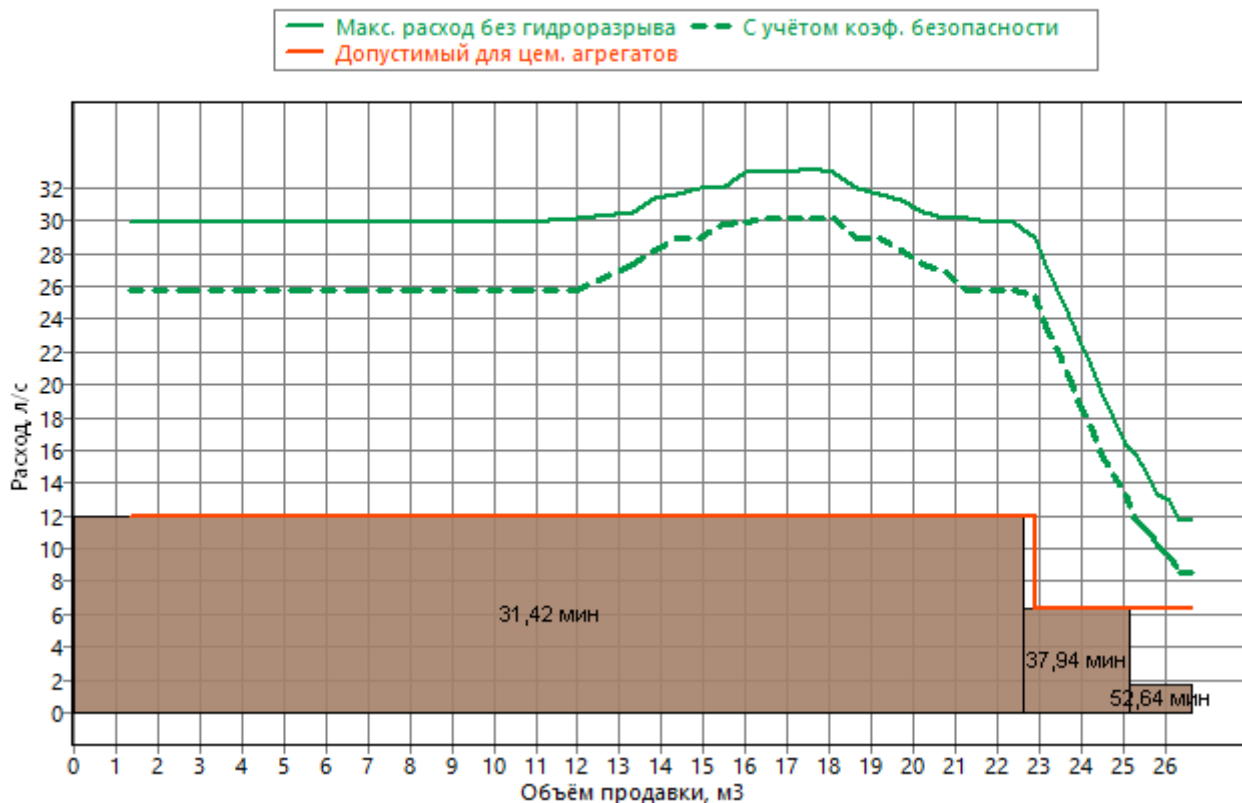
Давление на забое в процессе цементирования



Давление закачки и цементировочных агрегатов в процессе цементирования



План безопасной продавки



Объёмы скважины

От (ствол), м	До (ствол), м	Диаметр наружный, мм	Диаметр внутренний, мм	Объём, м ³	Градиент пластового давления, кгс/см ² /м	Градиент давления гидроразрыва, кгс/см ² /м
0	3702	101,60	84,84	20,93		
3702	4327	127,00	108,62	5,79		
3802	4327	153,92	127,00	3,12	0,1 - 0,125	0,178 - 0,188
3702	3802	159,42	127,00	0,73		
0	3702	159,42	101,60	43,88		

Растворы

Тип раствора	Наименование раствора	От (ствол), м	До (ствол), м	Плотность, кг/м ³	Пластич. вязкость, мПа·с	ДНС, Па	Объём, м ³	Масса, т
Промывка	Хлоркалийевый	0	4327	1310	30,00	14,40	74,45	97,52
Буфер	Буфер отмывющий	0	253	1250	5,00	2,00	3,00	3,75
Второй буфер	Буфер мод. с ИНСТЕК	0	253	1200	5,00	2,00	3,00	3,60
Третий буфер	Буфер 1,45 г/см ³	0	422	1450	15,00	7,00	5,00	7,25
Тампонаж	Цемент с газблок 1,92 г/см ³	3702	4327	1920	160,00	15,00	3,94	7,56
Продавка	Хлоркалийевый	0	4317	1310	30,00	14,40	26,63	34,88

План закачки растворов

Наименование раствора	Расход, л/с	Объём, м ³	Время, мин	Суммарн. объём, м ³	Комментарий
Буфер отмывющий	6,0	3,00	8,3	3,00	
Буфер мод. с ИНСТЕК	6,0	3,00	8,3	3,00	
Буфер 1,45 г/см ³	6,0	5,00	13,9	5,00	
Цемент с газблок 1,92 г/см ³	6,0	3,94	10,9	3,94	
Цемент с газблок 1,92 г/см ³			10,0	3,94	сброс шара и пробки, промывка ЛВД
Хлоркалиевый	12,0	22,63	31,4	22,63	Продавка
Хлоркалиевый	6,4	2,50	6,5	25,13	Продавка
Хлоркалиевый	1,7	1,50	14,7	26,63	Продавка СТОП