

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

Свидетельство № П-113-071-8602060555-2012.5 от 21 мая 2012г.

Заказчик - Управление поисково-разведочных работ

**ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ №277-8П, №231-4П
В ПРЕДЕЛАХ ПИЛЮДИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Индивидуальный рабочий проект на бурение поисково-оценочной скважины №277-8П

13360-ИОС7.1

Том 5.7.1

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

**РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»**

**Сургутский
научно-исследовательский и проектный институт
«СургутНИПИнефть»
структурное подразделение**

Свидетельство № П-113-071-8602060555-2012.5 от 21 мая 2012г.

Заказчик - Управление поисково-разведочных работ

**ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЕ СКВАЖИНЫ №277-8П, №231-4П
В ПРЕДЕЛАХ ПИЛЮДИНСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7. Технологические решения

Часть 1. Индивидуальный рабочий проект на бурение поисково-оценочной скважины №277-8П

13360-ИОС7.1

Том 5.7.1

Главный инженер

И.Ю.Горохов

Главный инженер проекта

А.П.Пестряков

Изм.	№ док.	Подп.	Дата

2017

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Обозначение	Наименование	Примечание
13360-ИОС7.1-С	Содержание тома 5.7.1	2
13360-ИОС7.1.ТЧ	Текстовая часть	3
13360-ИОС7.1.ГЧ	Графическая часть лист 1-3 – Схема обвязки устья скважин ПВО БУ 2900/175 ДЭП-11, 12	199

Взам. инв. №								
	Подп. и дата							
Инв. № подл.	13360-ИОС7.1-С							
	Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата		
	Разраб.	Паймулин						
	Пров.	Мерешко						
	Нач. отд.	Исмагилов						
	Н. контр.	Паймулин						
ГИП	Пестряков							
Содержание тома 5.7.1						Стадия	Лист	Листов
						П		1
						ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

Оглавление

1	ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА _____	10
1.1	Сводные технико-экономические данные _____	10
	Таблица 1.1.1 - Основные проектные данные _____	10
	Таблица 1.1.2 - Технические устройства для обеспечения процесса строительства скважин _____	11
	Таблица 1.1.3 - Общие сведения о конструкции скважины _____	12
	Таблица 1.1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы _____	13
	Таблица 1.1.5 - Дополнительные сведения для составления сметы _____	14
	Таблица 1.1.6 - Продолжительность цикла строительства скважины _____	15
1.2	Основание для проектирования _____	16
1.3	Общие сведения _____	17
	Таблица 1.3.1 - Сведения о районе буровых работ _____	17
	Таблица 1.3.2 - Сведения о площадке строительства _____	18
	Таблица 1.3.3 - Размеры отводимых в пользование земельных участков _____	19
	Таблица 1.3.4 - Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов _____	20
	Таблица 1.3.5 - Перечень скважин, строящихся по данному проекту _____	21
1.4	Геологическая характеристика _____	22
1.4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин _____	22
	Таблица 1.4.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов _____	22
	Таблица 1.4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины _____	24
	Таблица 1.4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин _____	28

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

13360-ИОС7.1.ТЧ

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Паймулин			
Пров.		Мерешко			
Нач. отд.		Исмагилов			
Н. контр.		Паймулин			
ГИП		Пестряков			

Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	196
ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»		

	Таблица 1.4.4 - Физико-механические свойства горных пород продуктивного пласта _____	31
	Таблица 1.4.5 - Геокриологическая характеристика пород на месторождении _____	32
1.4.2	Нефтегазоводоносность по разрезу скважин _____	33
	Таблица 1.4.6 - Нефтеносность _____	33
	Таблица 1.4.7 - Газоносность _____	35
	Таблица 1.4.8 - Водоносность _____	36
	Таблица 1.4.9 - Давление и температура по разрезу скважины _____	37
1.4.3	Возможные осложнения по разрезу скважины _____	39
	Таблица 1.4.10 - Поглощение бурового раствора _____	39
	Таблица 1.4.11 - Осыпи и обвалы стенок скважины _____	40
	Таблица 1.4.12 - Нефтегазоводопроявления _____	41
	Таблица 1.4.13 - Прихватоопасные зоны _____	42
1.4.4	Исследовательские работы _____	43
	Таблица 1.4.14 - Отбор керна, шлама и грунтов _____	43
	Таблица 1.4.15 - Комплекс промыслово-геофизических исследований _____	44
	Таблица 1.4.16 - Испытание пластов в процессе бурения _____	47
1.4.5	Работы по испытанию в эксплуатационной колонне _____	48
	Таблица 1.4.17 - Испытание продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне _____	48
1.5	Конструкция скважины _____	50
1.5.1	Обоснование конструкции скважины _____	50
1.5.2	Обоснование глубины спуска обсадных колонн _____	51
	Рисунок 1 - Совмещенный график давлений при строительстве скважины _____	53
	Таблица 1.5.1 - Конструкция скважины _____	54
	Рисунок 2 - Конструкция скважины _____	55
1.6	Профиль ствола скважины _____	56
	Таблица 1.6.1 - Исходные данные для расчета профиля ствола скважины _____	56

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Взам. инв. №
							Подп. и дата

	Таблица 1.6.2 - Профиль ствола скважины _____	57
1.7	Буровые растворы _____	58
1.7.1	Общие требования к приготовлению и применению буровых растворов ____	58
	Таблица 1.7.1 – Параметры ВВС (КС) _____	59
	Таблица 1.7.2 - Состав ВВС (КС) с КМЦ (рецептура 2.1В) _____	59
	Таблица 1.7.3 - Состав ВВС (КС) с гипаном (рецептура 2.2В) _____	60
1.7.2	Расчет плотности бурового раствора _____	61
1.7.3	Тип и параметры буровых растворов _____	62
	Таблица 1.7.4 - Тип и параметры буровых растворов по интервалам бурения	62
1.7.4	Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов _____	64
	Таблица 1.7.5 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов по интервалам бурения _____	64
1.7.5	Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления _____	67
	Таблица 1.7.6 - Потребность компонентов для приготовления и обработки бурового раствора _____	67
	Таблица 1.7.7 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора ____	70
1.8	Углубление скважины _____	71
	Таблица 1.8.1 - Способ, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК _____	71
	Таблица 1.8.2 - Компоновки низа бурильных колонн (КНБК) _____	73
	Таблица 1.8.3 - Потребное количество долот и элементов КНБК _____	77
	Таблица 1.8.4 - Суммарное количество и вес долот, элементов КНБК ____	80
	Таблица 1.8.5 - Конструкция бурильных колонн _____	82
	Таблица 1.8.6 - Соотношение и вес применяемых бурильных труб по интервалам _____	85
	Таблица 1.8.7 - Режим работы буровых насосов _____	87
	Таблица 1.8.8 - Гидравлическая программа бурения скважины _____	88

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							3
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

	Таблица 1.8.9 - Сравнительная таблица максимального давления и давлений гидроразрыва пород в процессе бурения _____	89
1.9	Крепление скважины _____	90
1.9.1	Выбор способа цементирования обсадных колонн _____	90
1.9.2	Обсадные колонны _____	92
	Таблица 1.9.1 - Заполнение затрубного пространства при креплении обсадной колонны _____	92
	Таблица 1.9.2 - Исходные данные для расчета кондуктора _____	94
	Таблица 1.9.3 - Исходные данные для расчета технической колонны _____	95
	Таблица 1.9.4 - Исходные данные для расчета эксплуатационной колонны _____	96
	Таблица 1.9.5 - Исходные данные для расчета хвостовика _____	97
	Таблица 1.9.6 - Способы расчета избыточных давлений и распределение их по длине колонны _____	98
	Рисунок 3 - Эпюры избыточных давлений для расчета кондуктора _____	99
	Рисунок 4 - Эпюры избыточных давлений для расчета технической колонны _____	100
	Рисунок 5 - Эпюры избыточных давлений для расчета эксплуатационной колонны _____	101
	Рисунок 6 - Эпюры избыточных давлений для расчета хвостовика _____	102
	Таблица 1.9.7 - Параметры обсадных колонн _____	103
	Таблица 1.9.8 - Технологическая оснастка обсадных колонн _____	105
	Таблица 1.9.9 - Режим спуска обсадных колонн _____	107
	Таблица 1.9.10 - Опрессовка обсадных колонн _____	109
1.9.3	Цементирование обсадных колонн _____	110
	Таблица 1.9.11 - Характеристика жидкостей для цементирования и составляющие их компоненты _____	110
	Таблица 1.9.12 - Режим работы цементировочных агрегатов _____	113
	Таблица 1.9.13 - Потребное количество материалов и цементировочной техники _____	117
1.9.4	Оборудование устья скважины _____	118

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.9.14 - Спецификация оборудования устья скважины _____ 118

1.9.5 Контроль процесса цементирования и изучения состояния крепи после
твердения тампонажного материала _____ 120

Таблица 1.9.15 - Свойства тампонажного раствора и цементного камня ____ 122

1.10 Испытание скважин _____ 123

1.10.1 Испытание пластов в открытом стволе в процессе бурения (ИПТ) _____ 123

1.10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в обсаженном стволе _____ 123

1.10.3 Снижение уровня жидкости пенной системой _____ 125

1.10.4 Интенсификация притока нефти в скважину _____ 127

1.10.4.1 Воздействие на пласт пороховым генератором давления ПГД _____ 127

1.10.4.2 Соляно-кислотная обработка _____ 127

Таблица 1.10.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб _____ 129

Таблица 1.10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы
пластоиспытателя, спускаемого на трубах _____ 130

Таблица 1.10.3 - Продолжительность испытания в процессе бурения ____ 131

Таблица 1.10.4 - Продолжительность испытания скважины на продуктивность
_____ 132

Таблица 1.10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты
для установки цементных мостов _____ 135

Таблица 1.10.6 - Объем строительно-монтажных работ по установке емкостей
для сбора флюидов при испытании скважины _____ 137

Таблица 1.10.7 - Объем строительно-монтажных работ по установке емкостей
для буровых сточных вод _____ 138

1.11 Сводные данные об использовании спецмашин и агрегатов при строительстве
скважины _____ 139

Таблица 1.11.1 - Вид операции, объем работы и используемая техника ____ 139

1.12 Выбор буровой установки и расчет фундаментов _____ 145

1.12.1 Расчет нагрузки на основание _____ 145

Таблица 1.12.1 - Выбор буровой установки _____ 146

1.13 Продолжительность строительства скважины _____ 147

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Инв. № подл.	Взам. инв. №
							Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Таблица 1.13.1 – Продолжительность цикла строительства скважины _____	147
Таблица 1.13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин _____	148
1.14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации _____	149
Таблица 1.14.1 - Средства механизации и автоматизации _____	149
Таблица 1.14.2 - Средства контроля _____	153
1.15 Дефектоскопия бурового оборудования и инструментов _____	154
Таблица 1.15.1 - Перечень бурового оборудования и инструмента, подлежащих дефектоскопии в условиях эксплуатации _____	155
Таблица 1.15.2 - Дефектоскопия, опрессовка бурильных труб, объемы работ и используемая техника _____	156
Таблица 1.15.3 - Перечень средств измерений, применяемых для контроля бурильных труб _____	157
1.16 Предупреждение и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования при строительстве скважин _____	158
1.16.1 Причины возникновения и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений _____	158
1.16.2 Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений _____	159
1.16.3 Требования к персоналу _____	160
1.16.4 Требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования _____	161
1.16.5 Предупреждение газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования скважин _____	166
1.16.6 Геофизические исследования в открытом стволе _____	168
1.16.7 Спуск обсадных колонн в скважину со вскрытыми продуктивными пластами _____	169
1.16.8 Требования к испытанию скважин _____	169
1.17 Методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность _____	171
1.17.1 Способы и периодичность испытания обсадных колонн на остаточную прочность _____	173

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								6
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.18	Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов _____	174
1.19	Мероприятия по безопасности производства буровых работ в зонах ММП _____	176
1.19.1	Мероприятия при бурении ММП на растворах с положительными температурами _____	176
1.19.2	Требования к выбору конструкции и профиля скважин для районов распространения ММП _____	177
1.19.3	Мероприятия по технологии бурения в разрезе ММП _____	177
1.19.4	Мероприятия по технологии крепления скважины обсадными колоннами для районов распространения ММП _____	178
1.19.5	Дополнительные требования к скважинам в районах распространения ММП _____	178
1.20	Паспорт рабочего проекта _____	179
	Таблица 1.20.1 - Техничко-экономические показатели _____	179
	Приложение А (обязательное) Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии решений и строительстве скважин _____	181
	Приложение Б (обязательное) Копия задания от 26.04.2017 на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту _____	187
	Приложение В (обязательное) Геолого-технический наряд _____	198

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								7
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1 ОБЩАЯ ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

1.1 Сводные технико-экономические данные

Таблица 1.1.1 - Основные проектные данные

Наименование данных	Значение
Номер нефтерайона	5а
Лицензионный участок	Пилюдинский
Цель бурения	поиск
Назначение скважины	поисково-оценочная
Способ бурения	роторный, с применением забойного двигателя
Вид скважин	вертикальный
Проектный горизонт	фундамент (AR-PR)
Глубина кровли проектного горизонта по вертикали, м	2440
Проектная глубина скважины, м: по вертикали	2450
Металлоемкость, кг/м	66,20
Число объектов испытания:	
- в колонне	9
- в открытом стволе	10
Проектная скорость бурения, м/ст.месяц:	833,24

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

8

Таблица 1.1.2 - Технические устройства для обеспечения процесса строительства скважин

Наименование данных	Значение
Тип буровой установки	БУ-2900/175 ДЭП; БУ ZJ 30 DBS
Вид привода	От электродвигателей: - постоянного тока (БУ-2900/175 ДЭП); - переменного тока (БУ ZJ 30 DBS)
Тип вышки	А-образная (БУ-2900/175 ДЭП); JJ 170/41-K2 (БУ ZJ 30 DBS)
Оснастка талевого системы	4x5
Установка для испытаний	А-60/80 (БУ-2900/175 ДЭП)
<p>Примечания</p> <p>1 Вид климатического исполнения применяемого оборудования по ГОСТ 15150-69 (-60 °С ... +40 °С) – ХЛ.</p> <p>2 Оборудование и технические средства, используемые в процессе строительства скважины должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение, если иная форма оценки соответствия не установлена техническими регламентами.</p>	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

9

Таблица 1.1.3 - Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска по вертикали, м	
		от (верх)	до (низ)
Направление	426	0	50
Кондуктор	324	0	430
Техническая	245	0	720
Эксплуатационная	168	0	1450
Хвостовик	114	1200	2450

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Таблица 1.1.4 - Дополнительные сведения для составления сметы

Наименование данных	Единица измерения	Значение (текст, величина)
Мощность труборемонтной базы	м	свыше 100 тыс.
Обслуживание тампонажной техникой	-	СТУ
Среднегодовое количество работающих станков:		
- в бурении		19
- в испытании		8
Дежурство трактора на буровой	ч/сут	24
Работа бульдозера по планировке площадки для расстановки тампонажной техники	час	8
Пребывание турбобура на забое	%	47,8
Контроль за качеством приготовления, рецептурой обработки и параметрами бурового раствора в интервалах:		
0-50	сут	0,97
50-430	сут	2,73
430-720	сут	2,99
720-1450	сут	19,61
1450-2450	сут	50,35
Содержание станции геолого-технологических исследований (ГТИ) в интервале:		
0-50	сут	2,19
50-430	сут	5,16
430-720	сут	5,56
720-1450	сут	22,25
1450-2450	сут	53,05

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Таблица 1.1.5 - Дополнительные сведения для составления сметы

Дополнительные рабочие		число смен работы в сутки (одна, две, круглосуточно)	Повторно используемый глинистый раствор при бурении под кондуктор		Форма оплаты труда буровой бригады (сдель- ная, по- времен- ная)	Коэффициент оборачивае- мости бурильных труб
количество			объём, м ³	масса, т		
слесарей	электро- монтеров					
1	1	одна	-	-	сдельная	100

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Таблица 1.1.6 - Продолжительность цикла строительства скважины

Наименование	Продолжительность работ, сутки	
	Вид строительства	
	монтаж и демонтаж бурового оборудования	
	повторный	
	БУ-2900/175 ДЭП	БУ ZJ 30 DBS
Продолжительность цикла строительства скважины	376,79	405,86
в том числе:		
- вышкомонтажные работы	36,48	65,55
- подготовительные работы к бурению	3,00	3,00
- бурение и крепление	88,21	88,21
- монтаж и демонтаж А-60/80	0,73	0,73
- испытание испытателем пластов в открытом стволе	18,57	18,57
- испытание в колонне	229,80	229,80
Примечания 1 Пароснабжение: а) при бурении – от индивидуальной котельной УКМ-2ПМ с двумя котлами Е-1,0-0,9 М (ПКН-2М); б) при испытании – ППУА-1600/100. 2 Водоснабжение – скважина временного технического водоснабжения.		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

1.2 Основание для проектирования

Основанием для разработки раздела проектной документации на строительство поисково-оценочной скважины № 277-8П Пилюдинского лицензионного участка являются:

- задание на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту: «Поисково-оценочные скважины № 277-8П, № 231-4П в пределах Пилюдинского лицензионного участка», утвержденное главным инженером – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 26.04.2017;

- проект геологического изучения Пилюдинского участка недр (поиск и оценка месторождений углеводородов) (положительное экспертное заключение от 06.04.2017 № 082-02-10/2017).

Раздел выполнен с учетом требований Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (далее – ФНиП ПБНПП), утвержденных приказом Ростехнадзора №101 от 12.03.2013 (с изменениями от 12.01.2015), в соответствии с требованиями:

- задания на выполнение проектно-изыскательских работ, утвержденного ОАО «Сургутнефтегаз»;

- документов об использовании земельного участка для строительства;

- технических регламентов, в том числе «Технического регламента о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 №384-ФЗ, устанавливающим требования по обеспечению безопасности при строительстве, эксплуатации зданий, сооружений и безопасного использования, прилегающих к ним территорий;

- ВСН 39-86 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ»;

- РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»;

- стандартов и технологических регламентов на проектирование и строительство скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» по разделам: вышкомонтажные работы, геофизические исследования, буровые растворы, бурение, крепление, освоение и испытание скважин.

Инва. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

1.3 Общие сведения

Таблица 1.3.1 - Сведения о районе буровых работ

Наименование, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Лицензионный участок	Пилюдинский
Год начала строительства скважины (скважин) по данному проекту	2017
Административное положение:	
республика	Российская Федерация
область (край, округ)	Иркутская
район	Киренский
Температура воздуха:	
среднегодовая, °С	-4,9
наибольшая летняя, °С	+36
наименьшая зимняя, °С	-60
Годовая сумма осадков, мм	435
Средняя относительная влажность, %	74
Продолжительность отопительного периода, сутки	250
Преобладающее направление ветров	южное
Наибольшая скорость ветров, м/с	20
Многолетнемерзлые породы, м	0-180

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Таблица 1.3.2 - Сведения о площадке строительства

Наименование, единица измерения	Значение (текст, название, величина)
Рельеф местности	пологий
Состояние местности	залесенная
Растительный покров	после проведения этапа инженерной подготовки земельный участок имеет антропогенно-нарушенные участки (насыпные грунты)

Инв. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

13360-ИОС7.1.ТЧ

Таблица 1.3.3 - Размеры отводимых в пользование земельных участков

Название участка	Площадь, га	Реквизиты проекта лесного участка (договора аренды, проекта освоения лесов и т.п.)
Площадка скважины № 277-8П	4,85	Договор аренды лесного участка от 27.07.2016 № 91-289/16
Всего:	4,85	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

Таблица 1.3.4 - Источник и характеристики водо- и энергоснабжения, связи и местных стройматериалов

Название вида снабжения	Источник заданного вида снабжения	Расстояние от источника до буровой, км	Характеристика водо- и энергопривода, связи, стройматериалов
Водоснабжение: - для бурения, крепления, испытания - для хозяйственно-бытовых, питьевых нужд	скважина временного технического водоснабжения привозная, бутилированная	0,075 см. транспортную схему (том 6.1)	см. том 5.7.3 см. том 6.1
Энергоснабжение	дизельные электростанции	-	суммарная заявленная мощность системы электроснабжения буровой: 1 ВМУ – 100 кВт; 2 Бурение, крепление – 2445 кВт; 3 Испытание – 100 кВт; 4 Аварийная ДЭС – 200 кВт.
Потребность в ГСМ	база ГСМ; площадка подготовки нефти (ППН)	см. транспортную схему (том 6.1)	см. том 6.1
Связь	ПЗССС «SATNET» по технологии iDirect, в т.ч.: спутниковый модем iDirect i3100; голосовые VoIP шлюзы VoiceFinder AP1100FB; коммутаторы Avaya ERS 3510GT-PWR+; точки доступа D-Link DAP-3690AP; конверторы MOXA NPort; видеорегистраторы; телефонные аппараты и факс; ПЭВМ	-	см. том 6.1
Карьерные материалы	карьер	см. транспортную схему (том 6.1)	грунт I и II группы
Лесоматериалы	пилорама	см. транспортную схему (том 6.1)	длина ствола до 18 м, диаметр ствола до 300 мм

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

18

Таблица 1.3.5 - Перечень скважин, строящихся по данному проекту

Номера скважин	
277-8П	
Всего:	1
Этапы строительства скважин	2017 г.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1.4 Геологическая характеристика

1.4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважин

Таблица 1.4.1 - Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элемент залегания (падения) пластов по подошве	Коэффициент кавернозности интервала
от (кровля)	до (подошва)	название	индекс	угол	
1	2	3	4	5	6
0	10	четвертичные отложения	Q	-	1,40
10	70	чертовская и макаровская свиты (не расчлененные)	O ₂₋₃ cr+mk	-	1,40
70	95	криволуцкая свита	O ₂ kr	-	1,40
95	135	усть-кутская свита	O ₁ uk	-	1,40
135	250	илгинская свита	I ₃ il	-	1,40
250	645	верхоленская серия	I ₂ vl	-	1,40
645	720	литвинцевская свита	I ₁₋₂ lt	*	1,40
720	830	ангарская свита	I ₁ an	*	1,50
830	950	булайская свита	I ₁ bl	*	1,50
950	1050	верхнебельская подсвита	I ₁ bs ₁	*	1,30
1050	1310	нижне-среднебельская подсвита	I ₁ bs ₂₋₃	*	1,30
1310	1325	верхнеусольская подсвита	I ₁ us ₁	*	1,30
1325	1370	среднеусольская подсвита	I ₁ us ₂	*	1,20
1370	1390	нижнеусольская подсвита	I ₁ us ₃	*	1,20
1390	1450	тэтэрская свита	V - I ₁ tt	*	1,20
1450	1510	собинская свита	V sb	*	1,20
1510	1595	тирская свита	V tr	*	1,20

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.1

1	2	3	4	5	6
1595	1655	катангская свита	V kt	*	1,20
1655	1715	собинская свита	V sb	*	1,20
1715	1850	тэтэрская свита	V - \hat{I}_1 tt	*	1,20
1850	1885	нижнеусольская подсвита	\hat{I}_1 us ₃	*	1,20
1885	1920	среднеусольская подсвита	\hat{I}_1 us ₂	*	1,20
1920	1950	среднеусольская подсвита	\hat{I}_1 us ₂	*	1,20
1950	1985	нижнеусольская подсвита	\hat{I}_1 us ₃	*	1,20
1985	2125	тэтэрская свита	V - \hat{I}_1 tt	*	1,20
2125	2185	собинская свита	V sb	*	1,20
2185	2245	катангская свита	V kt	*	1,20
2245	2325	тирская свита	V tr	*	1,20
2325	2355	верхненепская свита	V nep ₁	*	1,20
2355	2440	нижненепская свита	V nep ₂	*	1,20
2440	2442	кора выветривания	PR ₁	*	1,20
2442	2450	кристаллический фундамент	AR+PR ₁	*	1,20

* Нет данных

Примечание – Для качественного крепления поисково-оценочных и разведочных скважин коэффициент кавернозности должен рассчитываться по результатам геофизическим исследованиям скважин (далее - ГИС), по каждой конкретной скважине индивидуально, в зависимости от состояния ствола скважины.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4.2 - Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Q	0	10	Аллювиальные галечники, валунники, пески, глины, супеси.
O ₂₋₃ cr+mk	10	70	Алевролиты с прослоями аргиллитов и песчаников.
O ₂ kr	70	95	Верхняя часть свиты представлена преимущественно кварцевыми пестроцветными песчаниками. Нижняя часть - аргиллито-алевролитовыми породами с подчиненным значением песчаников и редкими прослоями доломитов.
O ₁ uk	95	135	Доломиты, известняки, песчаники с прослоями алевролитов.
Є ₃ il	135	250	Верхняя часть разреза представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. В нижней части доломиты серые, зеленовато и светло-серыми, массивными, плотными, с прослоями алевролитов и песчаников.
Є ₂ vl	250	645	В основании свиты залегают зеленовато-жёлтые мергели, доломитовые известняки, аргиллиты и алевролиты табачно-зелёного цвета. Алевролиты и аргиллиты в разрезе свиты преобладают, песчаники в подчиненном количестве. Цементирующий материал алевролитов и песчаников кальцитовый. Породы волнисто- и косослоистые, плитчатые, бурой, пестрой окраски.
Є ₁₋₂ lt	645	720	Разрез свиты неоднороден – переслаивание доломитов, известняков, переходных разностей. Породы строматолитовые, строматолиты кремненные, встречаются крупные биогермы караваеобразной формы.
Є ₁ an	720	830	Доломиты с включениями и прослойками ангидритов. В верхней части свиты возможны мало-мощные прослои каменной соли. Нижняя часть сложена известняками тёмно-серыми, доломитами кальцитизированными с прослоями карбонатных брекчий, строматолитов.
Є ₁ bl	830	950	Верхнебулайская подсвита, представлена доломитами светло- и тёмно-серого, до чёрного цвета, битуминозными, массивными. Нижнебулайская подсвита сложена глинисто-ангидрит-доломитовыми породами.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.2

1	2	3	4
€ ₁ bs ₁	950	1050	Верхнебельская подсвита, представлена переслаиванием каменной соли белой, розовато-серой, крупнокристаллической, доломитов светло-серых, серых, известковистых, участками глинистых и известняков буровато-серых, участками доломитизированных.
€ ₁ bs ₂₋₃	1050	1310	Нижне-среднебельская подсвита сложена доломитами и известняками тёмно-серыми, коричневатато-серыми, мелкозернистыми, участками глинистыми с включениями ангидрита. К низам подсвиты приурочен христофоровский горизонт, представленный доломитами и известняками серыми, коричневатато-серыми, тёмно-серыми, кристаллическими, неясно-слоистыми, плотными, участками трещиноватыми с прослоями глинистых доломитов и ангидритов. В кровле подсвиты залегает атовский горизонт, сложенный доломитами и известняками тёмно-серыми, серыми, светло-серыми, кристаллическими, плотными и трещиноватыми, ангидритизированными.
€ ₁ us ₁	1310	1325	В разрезе подсвиты около 60% составляет каменная соль и лишь 40% - карбонатные породы, преимущественно доломиты. Известняки и доломиты светло-серые, серые, коричневатато-серые, плотные, участками кавернозные, засоленные и глинистые. Каменная соль серая, прозрачная, полупрозрачная, крупнокристаллическая.
€ ₁ us ₂	1325	1370	Подсвита, соответствует осинскому продуктивному горизонту. Горизонт сложен доломитами и известняками тёмно-серыми, коричневатато-серыми, зеленоватато-серыми, мелкозернистыми, кавернозными, трещиноватыми, плотными.
€ ₁ us ₃	1370	1390	Нижнеусольская подсвита представлена доломитами с пяти метровым пластом каменной соли в верхней части.
V - € ₁ tt	1390	1450	Доломиты серые, мелко-среднекристаллические, пористые и плотные, крепкие, участками глинистые и ангидритизированные.
V sb	1450	1510	Доломиты со значительной примесью глинистого и сульфатного материала.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.4.2

1	2	3	4
V tr	1510	1595	По литологическим особенностям слагающих пород свита подразделяется на три пачки: аянскую, торсальскую и телгеспитскую. Аянская пачка представлена переслаиванием ангидритизированного хемогенного и обломочного доломита. Обломочный доломит серый, по поверхности белёсый, обломки псаммитовой и гравийной размерности, реже галечной. Хемогенный доломит тёмно-серый, неравномерно окремненный. Отмечаются единичные прослои аргиллита тёмно-серого, почти черного, пирит. Наблюдаются многочисленные неравномерно распределенные каверны и трещины, частично выполненные ангидритом. Торсальская пачка сложена каменной солью с прослоями доломитов. Телгеспитская пачка представлена доломитом тёмно-серым, со слабым буроватым оттенком и тёмно-серым, неравномерно ангидритизированным, хемогенным, прослоями обломочным, обломки гравийной реже галечной размерности.
V kt	1595	1655	Свита представлена доломитами со значительной примесью глинистого и сульфатного материала. В подошве свиты выделяется преобразенский горизонт, представленный доломитами коричневато-серыми, кристаллическими, участками трещиноватыми, ангидритизированными с многочисленными стилолитовыми швами.
V sb	1655	1715	Доломиты со значительной примесью глинистого и сульфатного материала.
V - ϵ_1 tt	1715	1850	Доломиты серые, мелко-среднекристаллические, пористые и плотные, крепкие, участками глинистые и ангидритизированные.
ϵ_1 us ₃	1850	1885	Нижнеусольская подсвита представлена доломитами с пяти метровым пластом каменной соли в верхней части.
ϵ_1 us ₂	1885	1920	Подсвита, соответствует осинскому продуктивному горизонту. Горизонт сложен доломитами и известняками тёмно-серыми, коричневато-серыми, зеленовато-серыми, мелкозернистыми, кавернозными, трещиноватыми, плотными.
ϵ_1 us ₂	1920	1950	Подсвита, соответствует осинскому продуктивному горизонту. Горизонт сложен доломитами и известняками тёмно-серыми, коричневато-серыми, зеленовато-серыми, мелкозернистыми, кавернозными, трещиноватыми, плотными.
ϵ_1 us ₃	1950	1985	Нижнеусольская подсвита представлена доломитами с пяти метровым пластом каменной соли в верхней части.
V - ϵ_1 tt	1985	2125	Доломиты серые, мелко-среднекристаллические, пористые и плотные, крепкие, участками глинистые и ангидритизированные.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.2

1	2	3	4
V sb	2125	2185	Доломиты со значительной примесью глинистого и сульфатного материала.
V kt	2185	2245	Свита представлена доломитами со значительной примесью глинистого и сульфатного материала. В подошве свиты выделяется преображенский горизонт, представленный доломитами коричневато-серыми, кристаллическими, участками трещиноватыми, ангидритизированными с многочисленными стилолитовыми швами.
V tr	2245	2325	Аянская пачка представлена переслаиванием ангидритизированного хемогенного и обломочного доломита. Обломочный доломит серый, по поверхности белёсый, обломки псаммитовой и гравийной размерности, реже галечной. Хемогенный доломит тёмно-серый, неравномерно окремненный. Отмечаются единичные прослои аргиллита тёмно-серого, почти черного, пирит. Наблюдаются многочисленные неравномерно распределенные каверны и трещины, частично выполненные ангидритом. Торсальская пачка сложена каменной солью с прослоями доломитов. Телгеспитская пачка представлена доломитом тёмно-серым, со слабым буроватым оттенком и тёмно-серым, неравномерно ангидритизированным, хемогенным, прослоями обломочным, обломки гравийной реже галечной размерности.
V пер ₁	2325	2355	Аргиллиты слабослюдистые, пиритизированные, тонкоплитчатые. Алевролиты полимиктовые, разнозернистые, глинистые с прослоями песчаников. Цвет породы серый, тёмно-серый, зеленоватый.
V пер ₂	2355	2440	Нижняя подсвита залегает на поверхности кристаллического фундамента. В составе подсвиты выделяется безымянный горизонт, сложенный песчаниками полевошпатово-кварцевыми серыми, зеленовато-серыми, коричневато-бурыми, в верхних прослоях мелкозернистыми, средне-крупнозернистыми до гравелитистых в основании. Для горизонта характерна плохая отсортированность и слабая окатанность, наличие крупных, до 3 мм, обломков кварца.
PR ₁	2440	2442	По керну кора выветривания представлена разрушенным материалом кристаллического фундамента и обломками осадочных пород, серо-зелёного и тёмно-серого цвета, с зеркалами скольжения, участками слабо-сцементированными.
AR+PR ₁	2442	2450	Гранодиориты, гнейсы биотитовые.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Таблица 1.4.3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, 10 ⁷ Па	Твердость, ρ _ш , МПа	Абразивность	Категория пород по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона, μ	Модуль Юнга E, 10 ⁹ Па
	от (верх)	до (низ)												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q	0	10	супеси, глина, песок, галечник	1600-2400	40-60	0-0,500	5-95	0-5	15-60	75-560	I-IV	M	0,20-0,42	1-60
O ₂₋₃ cr+mk	10	70	алевролит с прослоями аргиллитов	2200-2900	1-25	0-0,010	5-95	0-5	15-160	380-1000	II-IV	MC,C	0,10-0,36	26-140
O ₂ kr	70	95	аргиллит, песчаник, алевролит	2300-2900	1-25	0-0,010	5-95	0-5	15-160	380-1500	II-IV	C	0,10-0,36	26-140
O ₁ uk	95	135	доломит, известняк, аргиллит, песчаник	2300-3000	1-25	0-0,010	0-95	0-25	15-220	50-3500	I-IV	C	0,25-0,40	15-140
ε ₃ il	135	250	песчаник, аргиллит, доломит	2300-3000	1-25	0-0,010	0-95	0-25	15-220	50-3500	I-IV	C	0,10-0,40	15-140
ε ₂ vl	250	645	мергель, доломит, песчаник, аргиллит	2300-3000	1-25	0-0,001	0-95	0-25	50-220	570-3500	I-IV	C	0,10-0,35	7-140
ε ₁₋₂ lt	645	720	доломит, известняк	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-98	50-220	570-3500	I	C	0,25-0,35	7-80
ε ₁ an	720	830	доломит, каменная соль, известняк	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-98	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	7-80
ε ₁ bl	830	950	доломит, аргиллит, ангидрит	2400-3000	1-20	0-0,001	0-95	0-25	15-220	380-3500	I	C	0,25-0,27	30-140
ε ₁ bs ₁	950	1050	каменная соль, известняк, доломит	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-98	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	7-80
ε ₁ bs ₂₋₃	1050	1310	доломит, известняк, ангидрит	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-98	50-220	570-3500	I	C	0,25-0,35	7-80
ε ₁ us ₁	1310	1325	каменная соль, известняк, доломит	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-98	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	7-80

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
€ ₁ us ₂	1325	1370	доломит, известняк	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-98	50-220	570-3500	I	C	0,25-0,35	7-80
€ ₁ us ₃	1370	1390	доломит, каменная соль	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-25	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	30-80
V - € ₁ tt	1390	1450	доломит, доломит глинистый	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-15	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V sb	1450	1510	доломит	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-25	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V tr	1510	1595	доломит, каменная соль	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-25	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	30-80
V kt	1595	1655	доломит	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-25	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V sb	1655	1715	доломит	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-25	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V - € ₁ tt	1715	1850	доломит	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-25	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
€ ₁ us ₃	1850	1885	доломит, каменная соль	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-25	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	30-80
€ ₁ us ₂	1885	1920	доломит, известняк	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-98	50-220	570-3500	I	C	0,25-0,35	7-80
€ ₁ us ₂	1920	1950	доломит, известняк	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-98	50-220	570-3500	I	C	0,25-0,35	7-80
€ ₁ us ₃	1950	1985	доломит, каменная соль	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-25	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	30-80
V - € ₁ tt	1985	2125	доломит, доломит глинистый	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-15	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V sb	2125	2185	доломит, доломит глинистый	2400-3001	1-25	0-0,001	0-25	0-15	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V kt	2185	2245	доломит	2400-3000	1-25	0-0,001	0-25	0-25	15-220	750-1250	I	C	0,25-0,27	30-80
V tr	2245	2325	доломит, каменная соль	1800-3000	0-20	0-0,001	0-25	0-25	15-35	0-1250	I	M, C	0,25-0,44	30-80
V пер ₁	2325	2355	аргиллит, алевролит, песчаник	2300-3000	1-25	0-0,001	0-95	0-5	15-160	380-1500	II-IV	C	0,10-0,36	26-140

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
V пер ₂	2355	2440	аргиллит, песчаник, алевролит	2300-3000	1-25	0-0,001	0-95	0-5	15-160	380-1500	II-IV	C	0,10-0,36	26-140
AR+PR ₁	2440	2450	гнейсы, гранодиориты	2620-2900	1-8	0-0,001	-	-	*	*	V-VI	T	0,15-0,32	30-85

* Нет данных.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.4.4 - Физико-механические свойства горных пород продуктивного пласта

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мкм ²	Глинистость, %	Карбонатность, %	Предел текучести, 10 ⁷ Па	Твердость, ρ _ш , МПа	Абразивность	Категория породы по промысловой классификации	Коэффициент Пуассона, μ	Модуль Юнга E, 10 ⁹ Па
	от (верх)	до (низ)												
ε ₁ (О-1)	1325	1365	доломит	2550-2750	7-9	0,0010	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V - ε ₁ (Б3-4)	1390	1405	доломит	2610-2940	8	0,0006	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V - ε ₁ (Б5)	1410	1450	доломит	2470-2780	8	0,0006	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V - ε ₁ (Б5)	1720	1750	доломит	2470-2780	8	0,0006	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V - ε ₁ (Б3-4)	1810	1850	доломит	2610-2940	8	0,0006	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
ε ₁ (О-1)	1885	1950	доломит	2550-2750	7-9	0,0010	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V - ε ₁ (Б3-4)	1985	2025	доломит	2610-2940	8	0,0006	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V - ε ₁ (Б5)	2085	2125	доломит	2470-2780	8	0,0006	0-10	0-5	50-220	750-1250	I-II	C	0,25-0,27	30-80
V (В10)	2335	2355	песчаник	2360-2600	5-8	0,0025	5-25	0-3	60-160	750-1500	III-IV	C	0,10-0,36	26-50

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4.5 - Геокриологическая характеристика пород на месторождении

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип ММП (основная, реликтовая)	Льдистость, %	Наличие: ДА, НЕТ			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных (защемленных) вод	пропластков газогидратов
Q-ε ₃ il	0	180	реликтовая	20-40	-	ДА	НЕТ	НЕТ

Примечание – Интервал залегания многолетних мерзлых пород (далее - ММП) уточняется по ГИС.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважин

Таблица 1.4.6 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Подвижность, мкм ² /(МПа·с)	Содержание серы, %	Содержание парафина, %	Дебит нефти, м ³ /сут	Параметры растворенного газа						Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа·с	Пластовое давление, МПа (кгс/см ²)	Рекомендуемые в МПа (кгс/см ²)	
	от (верх)	до (низ)							газовый фактор, м ³ /т	содержание сероводорода, %	содержание углекислого газа, %	относительная плотность газа по воздуху, доли ед.	коэффициент сжимаемости	давление насыщения нефти газом, МПа (кгс/см ²)			репрессия при вскрытии	депрессия при испытании
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
ε ₁ (О-1)	1345	1365	трещинный	850	0,0003	0,53	1,62	32-70	75	-	*	0,991	*	7,7 (78,5)	3,53	14,70 (149,94)	2,94 (30,00)	**
V-ε ₁ (Б3-4)	1390	1405	трещинный	873	0,0002	0,50	1,70	2-13	87	-	*	0,962	*	8,5 (86,7)	3,64	15,40 (157,08)	2,94 (30,00)	**
V-ε ₁ (Б5)	1410	1450	трещинный	873	0,0004	0,50	1,70	1-264	121	-	*	0,962	*	13,0 (132,6)	1,70	15,60 (159,12)	2,92 (29,82)	**
V-ε ₁ (Б5)	1720	1750	трещинный	873	0,0004	0,50	1,70	1-264	121	-	*	0,962	*	13,0 (132,6)	1,70	19,00 (193,80)	2,92 (29,80)	**
V-ε ₁ (Б3-4)	1810	1850	трещинный	873	0,0002	0,50	1,70	2-13	87	-	*	0,962	*	8,5 (86,7)	3,64	20,00 (204,00)	2,89 (29,49)	**
ε ₁ (О-1)	1917	1950	трещинный	850	0,0003	0,53	1,62	32-70	75	-	*	0,991	*	7,7 (78,5)	3,53	20,90 (213,18)	2,94 (29,99)	**
V-ε ₁ (Б3-4)	1985	2025	трещинный	873	0,0002	0,50	1,70	2-13	87	-	*	0,962	*	8,5 (86,7)	3,64	21,90 (223,38)	2,94 (30,00)	**

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
V-ε ₁ (Б5)	2085	2125	трещинный	873	0,0004	0,50	1,70	1-264	121	-	*	0,962	*	13,0 (132,6)	1,70	23,10 (235,62)	2,86 (29,18)	**

* Нет данных.
 ** Величина депрессии при испытании задаётся в зависимости от конкретных геологических условий пласта на момент проведения испытания скважины.
 Примечание – Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина уточняется по данным геолого-геофизических исследований скважин.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.4.7 - Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, газоконденсат)	Содержание, % по объему		Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)			сероводорода	углекислого газа				в пластовых условиях	на устье скважины	
Є ₁ (О-1)	1325	1345	трещинный	газ+ газоконденсат	-	*	0,991	*	5-30	7,5	*	*
Є ₁ (О-1)	1885	1917	трещинный	газ+ газоконденсат	-	*	0,991	*	5-30	7,5	*	*
V (В10)	2335	2355	поровый	газ+ газоконденсат	-	*	0,600	*	41-45	0,4	*	*

* Нет данных.

Примечание – Средняя эффективная газонасыщенная толщина уточняется по данным геолого-геофизических исследований скважин.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.4.8 - Водоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут	Химический состав воды, в % экв						Минерализация, кг/м ³	Тип воды по Сулину
	от (верх)	до (низ)				Анионы			Катионы				
						CL ⁻	SO ₄ ⁻²	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ + K ⁺	Mg ⁺²	Ca ⁺²		
O ₂ kr+ +O ₂₋₃ cr+mk	10	95	поровый	*	35-164	*	*	*	*	*	*	0,1-0,6	**
Є ₃ il + O ₂ kr	95	150	порово- трещинный	*	199-372	*	*	*	*	*	*	0,3-0,5	**

* Нет данных.

** Гидрокарбонатные магниевые-кальциевые.

Примечания – СФН - сульфатно-натриевый, ГКН - гидрокарбонатно-натриевый, ХЛМ - хлоридно-магниевый, ХЛК - хлоридно-кальциевый, ГК - гидрокарбонатный, ХЛН - хлорнатриевый.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.4.9 - Давление и температура по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент												Температура в конце интервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового давления			порового давления			гидроразрыва			горного давления			
			величина		источник получения	величина		источник получения	величина		источник получения	величина		источник получения	
			кгс/см ² на м	МПа на м		кгс/см ² на м	МПа на м		кгс/см ² на м	МПа на м		кгс/см ² на м	МПа на м		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q	0	10	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,22	0,0216	ПГФ	0,05
O ₂₋₃ cr+mk	10	70	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,26	0,0255	ПГФ	0,35
O ₂ kr	70	95	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	0,48
O ₁ uk	95	135	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	0,85
ε ₃ il	135	250	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	2,40
ε ₂ vl	250	645	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	9,53
ε ₁₋₂ lt	645	720	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,200	0,0196	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	10,88
ε ₁ an	720	830	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,190	0,0186	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	12,87
ε ₁ bl	830	950	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,190	0,0186	ПАЗ	0,25	0,0245	ПГФ	15,03
ε ₁ bs ₁	950	1050	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,190	0,0186	ПАЗ	0,26	0,0255	ПГФ	16,84
ε ₁ bs ₂₋₃	1050	1255	0,100	0,0098	расчет	0,100	0,0098	РФЗ	0,190	0,0186	ПАЗ	0,26	0,0255	ПГФ	20,54
ε ₁ bs ₂₋₃	1255	1310	0,110	0,0108	расчет	0,110	0,0108	РФЗ	0,173	0,0170	ПАЗ	0,26	0,0255	ПГФ	21,53
ε ₁ us ₁	1310	1325	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,26	0,0255	ПГФ	21,80
ε ₁ us ₂	1325	1370	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	22,29
ε ₁ us ₃	1370	1390	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	22,50
V - ε ₁ tt	1390	1450	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	24,60
V sb	1450	1510	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,187	0,0183	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	25,36

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
V tr	1510	1595	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,187	0,0183	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	26,43
V kt	1595	1655	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	27,18
V sb	1655	1715	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	27,93
V - ε ₁ tt	1715	1850	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	30,46
ε ₁ uS ₃	1850	1885	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	31,20
ε ₁ uS ₂	1885	1920	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	31,62
ε ₁ uS ₂	1920	1950	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	31,98
ε ₁ uS ₃	1950	1985	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	32,40
V - ε ₁ tt	1985	2125	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	34,64
V sb	2125	2185	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	35,52
V kt	2185	2245	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	36,39
V tr	2245	2325	0,113	0,0111	расчет	0,113	0,0111	РФЗ	0,174	0,0171	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	37,55
V nep ₁	2325	2355	0,110	0,0108	расчет	0,110	0,0108	РФЗ	0,177	0,0174	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	37,99
V nep ₂	2355	2440	0,110	0,0108	расчет	0,110	0,0108	РФЗ	0,177	0,0174	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	39,22
PR ₁	2440	2442	0,110	0,0108	расчет	0,110	0,0108	РФЗ	0,166	0,0163	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	39,25
AR+PR ₁	2442	2450	0,110	0,0108	расчет	0,110	0,0108	РФЗ	0,166	0,0163	ПАЗ	0,27	0,0265	ПГФ	39,37

Примечание – Обозначение источника получения градиентов: ПАЗ – прогноз по аналитическим зависимостям (данные подлежат уточнению после определения фактических градиентов гидроразрыва пород по месторождению); ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям; РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 1.4.10 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Возможные причины возникновения
	от (верх)	до (низ)		
Q-ε ₂ vl	0	645	до 5,0	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, осложненные геологические условия. Слабая цементированность пород, трещиноватость доломитов, наличие мощных пластов каменной соли, трещиноватых пород коры выветривания, трещиноватость и кавернозность карбонатных пород, наличие карстовых полостей. Наличие зон с АНПД
ε ₁₋₂ lt	645	720	до 50*	
ε ₁ an - ε ₁ bs ₂₋₃	720	1310	2-20	
ε ₁ us ₁	1310	1325	до 10	
ε ₁ us ₂ - V-ε ₁ tt	1325	1450	до 50*	
V sb	1450	1715	1-5	
V-ε ₁ tt	1715	2125	до 50*	
V sb - AR+PR ₁	2125	2450	1-5	

* Поглощения до потери циркуляции.

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

13360-ИОС7.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4.11 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Интенсивность осыпей и обвалов	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Возможные причины возникновения
	от (верх)	до (низ)		мощность, м	скорость, м/ч	
Q-ε ₂ vl	0	645	интенсивные	645	100	Нарушение технологии бурения, отклонение параметров бурового раствора от проектных, длительные простои при бурении, осложненные геологические условия
ε ₁₋₂ lt - ε ₁ bs ₂₋₃	645	1310	интенсивные	665	100	
ε ₁ us ₁ - V - ε ₁ tt	1310	1450	слабые	140	100	
V-ε ₁ tt	1715	2125	слабые	410	100	

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4.12 - Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления, м	Плотность смеси при проявлении, кг/м ³	Ожидаемое давление на устье скважины при нефтегазоводопроявлении, МПа (кгс/см ²)	Возможные причины возникновения
	от (верх)	до (низ)					
O ₂ kr+O ₂₋₃ cr+mk	10	95	вода	-	-		Пренебрежение к постоянному доливу жидкости в скважину во время подъёма инструмента, проведение геофизических, ремонтных и прочих работ без циркуляции бурового раствора, во время простоев, применение бурового раствора с плотностью ниже значений, заложенных в проекте
ε ₃ il + O ₂ kr	95	150	вода	-	-		
ε ₁ bs ₂₋₃	1255	1310	возможны газонефтепроявления				
ε ₁ (O-1)	1325	1365	газ+газоконденсат+нефть	486	1)	7,34 (74,87)	
V-ε ₁ (БЗ-4)	1390	1405	нефть	отсутствует	873 ²⁾	3,50 (35,70)	
V-ε ₁ (Б5)	1410	1450	нефть	отсутствует	873 ²⁾	3,52 (35,90)	
V-ε ₁ (Б5)	1720	1750	нефть	отсутствует	873 ²⁾	4,27 (43,55)	
V-ε ₁ (БЗ-4)	1810	1850	нефть	отсутствует	873 ²⁾	4,50 (45,90)	
ε ₁ (O-1)	1885	1950	газ+газоконденсат+нефть	302	1)	7,47 (76,19)	
V-ε ₁ (БЗ-4)	1985	2025	нефть	отсутствует	873 ²⁾	4,90 (49,98)	
V-ε ₁ (Б5)	2085	2125	нефть	отсутствует	873 ²⁾	5,24 (53,45)	
V (В10)	2335	2355	газ+газоконденсат	-	1)	21,90 (223,38)	

* Нет данных.
¹⁾ Для расчетов значение выбирается согласно пункту 4.4 «Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», М.: 1997г., при бурении определяется по фактическим данным анализа глубинных проб нефти и газа.
²⁾ Плотность нефти в пластовых условиях.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4.13 - Прихватопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Возможные причины возникновения
	от (верх)	до (низ)	
Q - ϵ_1 an	0	830	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, плохая очистка ствола скважины от шлама
ϵ_1 bl - ϵ_1 bs ₂₋₃	830	1310	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентирующего времени, плохая очистка ствола скважины от шлама, сужение ствола скважины
ϵ_1 us ₂ - AR+PR ₁	1325	2450	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нахождение бурильной колонны и геофизических приборов без движения более регламентирующего времени, плохая очистка ствола скважины от шлама, сужение ствола скважины

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

1.4.4 Исследовательские работы

Таблица 1.4.14 - Отбор керна, шлама и грунтов

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Метраж отбора керна, м
	от (верх)	до (низ)	
€ ₁ (О-1)	1325	1365	40
V - € ₁ (БЗ-4)	1390	1405	15
V - € ₁ (Б5)	1410	1450	40
V - € ₁ (Б5)	1720	1750	30
V - € ₁ (БЗ-4)	1810	1850	40
€ ₁ (О-1)	1885	1950	65
V - € ₁ (БЗ-4)	1985	2025	40
V - € ₁ (Б5)	2085	2125	40
V (В10)	2335	2355	20
AR+PR ₁	2440	2450	10
		Всего:	340

Примечание – При строительстве каждой скважины интервалы отбора керна уточняются геологической службой УПРР после согласования с геологической службой ОАО «Сургутнефтегаз».

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.4.15 - Комплекс промыслово-геофизических исследований

Метод исследований	Интервал кондуктора		Интервал от башмака кондуктора до забоя	
	общие исследования		детальные исследования	
	открытый ствол	колонна	открытый ствол	колонна, хвостовик*
	масштаб 1:500	масштаб 1:500	масштаб 1:200	масштаб 1:200
1	2	3	4	5
Обязательные методы				
Геолого-технологические исследования с газовым каротажем**	50-430, 430-720		720-1450, 1450-2450	
Двухзондовый боковой каротаж	50-430, 430-720		720-1450, 1450-2450	
Индукционный каротаж			720-1450 ¹⁾ , 1450-2450 ¹⁾	
ВИКИЗ			720-1450, 1450-2450	
Резистивиметрия	50-430, 430-720		720-1450, 1450-2450	
Кавернометрия-профилеметрия	50-430, 430-720		720-1450, 1450-2450	
Акустический каротаж	50-430 ²⁾ , 430-720 ²⁾		720-1325 ³⁾ , 1450-1885 ³⁾	
Широкополосный акустический каротаж			1325-1450 ⁴⁾ , 1450-2450 ⁴⁾	
Гамма-каротаж	50-430, 430-720	0-430, 0-720	720-1450 ⁵⁾ , 1450-2450 ⁵⁾	0-2450
Спектрометрический гамма-каротаж			1325-1450 ⁴⁾ , 1450-2450 ⁴⁾	
Нейтронный каротаж (ННК-Т+ННК-НТ)		0-430, 0-720	720-1450 ⁵⁾ , 1450-2450 ⁵⁾	0-2450 ⁶⁾

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.15

1	2	3	4	5
Гамма-гамма плотностной или литоплотностной каротаж	50-430 ²⁾ , 430-720 ²⁾		720-1450 ⁵⁾ , 1450-2450 ⁵⁾	
Инклинометрия	50-430, 430-720		720-1450, 1450-2450	
Исследования опробователем пластов на кабеле и гидродинамический каротаж			720-1450, 1450-2450	
Исследования испытателем пластов на трубах			720-1450, 1450-2450	
Локация муфт		0-430, 0-720		0-1450, 1200-2450
Гамма-гамма цементометрия		0-430 ⁶⁾ , 0-720 ⁶⁾		0-1450 ⁶⁾ , 1200-2450 ⁶⁾
Акустическая цементометрия		0-430, 0-720		0-1450, 1200-2450
Термометрия***		0-430 ²⁾ , 0-720 ²⁾		0-2450 ²⁾
Дополнительные методы****				
Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж			720-1450, 1450-2450	
Нейтронный гамма каротаж спектрометрический			720-1450, 1450-2450	
Ядерно-магнитный каротаж			720-1450, 1450-2450	
БКЗ (5/6 зондов)			2325-2450 ⁷⁾	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.4.15

- 1) Проводится в терригенной части разреза и одновременно в качестве дополнительного метода в карбонатной части.
 - 2) В нескольких (двух-трех) скважинах площади (месторождения).
 - 3) Проводится от башмака кондуктора до кровли Осинского горизонта.
 - 4) Проводится от кровли Осинского горизонта до забоя.
 - 5) Обязателен для всех скважин. При исследовании тонкослоистого разреза по специальным программам необходимо уменьшить шаг квантования (0,05 м) с соответствующим изменением скорости каротажа.
 - 6) Обязателен в скважинах нефтегазовых месторождений.
 - 7) Проводится в терригенной части разреза.
- * Исследования в колонне проводятся от башмака колонны до устья.
 ** Детальное описание комплекса геолого-технологических исследований с газовым каротажем изложено в СТО 64-2014.
 *** Измерение естественной температуры пород производится при нахождении скважины в покое не менее 30 - 45 суток.
 **** Дополнительные методы ГИС проводятся по решению геологической службы УПРР и при наличии аппаратуры.

Примечания

- 1 Детальные исследования открытого ствола скважины проводятся не позже пяти суток с момента вскрытия коллекторов.
- 2 Предыдущие замеры по всем видам детальных исследований в интервалах продуктивных пластов перекрываются при последующих замерах не менее чем на 50 м. В случае отсутствия в исследуемом интервале пластов-реперов интервал перекрытия увеличивается до пласта с ясной характеристикой.
- 3 Комплекс составлен на основании СТО 225-2013 «Строительство скважин. Методы геофизических исследований скважин».

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.4.16 - Испытание пластов в процессе бурения

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип опробователя или комплекта испытательных инструментов	Количество проб в интервале, шт
	от (верх)	до (низ)		
ε ₁ (О-1)	1325	1365	КИИЗ-146	3
V - ε ₁ (БЗ-4)	1390	1405	КИИЗ-146	3
V - ε ₁ (Б5)	1410	1450	КИИЗ-146	3
V - ε ₁ (Б5)	1720	1750	КИИЗ-95	3
V - ε ₁ (БЗ-4)	1810	1850	КИИЗ-95	3
ε ₁ (О-1)	1885	1950	КИИЗ-95	3
V - ε ₁ (БЗ-4)	1985	2025	КИИЗ-95	3
V - ε ₁ (Б5)	2085	2125	КИИЗ-95	3
V (В10)	2335	2355	КИИЗ-95	3
AR+PR ₁	2440	2450	КИИЗ-95	3

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.4.5 Работы по испытанию в эксплуатационной колонне

Таблица 1.4.17 - Испытание продуктивных горизонтов в эксплуатационной колонне

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	Номер объекта снизу-вверх Пласт фонтанирующий (ДА, НЕТ)	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания объекта испытания, м		Интервал установки цементного моста после испытания объекта, м		Перфорационная среда		Мощность перфорации по вертикали, м	Количество отверстий на 1 пог.м, шт	Вид перфорации: пулевая, кумулятивная, снарядная, гидропескоструйная	Типоразмер перфоратора	Количество зарядов, спускаемых одновременно	Количество режимов (штучеров) испытания	Последовательный перечень операций вызова притока	Максимально возможное снижение уровня в скважине, м
								от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	вид	плотность, кг/м ³								
						1 ДА	V (B10)	2335	2355	2285	2375	NaCl	1180	20	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	5	1*	1679
						2 НЕТ	V-ε ₁ (B5)	2085	2125	2065	2145	NaCl	1210	40	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	1192
						3 НЕТ	V-ε ₁ (B3-4)	1985	2025	1965	2045	NaCl	1210	40	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	1401
						4 НЕТ	ε ₁ (O-1)	1885	1950	1850	1965	NaCl	1210	65	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	1341
						5 НЕТ	V-ε ₁ (B3-4)	1810	1850	1790	1853	NaCl	1210	40	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	1226
						6 НЕТ	V-ε ₁ (B5)	1720	1750	1700	1770	NaCl	1210	30	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	827
						7 НЕТ	V-ε ₁ (B5)	1410	1450	1405	1470	NaCl	1210	40	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	517
						8 НЕТ	V-ε ₁ (B3-4)	1390	1405	1370	1408	NaCl	1210	15	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	806
						9 НЕТ	ε ₁ (O-1)	1325	1365	-	-	NaCl	1210	40	20	кумулятивная	ПК 73КЛ-ORION	200	3	1*, 2**, 3***	781

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.4.17

- * Снижение уровня пенной системой.
- ** Замена скважинной жидкости на нефть.
- *** Спуск погружного насоса.

Примечания

- 1 При строительстве скважин прострел продуктивных пластов производить согласно СТО 261-2014 в зависимости от конкретных геологических условий по согласованию подрядчика с заказчиком, при наличии поставок аппаратуры.
- 2 Максимально допустимая длина сборки перфоратора ПК 73КЛ-ORION за один спуск – на кабеле 10 м.
- 3 В скважине после перфорации, по согласованию Заказчика с Подрядчиком, проводится ПГД-БК, МПД, СКО, УГИС, ГРП.
- 4 Величина депрессии при освоении скважин должна задаваться главным геологом УПРР в зависимости от конкретных геологических условий пласта на момент проведения освоения скважины. После определения фактической депрессии на пласт произвести пересчёт глубины снижения уровня.
- 5 При установке цементного моста до нижней границы интервала перфорации производится его разбуривание на 3 м для прохождения аппаратуры.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Лист	47
------	----

1.5 Конструкция скважины

1.5.1 Обоснование конструкции скважины

При разработке конструкции скважины и технико-технологических мероприятий, предусмотренных для строительства скважины по проектной конструкции, учтены следующие горно-геологические особенности строения месторождения:

- коэффициент аномальности пластового давления для пластов О-1 (1325-1365 м), БЗ-4 (1390-1405 м), Б5 (1410-1450 м), Б5 (1720-1750 м), БЗ-4 (1810-1850 м), О-1 (1885-1950 м), БЗ-4 (1985-2025 м), Б5 (2085-2125 м) – $K_a=1,13$;
- коэффициент аномальности пластового давления для пласта В10 (2335-2355 м) – $K_a=1,10$;
- многолетнемерзлые породы залегают в интервале $0 \div 180$ м;
- скважина вертикальная;
- глубина скважины – 2450 м;
- забойная температура 39,4 °С.

По совмещенному графику давлений (рисунок 1) выбираются зоны совместимости условий бурения и с учетом конкретных горно-геологических условий и требований задания на проектирование, с целью снижения вероятности возникновения осложнений и аварийных ситуаций в процессе строительства принимается следующая конструкция скважины:

- направление диаметром 426 мм с треугольным резьбовым соединением спускается на глубину 50 м и цементируется до устья с целью предохранения от размыва устья скважины;
- кондуктор диаметром 324 мм с резьбовым соединением ОТТМ спускается на глубину 430 м и цементируется до устья. Глубина спуска кондуктора – подошва терригенных отложений верхоленской серии;
- техническая колонна диаметром 245 мм с резьбовым соединением БТС спускается на глубину 720 м и цементируется до устья. Глубина спуска технической колонны – кровля ангарской свиты. Башмак технической колонны располагается в плотных породах на глубине, исключающей возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине смесью пластовых флюидов и герметизации устья скважины при возможном газонефтеводопроявлении (далее – ГНВП) в процессе первичного вскрытия нижележащих продуктивных пластов согласно п.118 ФНИП ПБНГП [1];
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм с резьбовым соединением БТСАТУ (ТМК-ФМС, ВМЗ-1) спускается на глубину 1450 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны – кровля усть-кутского горизонта. Высота подъема цемента за эксплуатационной колонной – до перекрытия башмака технической колонны на 500 м.
- хвостовик диаметром 114 мм с резьбовым соединением БТСАТУ (ТМК-ФМС, ВМЗ-1) спускается в интервал 1200-2450 м, цементируется на всю длину.

С учетом горно-геологических особенностей строения месторождения, в проектную документацию включены дополнительные технико-технологические мероприятия для строительства скважин по проектной конструкции в зоне распространения многолетнемерзлых пород (далее – ММП), мероприятия по борьбе с поглощениями бурового раствора при бурении под кондуктор, техническую колонну.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

1.5.2 Обоснование глубины спуска обсадных колонн

Глубины спуска обсадных колонн в проекте приняты в соответствии с п.2.14 задания на выполнение проектно-изыскательских работ согласно протоколу геолого-технического совещания от 10.01.2017 № 01-15-06-38-6.

Глубина спуска технической колонны принята 720 м по вертикали, что достаточно для перекрытия зоны интенсивных осыпей, обвалов и прихватов, а также для исключения возможности разрыва пород после полного замещения бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья скважины при возможном газопроявлении в процессе первичного вскрытия продуктивных пластов.

Минимально необходимая глубина спуска технической колонны определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород у ее башмака в процессе ликвидации возможных газопроявлений.

Проверка глубины спуска технической колонны из условия предотвращения гидроразрыва пород у ее башмака при полном замещении раствора в скважине пластовым флюидом и закрытии устья ПВО:

- максимальное внутреннее давление при закрытом устье у башмака и полной замене бурового раствора пластовыми флюидами определяется по формулам:

$$P_{\text{б}} = P_{\text{пл}} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (L_{\text{кр}} - Z) \quad \text{при } H \leq Z \leq L_{\text{кр}},$$

$$P_{\text{б}} = \frac{P_{\text{пл}} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (L_{\text{кр}} - H)}{e^s} \quad \text{при } 0 \leq Z \leq H,$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление проявляющего горизонта, МПа;
 $\gamma_{\text{в}}$ – удельный вес жидкости в колонне, Н/м³;
 $L_{\text{кр}}$ – глубина кровли (по вертикали) проявляющего горизонта, м;
 e – основание натурального логарифма;
 H – расстояние от устья скважины до уровня жидкости в колонне (высота столба газа) при закрытии устья, м;
 Z – расстояние от устья скважины до рассчитываемого сечения, м.

$$S = 10^{-4} \cdot \gamma \cdot (H - Z),$$

где γ – удельный вес газа по воздуху (относительный).

$$H = L_{\text{кр}} - \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}}{10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}}} = 1325 - \frac{14,7 - 7,7}{10^{-6} \cdot 8338,5} = 485,5 \text{ м},$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа.

В соответствии с этим внутреннее давление у башмака технической колонны составит:

$$P_{\text{б}} = 14,7 - 10^{-6} \cdot 8338,5 \cdot (1325 - 720) = 9,66 \text{ МПа},$$

Давление гидроразрыва пород у башмака технической колонны составит:

$$P_{\text{гр}} = \delta \cdot H_{\text{к}} = 0,0196 \cdot 720 = 14,11 \text{ МПа},$$

где δ – градиент давления гидроразрыва.

$H_{\text{к}}$ – глубина спуска кондуктора, м.

Взам. инв. №	
Подп. и дата	
Инв. № подл.	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

49

Запас прочности пород на гидроразрыв должен составлять не менее пяти процентов от внутреннего давления у башмака колонны, согласно Инструкции по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин, М., 1997 г.

$$\eta = \frac{14,11}{9,66} = 1,46, \text{ что достаточно.}$$

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

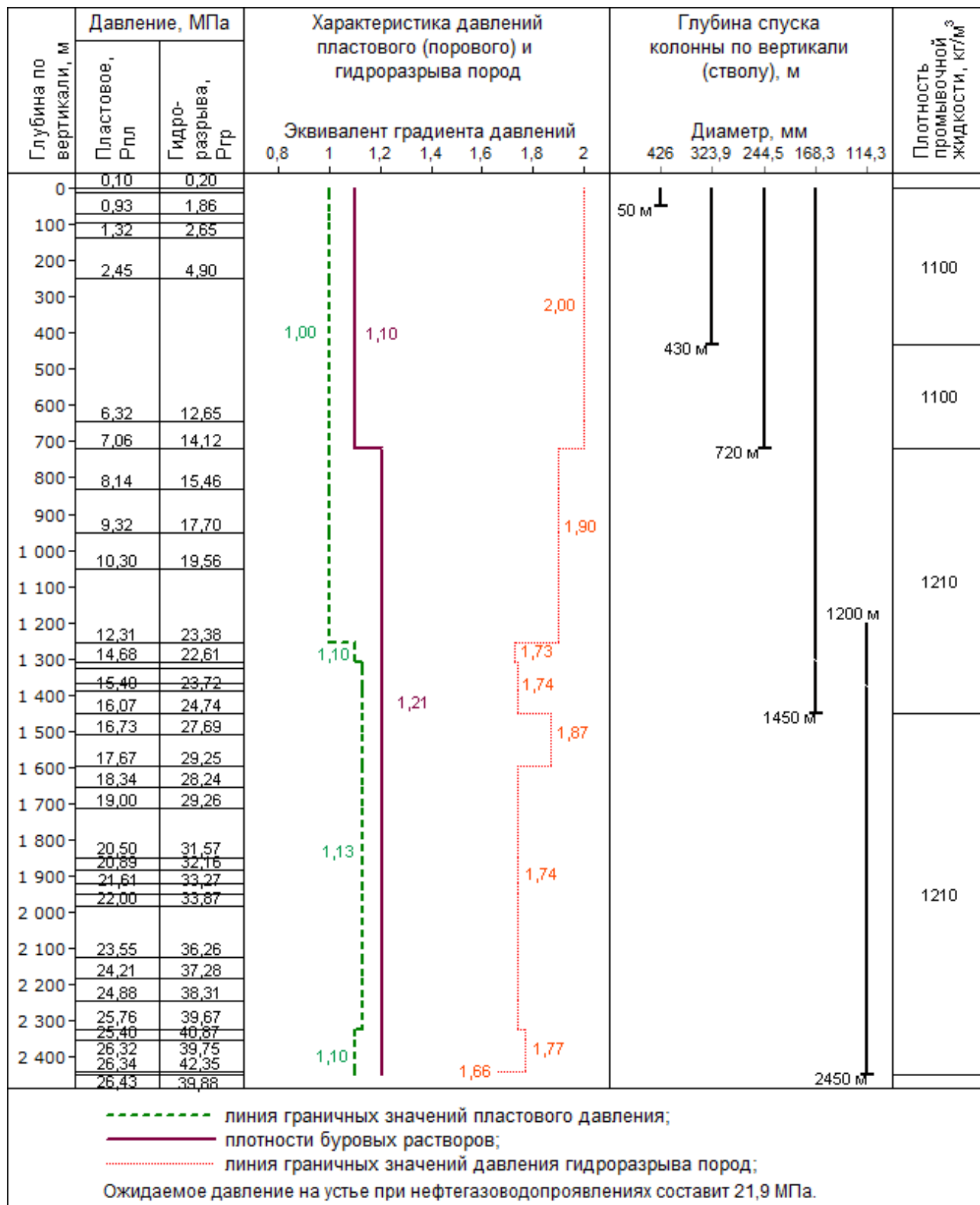


Рисунок 1 - Совмещенный график давлений при строительстве скважины

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

51

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Коп.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.5.1 - Конструкция скважины

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Интервал установки колонны по вертикали скважины, м		Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Характеристика трубы			
		от (верх)	до (низ)		изготовление обсадных труб (отечественное, импортное)	номинальный наружный диаметр обсадных труб, мм	тип соединения (норм., ОТТМ, ОТТГ, ТБО и т.д.)	максимальный наружный диаметр соединения, мм
1	Направление	0	50	490,0	ТУ 14-3-1575-88	426,0	ТРЕУГ.	451,0
2	Кондуктор	0	430	393,7	ГОСТ 632-80	323,9	ОТТМ	351,0
3	Техническая	0	720	295,3	ТУ 1321-016-05757848-2005	244,5	БТС	269,9
4	Эксплуатационная	0	1450	215,9	ТУ 14-3Р-29-2007 (ГОСТ Р 53366, ТУ 1321-045-05757848-2009)	168,3	БТСАТУ (ТМК-FMC, ВМЗ-1)	187,7
5	Хвостовик	1200	2450	146,0	ТУ 14-3Р-29-2007 (ГОСТ Р 53366, ТУ 1321-045-05757848-2009)	114,0	БТСАТУ (ТМК-FMC, ВМЗ-1)	127,0

Примечания

- 1 ОТТМ – трубы с короткой трапецеидальной резьбой по ГОСТ 632-80.
- 2 БТС – трубы с резьбовым соединением «БАТРЕСС», отечественные по ТУ 1321-016-05757848-2005.
- 3 ТРЕУГ – трубы с треугольным резьбовым соединением с нормальным диаметром муфт по ТУ 14-3-1575-88.
- 4 БТСАТУ – трубы с резьбовым соединением «БАТРЕСС» и тефлоновым уплотнением, отечественные по ТУ 14-3Р-29-2007.
- 5 ВМЗ-1 – трубы с резьбовым соединением ВМЗ-1 с нормальным диаметром муфт по ТУ 1321-045-05757848-2009.
- 6 ТМК-FMC – трубы с резьбовым соединением ТМК-FMC по ГОСТ Р 53366.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

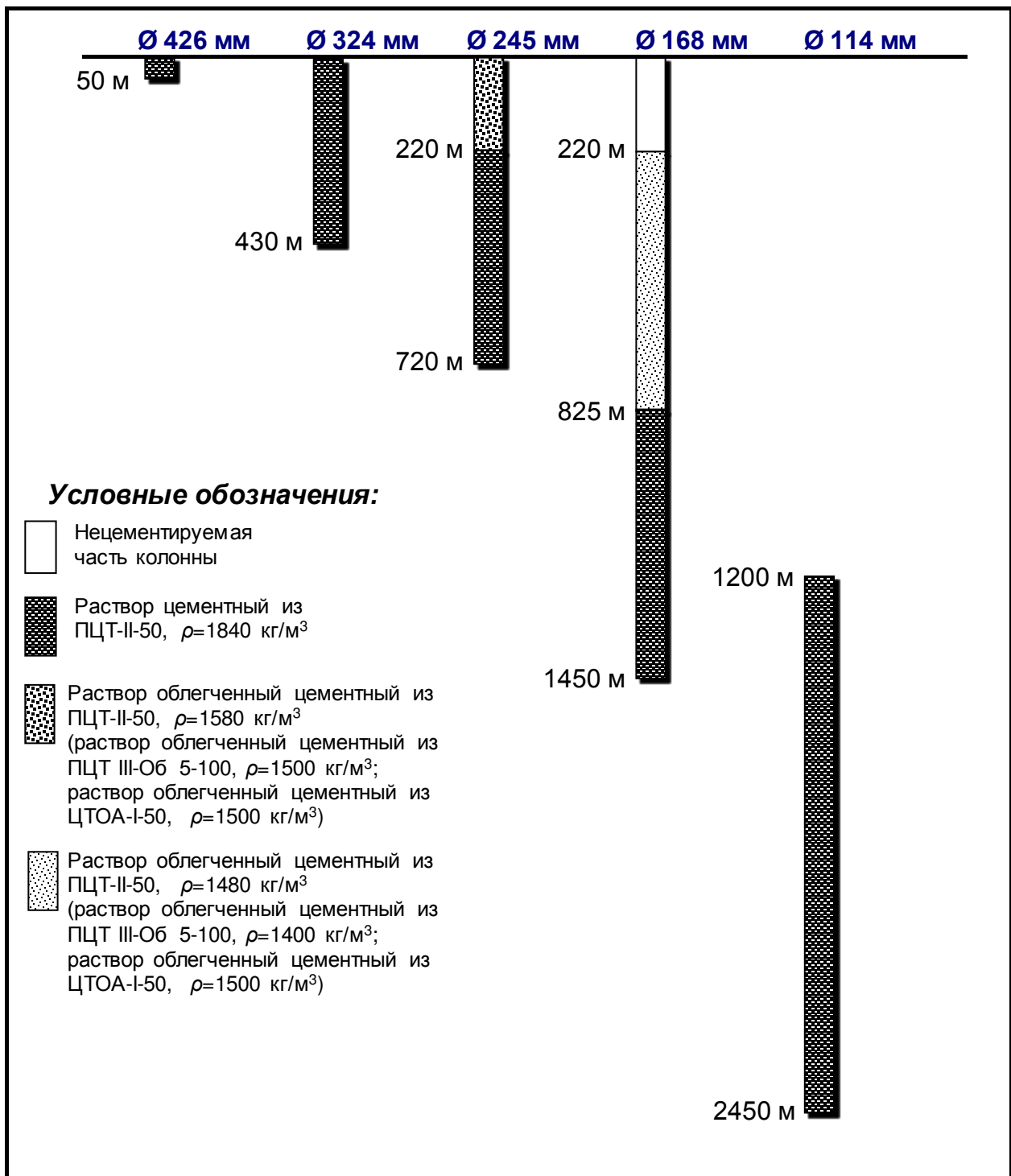


Рисунок 2 - Конструкция скважины

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

1.6 Профиль ствола скважины

Таблица 1.6.1 - Исходные данные для расчета профиля ствола скважины

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Таблица 1.6.1 не содержит информации. Профиль ствола для вертикальных скважин не приводится		

Инв. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

13360-ИОС7.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.6.2 - Профиль ствола скважины

Интервал по вертикали, м		Длина интервала по вертикали, м	Зенитный угол, град.			Горизонтальное отклонение, м		Удлинение, м		Длина ствола, общая, м
от (верх)	до (низ)		в начале интервала	в конце интервала	средний	за интервал	общее	за интервал	общее	

Таблица 1.6.2 не содержит информации. Профиль ствола для вертикальных скважин не приводится

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

1.7 Буровые растворы

1.7.1 Общие требования к приготовлению и применению буровых растворов

Буровой раствор, используемый для бурения скважин, должен обладать свойствами, обеспечивающими успешную проводку скважины, крепление ее обсадными колоннами и эффективное вскрытие продуктивного пласта.

Буровой раствор и химические реагенты, применяемые для его обработки, используемые для строительства скважин не выше четвертого класса опасности для окружающей среды.

Типы и параметры буровых растворов приведены в таблице 1.7.4.

Использование эффективной системы очистки бурового раствора позволяет снизить объем отходов бурения, расход химических реагентов на обработку раствора и поддерживать требуемые технологические показатели бурового раствора в определенных пределах.

Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов приведены в таблице 1.7.5.

Для бурения под направление используется глинистый раствор (рецептуры 1.1В и 1.2В). Для получения полимерной системы с необходимыми параметрами глинистая суспензия обрабатывается химическими реагентами.

Приготовление бурового раствора и его обработка химическими реагентами производится с использованием эжектора или эжекторной гидроронки.

Для бурения под кондуктор используется пресный глинистый буровой раствор, оставшийся после бурения под направление, и вновь приготовленный глинистый буровой раствор.

Для бурения под техническую колонну используется пресный глинистый буровой раствор, оставшийся после бурения под кондуктор, и вновь приготовленный глинистый буровой раствор.

Бурение под эксплуатационную колонну и хвостовик производится на насыщенном солевом буровом растворе (рецептура 3В). Применение НСБР позволяет обеспечить сохранение диаметра ствола скважины в интервале пластов содержащих соли - галита, предотвращая их размыв.

При интенсивных и полных поглощениях в интервале бурения под направление, кондуктор, техническую колонну, в условиях отсутствия надежных источников водоснабжения проводка ствола скважины до проектного забоя обеспечивается применением в качестве промывочного агента ГЖС, получаемой путем нагнетания сжатого воздуха (азота) от передвижной компрессорной станции, подключенной непосредственно в манифольд, подающий в скважину техническую воду от буровых насосов. Решение по применению ГЖС принимается индивидуально по каждой скважине.

В случае поглощений во время бурения под кондуктор, техническую колонну рекомендуется произвести закачку высоковязкого состава (далее – ВВС) в объеме 35-40 м³.

При поглощениях слабой интенсивности перерастающих в интенсивные применение кольматирующего состава (далее – КС) способствует снижению интенсивности поглощения, а иногда и полному прекращению. КС получается введением в ВВС наполнителей (кольматантов).

Контролируемые параметры ВВС (КС) приведены в таблице 1.7.1.

Изм. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

13360-ИОС7.1.ТЧ

Таблица 1.7.1 – Параметры ВВС (КС)

Параметры	Значения
Плотность (ρ), кг/м ³	1060-1120
Условная вязкость (Т), с	Более 180
Водородный показатель (рН)	>8

Состав ВВС (КС) в зависимости от применяемых полимерных реагентов приведен в таблицах 1.7.2 и 1.7.3.

Таблица 1.7.2 - Состав ВВС (КС) с КМЦ (рецептура 2.1В)

Тип химического реагента	Расход химического реагента, кг/м ³
Основные реагенты	
Бентонитовый глинопорошок	90,0-150,0
КМЦ	4,0-6,0
Дополнительные реагенты	
Каустическая сода (NaOH)	Не менее 0,5
Кальцинированная сода* (Na ₂ CO ₃)	
Кольматанты (К-1, К-3 или аналоги, с размером частиц не более 3 мм)	Не менее 50

* Применяется для устранения негативного влияния агрессивных ионов Ca²⁺ при загрязнении бурового раствора хлоркальциевыми водами, гипсом, ангидритом и цементом, и для регулирования водородного показателя рН бурового раствора по мере необходимости.

Примечание – КС получают введением в ВВС кольматантов, которые в КС являются основными материалами.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

57

Таблица 1.7.3 - Состав ВВС (КС) с гипаном (рецептура 2.2В)

Тип химического реагента	Расход химического реагента, кг/м ³
Основные реагенты	
Бентонитовый глинопорошок	90,0-150,0
Гипан	0,3-1,0
Дополнительные реагенты	
Каустическая сода (NaOH)	Не менее 0,5
Кальцинированная сода* (Na ₂ CO ₃)	
Кольматанты (К-1, К-3 или аналоги, с размером частиц не более 3 мм)	Не менее 50
* Применяется для устранения негативного влияния агрессивных ионов Ca ²⁺ при загрязнении бурового раствора хлоркальциевыми водами, гипсом, ангидритом и цементом, и для регулирования водородного показателя pH бурового раствора по мере необходимости.	
Примечание – КС получают введением в ВВС кольматантов, которые в КС являются основными материалами.	

Порядок приготовления, обработки и применение ВВС и КС производить согласно СТО 165-2016 [55].

При полной потере циркуляции при бурении на высоковязком глинистом буровом растворе для дальнейшего углубления скважины в интервале под кондуктор в качестве промывочной жидкости используется техническая вода.

При недостатке технической воды для обеспечения выхода циркуляции с учетом пониженного давления пластовых вод (статический уровень 50-70 м) в отдельных случаях используется газожидкостная смесь (далее – ГЖС).

ГЖС представляет собой низкоконцентрированную дисперсную систему, в которой пузырьки газа не связаны между собой.

Применяемая ГЖС состоит из жидкой фазы – технической воды и газообразной фазы – сжатого азота с примесью воздуха, нагнетаемого с помощью передвижной азотной компрессорной станции.

Приготовление, применение и схема обвязки устья и состав оборудования согласно СТО 165-2016 [55].

Контроль параметров бурового раствора осуществляется в соответствии с СТО 103-2017 [45].

Потребность в компонентах бурового раствора, химреагентах и материалах для его обработки указаны в таблицах 1.7.6, 1.7.7.

Для контроля показателей бурового раствора также используются импортные приборы при условии корреляции их показателей с показаниями соответствующих отечественных приборов.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

58

1.7.2 Расчет плотности бурового раствора

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления на забой скважины, превышающего пластовое давление не менее чем на 10 % для интервалов до 1200 м по вертикали (п.210 ФНиП ПБНГП [1]).

По данным условиям плотность бурового раствора при бурении под направлением, кондуктор и техническую колонну (0-720 м по вертикали) должна быть не менее 1099 кг/м³.

Исходя из опыта бурения по условиям обеспечения устойчивости стенок скважины, с учетом исключения возможности гидроразрыва пород и поглощения раствора в интервале совместимых условий бурения (0-720 м по вертикали) принимаем $\rho = 1100 \text{ кг/м}^3$.

Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления на забой скважины, превышающего пластовое давление не менее чем на 5 % для интервалов от 1200 м по вертикали до проектной глубины (п.210 ФНиП ПБНГП [1]).

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта О-1 (глубина кровли пласта 1325 м по вертикали) должна быть не менее 1187 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта БЗ-4 (глубина кровли пласта 1390 м по вертикали) должна быть не менее 1186 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта Б5 (глубина кровли пласта 1410 м по вертикали) должна быть не менее 1184 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта Б5 (глубина кровли пласта 1720 м по вертикали) должна быть не менее 1182 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта БЗ-4 (глубина кровли пласта 1810 м по вертикали) должна быть не менее 1183 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта О-1 (глубина кровли пласта 1885 м по вертикали) должна быть не менее 1187 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта БЗ-4 (глубина кровли пласта 1985 м по вертикали) должна быть не менее 1181 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта Б5 (глубина кровли пласта 2085 м по вертикали) должна быть не менее 1186 кг/м³.

По данным условиям плотность бурового раствора при вскрытии пласта В10 (глубина кровли пласта 2335 м по вертикали) должна быть не менее 1155 кг/м³.

Исходя из опыта бурения по условиям обеспечения устойчивости стенок скважины и предупреждения нефтегазопроявлений, с учетом исключения возможности гидроразрыва пород, поглощения раствора, для предотвращения размыва залежей каменной соли, в интервале совместимых условий бурения (720-1450 м по вертикали) принимаем $\rho = 1210 \text{ кг/м}^3$, в интервале совместимых условий бурения (1450-2450 м по вертикали) принимаем $\rho = 1210 \text{ кг/м}^3$ (пп.211, 212 ФНиП ПБНГП [1]).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.7.3 Тип и параметры буровых растворов

Таблица 1.7.4 - Тип и параметры буровых растворов по интервалам бурения

Тип раствора	Интервал по вертикали (стволу), м		Параметр бурового раствора										
	от (верх)	до (низ)	плотность (ρ), кг/м ³	условная вязкость (Т), с	водоотдача (В), см ³ /30мин (по стандарту АНИ)	статическое напряжение сдвига (СНС), дПа через		водородный показатель (РН)	пластическая вязкость (μ), мПа с, не более	динамическое напряжение сдвига (τ ₀), дПа	содержание твердой фазы, %, не более	коэффициент трения фильтрационной корки (КТК), не более	содержание коллоидной фазы, %
						10 с	10 мин						
Глинистый буровой раствор (рецептура 1.1В)	0	430	1100	60-120	-	-	-	≥8	-	-	-	-	-
Глинистый буровой раствор (рецептура 1.1В)	430	720	1100	60-120	-	-	-	≥8	-	-	-	-	-
Насыщенный солевой биополимерный буровой раствор (рецептура 3В)	720	1450	1210	25-36	8-10	15-20	35-40	7,0 - 8,5	10-20	50-80	-	0,06	-
Насыщенный солевой биополимерный буровой раствор (рецептура 3В)	1450	2450	1210	25-36	8-10	15-20	35-40	7,0 - 8,5	10-20	50-80	-	0,06	-

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.7.4

Примечания

- 1 Плотность раствора конкретизируется согласно уточненным пластовым давлениям для каждой конкретной скважины, реологические параметры бурового раствора устанавливаются в индивидуальном порядке.
- 2 Согласно п.217 ФНиП ПБНГП [1] при производстве буровых работ необходимо иметь запас бурового раствора не менее двух объемов скважины: один в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.
- 3 При использовании других рецептур обработки бурового раствора с применением различных химических реагентов (аналогов), необходимо предварительное исследование в лаборатории «СургутНИПИнефть» и утверждение в виде регламента.
- 4 Согласно п.215 ФНиП ПБНГП [1] не допускается отклонение плотности бурового раствора (освобожденного от газа), находящегося в циркуляции, более чем на 30 кг/м³ от установленной проектом величины (кроме случаев ликвидации газо-нефтеводопроявлений).
- 5 Выбор интервалов обработки бурового раствора производить согласно разработанной индивидуальной программе.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.7.4 Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов

Таблица 1.7.5 - Оборудование для приготовления и очистки буровых растворов по интервалам бурения

Название	Типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, МУ и т.п. на изготовление	Количество, шт	Применяется при бурении в интервале (по стволу), м		Примечание	
				от (верх)	до (низ)		
1	2	3	4	5	6	7	
БУ-2900/175 ДЭП							
Циркуляционная система	ЦС БМ 2900/175 ДЭП 11,12,14	ТУ Б.39.00.00.000	1	0	2450	Система циркуляции емкостная (V=140 м ³)	
в том числе:							
Глиномешалка или гидромешалка	МГ2-4 (ГДМ-1)	ТУ 39-01 -396-78	1	0	2450		
Воронка смешительная	-	ТУ СЦБПО БНО	1	0	2450		
Вибросита	ZQ-2 (ЛВ-11)	-	2	0	2450		
Пескоотделитель	ГЦ-400	2101.003.000.00	2	0	2450		
Дегазатор	«Каскад 40 М»	ТУ39-01470001-143-96	1	720	2450		
Илоотделитель*	-	-	-	-	-		
Центрифуга*	-	-	-	-	-		

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.7.5

1	2	3	4	5	6	7	
БУ ZJ 30 DBS							
Циркуляционная система	GK065-SM ЭПК БМ	Китай (HAIHUA INDUSTRY GROUP)	1	0	2450	Система циркуляции емкостная (V=148 м ³)	
в том числе:							
Гидромешалка	NJ11-C	Китай (HAIHUA INDUSTRY GROUP)	1	0	2450		
Воронка смесительная	-	Китай (HAIHUA INDUSTRY GROUP)	1	0	2450		
Вибросита	ZQ-2	Китай (HAIHUA INDUSTRY GROUP)	2	0	2450		
Пескоотделитель	ZQJ300x2	Китай (HAIHUA INDUSTRY GROUP)	1	0	2450		
Дегазатор	ZSCQ/5L(ZSQ200)	Китай (HAIHUA INDUSTRY GROUP)	1	720	2450		
Илоотделитель*	-	-	-	-	-		
Центрифуга*	-	-	-	-	-		

* Применяются при необходимости, в зависимости от требований к производству буровых работ.

Примечания

1 Механические перемешиватели – во всех емкостях и гидромешалке.

2 Применение иных комплектаций и модификаций оборудования должно осуществляться в соответствии с п.п.47, 54, 56 ФНиП ПБНГП [1].

3 В соответствии с п.217 ФНиП ПБНГП [1] скважина должна быть обеспечена запасом бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для оперативного приготовления. Объем бурового раствора в скважине на момент окончания бурения под кондуктор составит – 71 м³ (двойной запас – 142 м³), под техническую колонну – 59 м³ (двойной запас – 118 м³), под эксплуатационную колонну – 65 м³ (двойной запас – 130 м³), под хвостовик – 46 м³ (двойной запас – 92 м³).

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.7.5

4 Оборудование и технические средства, используемые в процессе строительства скважины должны соответствовать требованиям охраны труда, установленным в Российской Федерации, и иметь сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешение на применение, если иная форма оценки соответствия не установлена техническими регламентами.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Лист	64
------	----

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.7.5 Потребность бурового раствора и компонентов для его приготовления, обработки и утяжеления

Таблица 1.7.6 - Потребность компонентов для приготовления и обработки бурового раствора

Интервал по стволу, м		Компонент бурового раствора в интервале		Нормы расхода компонентов бурового раствора			Потребность компонента, т
от (верх)	до (низ)	название	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т.п. на изготовление	единица измерения	величина	источник нормы	
1	2	3	4	5	6	7	8
Основные реагенты							
0	50	Бентонитовый глинопорошок	ТУ 2458-059-81065795-2012	кг/м ³	90,0	СТО 165-2016	10,80
0	50	Высоковязкая КМЦ	ТУ 2231-066-50664923-2005	кг/м ³	3,0	То же	0,36
Дополнительные реагенты							
0	50	Каустическая сода (NaOH)	ГОСТ Р 55064-2012	кг/м ³	0,5	»	0,06
0	50	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)*	ГОСТ 5100-85	кг/м ³	0,5	»	-
Основные реагенты							
50	430	Бентонитовый глинопорошок	ТУ 2458-059-81065795-2012	кг/м ³	90,0	»	5,67
50	430	Высоковязкая КМЦ	ТУ 2231-066-50664923-2005	кг/м ³	3,0	»	0,19
Дополнительные реагенты							
50	430	Каустическая сода (NaOH)	ГОСТ Р 55064-2012	кг/м ³	0,5	»	0,03
50	430	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)*	ГОСТ 5100-85	кг/м ³	0,5	»	-

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Основные реагенты							
430	720	Бентонитовый глинопорошок	ТУ 2458-059-81065795-2012	кг/м ³	90,0	»	13,98
430	720	Высоковязкая КМЦ	ТУ 2231-066-50664923-2005	кг/м ³	3,0	»	0,47
Дополнительные реагенты							
430	720	Каустическая сода (NaOH)	ГОСТ Р 55064-2012	кг/м ³	0,5	»	0,08
430	720	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)*	ГОСТ 5100-85	кг/м ³	0,5	»	-
Основные реагенты							
720	1450	Натрий хлористый технический	ТУ 2111-006-0035816-08	кг/м ³	264,0	»	52,78
720	1450	Ксантановый биополимер	ТУ 2458-010-82330939-2009	кг/м ³	4,0	»	0,80
720	1450	КМЦ	ТУ 2231-066-50664923-2005	кг/м ³	7,0	»	1,40
Дополнительные реагенты							
720	1450	ПАА**	-	кг/м ³	3,0	»	0,60
720	1450	Смазочная добавка	-	кг/м ³	3,0	»	0,60
720	1450	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)*	ГОСТ 5100-85	кг/м ³	0,5	»	-
720	1450	Каустическая сода (NaOH)***	ГОСТ Р55064-2012	кг/м ³	0,5	»	-
720	1450	Пеногаситель	-	кг/м ³	0,2	»	-
720	1450	Ингибитор коррозии	-	кг/м ³	расчет	»	-
720	1450	Баритовый концентрат КБ-3	-	кг/м ³	расчет	»	-

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
Основные реагенты							
1450	2450	Натрий хлористый технический	ТУ 2111-006-0035816-08	кг/м ³	264,0	»	54,22
1450	2450	Ксантановый биополимер	ТУ 2458-010-82330939-2009	кг/м ³	4,0	»	0,82
1450	2450	КМЦ	ТУ 2231-066-50664923-2005	кг/м ³	7,0	»	1,44
Дополнительные реагенты							
1450	2450	ПАА**	-	кг/м ³	3,0	»	0,62
1450	2450	Смазочная добавка	-	кг/м ³	3,0	»	0,62
1450	2450	Кальцинированная сода (Na ₂ CO ₃)*	ГОСТ 5100-85	кг/м ³	0,5	»	-
1450	2450	Каустическая сода (NaOH)***	ГОСТ Р55064-2012	кг/м ³	0,5	»	-
1450	2450	Пеногаситель	-	кг/м ³	0,2	»	-
1450	2450	Ингибитор коррозии	-	кг/м ³	расчет	»	-
1450	2450	Баритовый концентрат КБ-3	-	кг/м ³	расчет	»	-

* Применяется для устранения негативного влияния агрессивных ионов Ca²⁺ при загрязнении бурового раствора хлоркальциевыми водами, гипсом, ангидритом и цементом, и для регулирования водородного показателя pH бурового раствора по мере необходимости.

** Применяется по необходимости с целью стабилизации структуры бурового раствора.

*** Применяется для регулирования водородного показателя pH бурового раствора по мере необходимости.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.7.7 - Суммарная потребность компонентов бурового раствора

Название компонента	Потребность компонента, т						суммарная на скважину
	наименование колонны						
	направление	кондуктор	техническая	эксплуатационная	хвостовик		
Основные реагенты							
Бентонитовый глинопорошок	10,80	5,67	13,98	-	-		30,45
Высоковязкая КМЦ	0,36	0,19	0,47	1,40	1,44		3,85
Натрий хлористый технический	-	-	-	52,78	54,22		107,01
Ксантановый биополимер	-	-	-	0,80	0,82		1,62
Дополнительные реагенты							
Каустическая сода (NaOH)	0,06	0,03	0,08	-	-		0,17
ПАА	-	-	-	0,60	0,62		1,22
Смазочная добавка	-	-	-	0,60	0,62		1,22

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.8 Углубление скважины

Таблица 1.8.1 - Способ, режимы бурения, расширки (проработки) ствола скважины и применяемые КНБК

Интервал по вертикали (стволу), м	Вид технологической операции	Способ бурения	Условный номер КНБК	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч	
				осевая нагрузка, т	частота вращения, об/мин	расход бурового раствора, л/с		
от (верх)	до (низ)	3	4	5	6	7	8	9
0	50	бурение под направление	роторный	1	в.и	10-40	25-55	10-50
45	50	разбуривание цементного стакана, башмака направления	с применением забойного двигателя	2	в.и	-	25-55	3,0 - 3,5
50	430	бурение под кондуктор	с применением забойного двигателя (роторный)	2	2-12	-	25-48	10-40
50	430	проработка, шаблонировка под кондуктор	роторный	3	2-3	10-40	25-48	-
420	430	разбуривание цементного стакана, башмака кондуктора	с применением забойного двигателя	4	1-1,5	-	25-55	6,0 - 6,5
430	720	бурение под техническую колонну	с применением забойного двигателя (роторный)	4	2-10	-	25-48	10-60
430	720	проработка, шаблонировка под техническую колонну	роторный	5	2-3	10-40	25-48	-
710	720	разбуривание цементного стакана, башмака технической колонны	с применением забойного двигателя	6	1-1,5	-	28-32	6,0 - 6,5
720	1450	бурение под эксплуатационную колонну	с применением забойного двигателя	7	2-10	-	28-32	10-60
1325	1450	бурение с отбором керна	с применением забойного двигателя	8	2-5	-	18-25	2-3

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.8.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
1325	1450	расширка	с применением забойного двигателя	9	3-5	-	28-32	10-15
720	1450	проработка, шаблонировка под эксплуатационную колонну	с применением забойного двигателя	9	2-4	-	16-32	-
1440	1450	разбуривание цементного стакана, башмака эксплуатационной колонны	с применением забойного двигателя	10	5	-	12-15	10-40
1450	2450	бурение под хвостовик	с применением забойного двигателя	10	0,5-8	-	12-15	10-40
1720	2450	бурение с отбором керна	с применением забойного двигателя	11	2-5	-	14-16	2-3
1450	2450	проработка, шаблонировка под хвостовик	с применением забойного двигателя	10	2-3	-	12-15	-

Примечания

1 При СПО бурильного инструмента обязательно применение обтиратора бурильного инструмента согласно п.197 ФНИП ПБНГП [1], ТУ 39-01-253-76 и приспособлений герметизаторов для предотвращения попадания в ствол посторонних предметов.

2 Осевые нагрузки не должны превышать паспортных значений используемого типа долота, забойного двигателя и других элементов КНБК.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Лист	70
------	----

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Коп.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.2 - Компоновки низа бурильных колонн (КНБК)

Условный номер КНБК	Интервал по вертикали (стволу), м		номер по порядку	Элемент КНБК (до бурильных труб по расчету)							
	от (верх)	до (низ)		типоразмер, шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т.д. на изготовление	расстояние от забоя, м	техническая характеристика				
							наружный диаметр, мм	длина, м	масса, кг	угол перекоса отклонителя	назначение
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	0	50	1	490,0 GRD213-R216	ТУ 3664-874-05749180	0,530	490,0	0,530	300,00	-	Бурение под направление
			2	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	19,430	203,0	18,900	4026,00	-	
			3	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	38,330	178,0	18,900	2940,00	-	
2	45	430	1	393,7 GRDP545-R174	ТУ 3664-874-05749180	0,530	393,7	0,530	170,00	-	Разбуривание
			2	ДРУ-240 РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	8,570	240,0	8,040	2115,00	0°00'	цементного
			3	АН1-233	ТУ 3663-050-70587573-2009	12,390	233,0	3,820	970,00	-	стакана,
			4	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	40,740	203,0	28,350	6039,00	-	башмака
			5	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	50,190	178,0	9,450	1470,00	-	направления;
			6	КОБК 178x35 (БОКС-178)	ТУ 3663-013-00136633-97 (ТУ ЦБПО БНО)	50,600	178,0	0,410	50,50	-	бурение под
			7	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	145,100	178,0	94,500	14700,00	-	кондуктор
2*	45	430	1	393,7 GRDP545-R174	ТУ 3664-874-05749180	0,530	393,7	0,530	170,00	-	Разбуривание
			2	АН1-233	ТУ 3663-050-70587573-2009	4,350	233,0	3,820	970,00	-	цементного
			3	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	23,250	203,0	18,900	4026,00	-	стакана,
			4	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	32,700	178,0	9,450	1470,00	-	башмака
			5	КОБК 178x35 (БОКС-178)	ТУ 3663-013-00136633-97 (ТУ ЦБПО БНО)	33,110	178,0	0,410	50,50	-	направления;
			6	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	108,710	178,0	75,600	11760,00	-	бурение под кондуктор

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
3	50	430	1	393,7 GRDP545-R174	ТУ 3664-874-05749180	0,530	393,7	0,530	170,00	-	Проработка, (шаблонировка) под кондуктор
			2	3-УСР 393,7	СТП UD-10-01	0,925	393,7	0,395	93,00	-	
			3	УБТ 245x90	ТУ 26-12-775-90	10,375	245,0	9,450	2736,00	-	
			4	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	29,275	203,0	18,900	4026,00	-	
			5	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	38,725	178,0	9,450	1470,00	-	
			6	КОБК 178x35 (БОКС-178)	ТУ 3663-013-00136633-97 (ТУ ЦБПО БНО)	39,135	178,0	0,410	50,50	-	
			7	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	114,735	178,0	75,600	11760,00	-	
4	420	720	1	295,3 MTR627-R438	ТУ 3664-874-05749180	0,367	295,3	0,367	86,00	-	Разбуривание цементного стакана, башмака кондуктора; бурение под техническую колонну
			2	ДРУ-240 РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	8,407	240,0	8,040	2115,00	0°00'	
			3	АН1-195	ТУ 3663-050-70587573-2009	11,734	203,0	3,327	620,00	-	
			4	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	40,084	203,0	28,350	6039,00	-	
			5	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	49,534	178,0	9,450	1470,00	-	
			6	КОБК 178x35 (БОКС-178)	ТУ 3663-013-00136633-97 (ТУ ЦБПО БНО)	49,944	178,0	0,410	50,50	-	
			7	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	144,444	178,0	94,500	14700,00	-	
4*	420	720	1	295,3 MTR627-R438	ТУ 3664-874-05749180	0,367	295,3	0,367	86,00	-	Разбуривание цементного стакана, башмака кондуктора; бурение под техническую колонну
			2	АН1-195	ТУ 3663-050-70587573-2009	3,694	203,0	3,327	620,00	-	
			3	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	22,594	203,0	18,900	4026,00	-	
			4	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	32,044	178,0	9,450	1470,00	-	
			5	КОБК 178x35 (БОКС-178)	ТУ 3663-013-00136633-97 (ТУ ЦБПО БНО)	32,454	178,0	0,410	50,50	-	
			6	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	108,054	178,0	75,600	11760,00	-	

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
5	430	720	1	295,3 МТR627-R438	ТУ 3664-874-05749180	0,367	295,3	0,367	86,00	-	Проработка (шаблонировка) под техническую колонну
			2	1-КА295,3 СТ	ТУ 3664-035-05749180-2003	0,762	295,3	0,395	93,00	-	
			3	УБТ 245x90	ТУ 26-12-775-90	10,212	245,0	9,450	2736,00	-	
			4	УБТС 203x80	ТУ 3 РГ 200-2003	29,112	203,0	18,900	4026,00	-	
			5	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	38,562	178,0	9,450	1470,00	-	
			6	КОБК 178x35 (БОКС-178)	ТУ 3663-013-00136633-97 (ТУ ЦБПО БНО)	38,972	178,0	0,410	50,50	-	
			7	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	114,572	178,0	75,600	11760,00	-	
6	710	720	1	215,9 ТЗГАУ-R590	ТУ 3664-874-05749180	0,330	215,9	0,330	37,00	-	Разбуривание цементного стакана, башмака технической колонны
			2	ДРУ2-172РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	9,040	172,0	8,710	1284,00	0°00'	
			3	КОБК 178x35	ТУ 3663-013-00136633-97	9,450	178,0	0,410	50,50	-	
7	720	1450	1	БИТ 215,9 В 713 У	ТУ 3664-001-50783875-2000	0,422	215,9	0,422	46,00	-	Бурение под эксплуатационную колонну
			2	ДРУ2-172РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	9,132	172,0	8,710	1284,00	0°00'	
			3	АН1-165	ТУ 3663-050-70587573-2009	12,082	168,0	2,950	365,00	-	
			4	КОБК 178x35	ТУ 3663-013-00136633-97	12,492	178,0	0,410	50,50	-	
			5	УБТ 178x80	ТУ 3663-033-48416997-2005	88,092	178,0	75,600	11760,00	-	
8	1325 1390 1410	1365 1405 1450	1	212,7/80 СВ 366SM-A38	ТУ 3664-035-05749180	0,222	212,7	0,222	20,00	-	Бурение с отбором керна
			2	СК-172/80.800	ТУ 3664-006-12033648-2005	15,862	176,0	15,640	1595,00	-	
			3	Д1-195.7/8	ТУ 3664-005-14030039-2005	24,562	195,0	8,700	1463,00	-	
			4	КОБК 178x35	ТУ 3663-013-00136633-97	24,972	178,0	0,410	50,50	-	
			5	УБТ 178x80	ТУ 3 РГ 200-2003	81,672	178,0	56,700	8820,00	-	
9	720	1450	1	215,9 ТЗГАУ-R590	ТУ 3664-874-05749180	0,330	215,9	0,330	37,00	-	Расширка, проработка (шаблонировка) под эксплуатационную колонну
			2	ДРУ2-172РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	9,040	172,0	8,710	1284,00	0°00'	
			3	АН1-165	ТУ 3663-050-70587573-2009	11,990	168,0	2,950	365,00	-	
			4	КОБК 178x35	ТУ 3663-013-00136633-97	12,400	178,0	0,410	50,50	-	
			5	УБТ 178x80	ТУ 3663-033-48416997-2005	69,100	178,0	56,700	8820,00	-	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
10	1440	2450	1	146,0 SLHP627 R949	ТУ 3664-035-05749180	0,285	146,0	0,285	17,00	-	Разбуривание цементного стакана, башмака эксплуатационной колонны, бурение, проработка под хвостовик
			2	ДРУ1-120РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	6,755	120,0	6,470	437,00	0°00'	
			3	КОБК 127x35	ТУ 3663-013-00136633-97	7,115	127,0	0,360	24,00	-	
			4	УБТС 121x51	ТУ 26-12-775-90	120,515	121,0	113,400	7200,00	-	
11	1720	1750	1	БИТ 146/80 В 613 УС.20	ТУ 3664-001-05783875-2000	0,325	146,0	0,325	11,00	-	Бурение с отбором керна
	1810	1850	2	УК2-127/80	ТУ 3664-007-70587573-03	14,745	130,0	14,420	600,00	-	
	1885	1950	3	ДРУ1-120РС	ТУ 3664-044-00147074-2002	21,215	120,0	6,470	437,00	0°00'	
	1985	2025	4	КОБК 127x35	ТУ 3663-013-00136633-97	21,575	127,0	0,360	24,00	-	
	2085	2125	5	УБТС 121x51	ТУ 26-12-775-90	97,175	121,0	75,600	4800,00	-	
	2335	2355									
	2440	2450									

* Справочно.

Примечания

1 Применение других забойных двигателей и долот производится с учетом резервных вариантов, предусмотренных в регламенте.

2 Согласно п.190 ФНиП ПБНГП [1] для разбуривания внутренних деталей технологической оснастки, стыковочных устройств и цементных стаканов в обсадных колоннах следует применять гладкие неармированные УБТ без центрирующих устройств и применять долота без боковой армировки твердосплавными вставками или со срезанными периферийными зубьями.

3 Использование аналогов указанных элементов в КНБК производится при соответствии типоразмеров и класса прочности не ниже, указанных в данной таблице.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.3 - Потребное количество долот и элементов КНБК

Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Вид технологической операции (бурение, отбор керна, расширка, проработка)	Интервал работ по стволу, м		Норма расхода		Потребное количество на интервал, шт
		от (верх)	до (низ)	единица измерения	величина	
490,0 GRD213-R216	бурение под направление	0	50	м	300,000	0,167
393,7 GRDP545-R174	разбуривание цементного стакана, башмака направления	45	50	м	500,000	0,010
393,7 GRDP545-R174	бурение под кондуктор	50	430	м	500,000	0,760
393,7 GRDP545-R174	проработка (шаблонировка) под кондуктор	50	430	шт.	0,500	0,500
295,3 MTR627-R438	разбуривание цементного стакана, башмака кондуктора	420	430	м	700,000	0,014
295,3 MTR627-R438	бурение под техническую колонну	430	720	м	700,000	0,414
295,3 MTR627-R438	проработка (шаблонировка) под техническую колонну	430	720	шт.	0,100	0,100
215,9 ТЗГАУ-R590	разбуривание цементного стакана, башмака технической колонны	710	720	м	150,000	0,067
БИТ 215,9 В 713 У	бурение под эксплуатационную колонну	720	1325	м	940,000	0,644
212,7/80 СВ 366SM-A38	отбор керна	1325	1365	м	150,000	0,267
215,9 ТЗГАУ-R590	расширка	1325	1365	м	150,000	0,267
БИТ 215,9 В 713 У	бурение под эксплуатационную колонну	1365	1390	м	940,000	0,027
(215,9 ТЗГАУ-R590)	(бурение под эксплуатационную колонну)	(1365)	(1390)	(м)	(150,000)	(0,167)

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Коп.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.8.3

1	2	3	4	5	6	7
212,7/80 СВ 366SM-A38	отбор керна	1390	1405	м	150,000	0,100
215,9 ТЗГАУ-R590	расширка	1390	1405	м	150,000	0,100
БИТ 215,9 В 713 У	бурение под эксплуатационную колонну	1405	1410	м	940,000	0,005
(215,9 ТЗГАУ-R590)	(бурение под эксплуатационную колонну)	(1405)	(1410)	(м)	(150,000)	(0,033)
212,7/80 СВ 366SM-A38	отбор керна	1410	1450	м	150,000	0,267
215,9 ТЗГАУ-R590	расширка	1410	1450	м	150,000	0,267
215,9 ТЗГАУ-R590	проработка (шаблонировка) под эксплуатационную колонну	720	1450	шт.	0,500	0,500
146,0 SLHP627 R949	разбуривание цементного стакана, башмака эксплуатационной колонны, бурение под хвостовик	1440	1720	м	74,000	3,784
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	1720	1750	м	150,000	0,200
146,0 SLHP627 R949	бурение под хвостовик	1750	1810	м	74,000	0,811
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	1810	1850	м	150,000	0,267
146,0 SLHP627 R949	бурение под хвостовик	1850	1885	м	74,000	0,473
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	1885	1950	м	150,000	0,433
146,0 SLHP627 R949	бурение под хвостовик	1950	1985	м	74,000	0,473
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	1985	2025	м	150,000	0,267

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.8.3

1	2	3	4	5	6	7
146,0 SLHP627 R949	бурение под хвостовик	2025	2085	м	74,000	0,811
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	2085	2125	м	150,000	0,267
146,0 SLHP627 R949	бурение под хвостовик	2125	2335	м	74,000	2,838
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	2335	2355	м	150,000	0,133
146,0 SLHP627 R949	бурение под хвостовик	2355	2440	м	74,000	1,149
БИТ 146/80 В 613 УС.20	отбор керна	2440	2450	м	150,000	0,067
146,0 SLHP627 R949	проработка (шаблонировка) под хвостовик	1450	2450	шт.	0,500	0,500

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

77	Лист
----	------

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.4 - Суммарное количество и вес долот, элементов КНБК

Название обсадной колонны	Типоразмер, шифр или краткое название элемента КНБК	Масса единицы, кг	Вид технологической операции	Суммарная величина		
				количество (штук) элементов КНБК		масса по типоразмеру или шифру, т
				по виду операции	по типо- размеру или шифру	
1	2	3	4	5	6	7
Направление	490,0 GRD213-R216	300,0	бурение под направление	0,167	0,167	0,0500
Кондуктор	393,7 GRDP545-R174	170,0	разбуривание цементного стакана, башмака направления	0,010	0,010	0,0017
	393,7 GRDP545-R174	170,0	бурение под кондуктор	0,760	0,760	0,1292
	393,7 GRDP545-R174	170,0	проработка (шаблонировка) под кондуктор	0,500	0,500	0,0850
Техническая	295,3 MTR627-R438	86,0	разбуривание цементного стакана, башмака кондуктора	0,014	0,014	0,0012
	295,3 MTR627-R438	86,0	бурение под техническую колонну	0,414	0,414	0,0356
	295,3 MTR627-R438	86,0	проработка (шаблонировка) под техническую колонну	0,100	0,100	0,0086

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.8.4

1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатационная	215,9 ТЗГАУ-R590	37,0	разбуривание цементного стакана, башмака технической колонны	0,067	0,067	0,002
	БИТ 215,9 В 713 У	46,0	бурение под эксплуатационную колонну	0,676	0,676	0,031
	212,7/80 СВ 366SM-A38	20,0	отбор керна	0,633	0,633	0,013
	215,9 ТЗГАУ-R590	37,0	расширка	0,633	0,633	0,023
	215,9 ТЗГАУ-R590	37,0	проработка (шаблонировка) под эксплуатационную колонну	0,500	0,500	0,019
Хвостовик	146,0 SLHP627 R949	17,0	разбуривание цементного стакана, башмака эксплуатационной колонны, бурение, проработка (шаблонировка) под хвостовик	10,838	10,838	0,184
	БИТ 146/80 В 613 УС.20	11,0	отбор керна	1,633	1,633	0,018

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Лист	79
------	----

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.8.5 - Конструкция бурильных колонн

Вид технологической операции (бурение скважины, спуск частей обсадной колонны, разбуривание цемента)	Интервал по стволу, м		Номер секции бурильной колонны (снизу-вверх) без КНБК	Характеристика бурильной трубы						Интервал установки секции (снизу-вверх), м		Длина секции, м	Масса, т		Коэффициент запаса на статическую прочность трубы	Коэффициент запаса прочности по усталости
	от (верх)	до (низ)		тип (шифр)	наружный диаметр, мм	марка (группа) прочности материала	тип замкового соединения	толщина стенки, мм	от (верх)	до (низ)	секции		нарастающая			
	2	3												5		
Бурение под направление	0	50	1	УБТС 203x80	203	45ХГМА	-	61,50	31	49	19	4,026	4,326	-	-	
			2	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	12	31	19	2,940	7,266	-	-	
			3	ПК 127x9 ЛЗ	127	Л	ЗП-162	9,19	0	12	12	0,368	7,634	-	-	
			4	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	9,528	-	-	
Бурение под кондуктор	50	430	1	УБТС 203x80	203	45ХГМА	-	61,50	389	418	28	6,039	9,294	-	-	
			2	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	285	389	104	16,170	25,464	-	-	
			3	ПК 127x9 ЛЗ	127	Л	ЗП-162	9,19	0	285	285	9,004	34,468	6,6>1,5	-	
			4	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	36,362	-	-	
Проработка (шаблонировка) под кондуктор	50	430	1	УБТ 245x90	245	45ХГМА	-	77,50	420	429	9	2,736	2,999	-	-	
			2	УБТС 203x80	203	45ХГМА	-	61,50	401	420	19	4,026	7,025	-	-	
			3	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	316	401	85	13,230	20,255	-	-	
			4	ПК 127x9 ЛЗ	127	Л	ЗП-162	9,19	0	316	316	9,963	30,218	7,5>1,5	-	
			5	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	32,112	-	-	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.8.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бурение под техническую колонну	430	720	1	УБТС 203x80	203	45ХГМА	-	61,50	680	708	28	6,039	8,860	-	-
			2	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	576	680	104	16,170	25,030	-	-
			3	ПК 127x9 Л3	127	Л	ЗП-162	9,19	0	576	576	18,177	43,207	5,3>1,5	-
			4	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	45,101	-	-
Проработка (шаблонировка) под техническую колонну	430	720	1	УБТ 245x90	245	45ХГМА	-	77,50	710	719	9	2,736	2,915	-	-
			2	УБТС 203x80	203	45ХГМА	-	61,50	691	710	19	4,026	6,941	-	-
			3	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	606	691	85	13,230	20,171	-	-
			4	ПК 127x9 Л3	127	Л	ЗП-162	9,19	0	606	606	19,120	39,291	5,8>1,5	-
			5	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	41,185	-	-
Бурение под эксплуатационную колонну	720	1450	1	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	1362	1438	76	11,760	13,506	-	-
			2	ПК 127x9 Л3	127	Л	ЗП-162	9,19	0	1362	1362	42,982	56,487	4,0>1,5	-
			3	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	58,381	-	-
Бурение с отбором керна	1325	1450	1	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	1368	1425	57	8,820	11,949	-	-
			2	ПК 127x9 Л3	127	Л	ЗП-162	9,19	0	1368	1368	43,184	55,133	4,1>1,5	-
			3	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	57,027	-	-
Расширка, проработка (шаблонировка) под эксплуатационную колонну	720	1450	1	УБТ 178x80	178	45ХГМА	-	49,00	1381	1438	57	8,820	10,557	-	-
			2	ПК 127x9 Л3	127	Л	ЗП-162	9,19	0	1381	1381	43,581	54,138	4,2>1,5	-
			3	ВБТ 140x140 К	-	-	-	-	-	-	16	1,894	56,032	-	-
Бурение (проработка) под хвостовик	1450	2450	1	УБТС 121x51	121	45ХГМА	-	35,00	2329	2443	113	7,200	7,678	-	-
			2	ПН 89x9 Л3	89	Л	ЗП-127	9,40	0	2329	2329	49,432	57,110	2,2>1,5	-
			3	ВБТ 89x89 К	-	-	-	-	-	-	16	0,705	57,815	-	-

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.8.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Бурение с отбором керна	1720	2450	1	УБТС 121х51	121	45ХГМА	-	35,00	2353	2428	76	4,800	5,872	-	-
			2	ПН 89х9 Л3	89	Л	ЗП-127	9,40	0	2353	2353	49,927	55,799	2,2>1,5	-
			3	ВБТ 89х89 К	-	-	-	-	-	-	16	0,705	56,504	-	-
Спуск хвостовика	0	1200	1	ПН 89х9 Л3	89	Л	ЗП-127	9,40	0	1200	1200	25,464	51,583	2,4>1,5	-
			2	ВБТ 89х89 К	-	-	-	-	-	-	16	0,705	52,288	-	-

Примечания

- Шифры труб:
 - УБТС – труба бурильная утяжеленная сбалансированная с проточкой под элеватор, по ТУ 3663-033-48416997-2005;
 - УБТ – труба бурильная утяжеленная с проточкой под элеватор, по ТУ 3 РГ 200-2003;
 - ПК – труба бурильная стальная бесшовная с комбинированной высадкой концов и приваренными соединительными замками, по ТУ 14-3-1243-84;
 - ПН – труба бурильная стальная с наружной высадкой, по ТУ 14-3-1243-84;
 - ВБТ – труба ведущая квадратного сечения, по ТУ 29,5-30991664-001-2002.
- Не допускать простоя бурового инструмента без движения более 5 мин.
- Каждые 24 ч нахождения инструмента на забое производить шаблонировку ствола скважины.
- При отсутствии осложнений (посадки, затяжки, поглощения, флюидопроявления) скорость СПО 0,8 м/с. В интервале залегания продуктивного пласта и при наличии осложнений (посадки, затяжки, поглощения, флюидопроявления) скорость СПО не более 0,2 м/с. Производительность насосов при циркуляции, поддерживать на минимально возможном уровне обеспечивающем нормальную очистку скважины.
- Расчет бурильной колонны выполнен согласно «Инструкции по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин». Москва, 1997г..
- Применяемая смазка для бурильного инструмента РУСМА-1API, ВАЛЬМА – APINorm, класс опасности - 4.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.6 - Соотношение и вес применяемых бурильных труб по интервалам

Название обсадной колонны	Интервал по стволу, м		Вид применяемых труб		Длина труб в интервале, м	Масса труб, т		
	от (верх)	до (низ)	тип (шифр)	наружный диаметр, мм		теоретическая	с учетом 4 % на плюсовой допуск	запас на завоз 5 %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление	0	50	УБТС 203x80	203	19	4,026	4,187	0,209
			УБТ 178x80	178	19	2,940	3,058	0,153
			ПК 127x9 ЛЗ	127	12	0,368	0,383	0,019
			ВБТ 140x140 К	-	16	1,894	1,894	-
			Итого для транспортировки:					9,228
Кондуктор	0	430	УБТ 245x90	245	9	2,736	2,845	0,142
			УБТС 203x80	203	28	6,039	6,281	0,314
			УБТ 178x80	178	104	16,170	16,817	0,841
			ПК 127x9 ЛЗ	127	316	9,963	10,361	0,518
			ВБТ 140x140 К	-	16	1,894	1,894	-
Итого для транспортировки:					27,573	28,676	1,434	
Техническая	0	720	УБТ 245x90	245	9	2,736	2,845	0,142
			УБТС 203x80	203	28	6,039	6,281	0,314
			УБТ 178x80	178	104	16,170	16,817	0,841
			ПК 127x9 ЛЗ	127	606	19,120	19,885	0,994
			ВБТ 140x140 К	-	16	1,894	1,894	-
Итого для транспортировки:					9,158	9,524	0,476	

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.8.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Эксплуатационная	0	1450	УБТ 178x80	178	76	11,760	12,230	0,612
			ПК 127x9 ЛЗ	127	1381	43,581	45,324	2,266
			ВБТ 140x140 К	-	16	1,894	1,894	-
			Итого для транспортировки:			20,051	20,853	1,043
Хвостовик	0	2450	УБТС 121x51	121	113	7,200	7,488	0,374
			ПН 89x9 ЛЗ	89	2353	49,927	51,924	2,596
			ВБТ 89x89 К	-	16	0,705	0,705	-
			Итого для транспортировки:			57,832	60,117	2,971

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.7 - Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции (бурение, проработка, отбор керна и т.д.)	Тип бурового насоса УНБ-600 (κ=0,8)			
от (верх)	до (низ)		число двойных ходов в минуту	количество работающих насосов x диаметр втулок, шт.	допустимое давление, МПа	производи- тельность, л/с
0	50	бурение	60	2x170	14,5	25-55
50	430	бурение, проработка	54	2x170	14,5	25-48
430	720	бурение, проработка	54	2x170	14,5	25-48
720	1450	бурение, проработка	65	1x170	14,5	28-32
1325	1450	бурение с отбором керна	50	1x170	14,5	18-25
1450	2450	бурение, проработка	60	1x130	25,0	12-15
1720	2450	бурение с отбором керна	65	1x130	25,0	14-16

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.8 - Гидравлическая программа бурения скважины

Интервал по стволу, м		Производительность насосов, л/с	Давление на стояке, МПа		Суммарная площадь насадок долота, мм ²	Потери давления (МПа) для конца интервала в					
			в начале интервала	в конце интервала		элементах КНБК			бурильной колонне	кольцевом пространстве	обвязке буровой установки
от (верх)	до (низ)				долоте (насадках)	забойном двигателе	УБТ				
0	50	53	-	4,02	929	2,09	-	0,66	0,05	0,01	1,21
50	430	48	5,12	7,64	1149	1,11	2,46	1,99	1,09	0,01	0,98
430	720	48	8,17	9,16	950	1,62	2,46	1,99	2,08	0,03	0,98
720	1450	29	9,62	10,93	709	1,16	6,05	0,49	2,12	0,72	0,39
1450	2450	15	12,51	16,61	321	1,44	3,01	1,54	7,85	2,56	0,21
отбор керна:											
1325	1450	24	6,30	6,48	924	0,45	3,45	0,25	1,38	0,69	0,26
1720	2450	16	14,05	17,61	471	0,78	3,53	1,22	9,21	2,63	0,24

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.8.9 - Сравнительная таблица максимального давления и давлений гидроразрыва пород в процессе бурения

Название колонн	Кондуктор	Техническая	Эксплуатационная	Хвостовик
Глубина, м (по стволу)	430	720	1450	2450
Максимальное давление бурового раствора в процессе бурения, МПа, в том числе:	4,65	7,80	17,93	31,64
- гидродинамические потери бурового раствора в кольцевом пространстве, МПа	0,01	0,03	0,72	2,56
- статическое давление бурового раствора, МПа	4,64	7,77	17,21	29,08
Давление гидроразрыва пород, МПа	8,43	14,11	24,80	39,94
Запас прочности пород на гидроразрыв	1,81 (81%)	1,81 (81%)	1,38 (38%)	1,26 (26%)

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Согласно расчетам для цементирования кондуктора $K_6=0,954$. $0,95 < K_6 < 1$, следовательно, цементирование кондуктора производится в одну ступень с выполнением комплекса мероприятий по предотвращению гидроразрыва пластов.

Согласно расчетам для цементирования технической колонны $K_6=0,914$. $K_6 < 0,95$, следовательно, цементирование технической колонны производится в одну ступень с соблюдением режима продавки тампонажного раствора.

Согласно расчетам для цементирования эксплуатационной колонны $K_6=0,970$. $0,95 < K_6 < 1$, следовательно, цементирование эксплуатационной колонны производится в одну ступень с выполнением комплекса мероприятий по предотвращению гидроразрыва пластов.

Индв. № подл.	Взам. инв. №
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

1.9.2 Обсадные колонны

Таблица 1.9.1 - Заполнение затрубного пространства при креплении обсадной колонны

номер в порядке спуска	Обсадная колонна				Раствор (жидкость)					
	название колонны	интервал установки по вертикали (стволу), м		глубина установки пакера для манжетного цементирования	высота цементного стакана, м	номер раствора сверху-вниз	наименование	плотность, кг/м ³	интервал заполнения затрубного пространства по вертикали (стволу), м	
		от (верх)	до (низ)						от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Направление	0	50	-	5	1	цементный из ПЦТ II-50 ГОСТ 1581-96	1840	0	50
2	Кондуктор	0	430	-	10	1	цементный из ПЦТ II-50 ГОСТ 1581-96	1840	0	430
3	Техническая	0	720	-	-	1	облегченный цементный из ПЦТ-II-50	1580	0	220
						(1*)	(облегченный цементный из ПЦТ III-Об 5-100 ГОСТ 1581-96)	(1500)	(0)	(220)
						(1**)	(облегченный цементный из ЦТОА-I-50 ТУ 5734-016-55839907-2014)	(1500)	(0)	(220)
4	Эксплуатационная	0	1450	-	-	2	цементный из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	1840	220	720
						1	буферная жидкость, буровой раствор	-	0	220
						2	облегченный цементный из ПЦТ-II-50	1480	220	825

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.9.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
				-	-	(2*)	(облегченный цементный из ПЦТ III-Об 5-100 ГОСТ 1581-96)	(1400)	(220)	(825)
				-	-	(2**)	(облегченный цементный из ЦТОА-I-50 ТУ 5734-016-55839907-2014)	(1500)	(220)	(825)
				-	10	3	цементный из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	1840	825	1450
5	Хвостовик	1200	2450	-	10	1	цементный из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	1840	1200	2450

*, ** Справочно.

Примечания

1 Принятые условные обозначения тампонажных материалов:

- цементный из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96 – раствор, приготовленный на основе тампонажного портландцемента с минеральными добавками для низких и нормальных температур;
- облегченный цементный из ПЦТ III-Об 5-100 ГОСТ 1581-96 – раствор, приготовленный на основе тампонажного портландцемента облегченного со специальными добавками, регулирующими плотность цементного теста, для умеренных температур;
- облегченный цементный из ПЦТ-II-50 – раствор, приготовленный на сухой смеси 86 % тампонажного портландцемента с минеральными добавками для низких температур и 14 % глинопорошка ППБ;
- облегченный цементный из ЦТОА-I-50 ТУ 5734-016-55839907-2014 – раствор, приготовленный на основе тампонажного портландцемента облегченного армированного.

2 Применимы иные (РТМ-75, ОТМ-4 по ТУ 5734-001-11464234-2013 и т.д.), предварительно опробованные и рекомендованные в виде регламента, высококачественные тампонажные материалы, обеспечивающие надежное разобщение пластов и сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, при соответствии регламентируемых параметров требованиям ГОСТ, ТУ.

3 Продолжительность ОЗЦ для направления, кондуктора, технической колонны, эксплуатационной колонны и хвостовика – 24 часа.

4 Выбор тампонажных материалов для приготовления на их основе тампонажных растворов должен соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу цементирования независимо от способа цементирования.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Таблица 1.9.2 - Исходные данные для расчета кондуктора

Наименование	Раз-мер-ность	Условные обозначения	Численное значение
1 Расстояние от устья скважины по вертикали: - до башмака колонны - до уровня цементного раствора - до рассчитываемого сечения	м	L_o h z	430 0 -
2 Плотность: - жидкости при опрессовке - цементного раствора за колонной - гидростатического давления столба жидкости для расчета минимального наружного давления	кг/м ³	$\gamma_{ж}$ $\gamma_{ц}$ $\gamma_{г.ст.}$	1000 1840 1100
3 Длина участка тампонажного раствора по вертикали: - цементного раствора	м	$l_{ц}$	430
4 Давление: - наружное на глубине Z - внутреннее на глубине Z - наружное избыточное на глубине Z - внутреннее избыточное на глубине Z	МПа	$P_{нZ}$ $P_{вZ}$ $P_{ниZ}$ $P_{виZ}$	расчетн. расчетн. расчетн. расчетн.
5 Типоразмеры обсадных труб: - наружный диаметр - тип резьбы	мм -	D_n -	323,9 ОТТМ
6 Коэффициенты запаса прочности: - на наружное избыточное давление - на внутреннее избыточное давление - на растяжение		η_1 η_2 η_3	1,0 1,15 1,30

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 1.9.3 - Исходные данные для расчета технической колонны

Наименование	Раз-мер-ность	Условные обозначе-ния	Численное значение
1 Расстояние от устья скважины по вертикали:	м	L_o	720
- до башмака колонны		h	0
- до уровня цементного раствора		l	1325
- до пласта, из которого возможны проявления (пласт О-1)	кг/м ³	Z	-
- до рассчитываемого сечения		$\gamma_{ж}$	1000
2 Плотность:		$\gamma_{ц}$	1840
- жидкости при опрессовке		$\gamma_{о.ц}$	1580
- цементного раствора за колонной	м	$\gamma_{г.ст.}$	1100
- облегченного цементного раствора за колонной		$l_{ц}$	500
- гидростатического давления столба жидкости для расчета минимального наружного давления		$l_{оц}$	220
3 Длина участка тампонажного раствора по вертикали:	МПа	$P_{нz}$	расчетн.
- цементного раствора		$P_{вz}$	расчетн.
- облегченного цементного раствора		$P_{ниz}$	расчетн.
4 Давление:		$P_{виz}$	расчетн.
- наружное на глубине Z		$P_{пл.}$	14,7
- внутреннее на глубине Z	мм	$D_{н}$	244,5
- наружное избыточное на глубине Z		-	БТС
- внутреннее избыточное на глубине Z		η_1	1,00
- пластовое проявляющего пласта		η_1	1,15
5 Типоразмеры обсадных труб:		η_2	1,15
- наружный диаметр		η_3	1,30
- тип резьбы			
6 Коэффициенты запаса прочности:			
- на наружное избыточное давление			
- на наружное избыточное давление в интервале продуктивных горизонтов			
- на внутреннее избыточное давление			
- на растяжение			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

93

Таблица 1.9.4 - Исходные данные для расчета эксплуатационной колонны

Наименование	Размерность	Условные обозначения	Численное значение
1 Расстояние от устья скважины по вертикали:	м		
- до башмака колонны		L_0	1450
- до уровня цементного раствора		h	220
- до продуктивного пласта (В10)		l	2335
- максимально возможное снижение уровня при испытании		H_{\max}	1679
- до рассчитываемого сечения	кг/м ³	Z	-
2 Плотность:			
- жидкости при опрессовке		$\gamma_{ж}$	1000
- цементного раствора за колонной		$\gamma_{ц}$	1840
- облегченного цементного раствора за колонной		$\gamma_{о.ц}$	1480
- гидростатического давления столба жидкости для расчета минимального наружного давления	$\gamma_{г.ст.}$	1100	
3 Длина участка тампонажного раствора по вертикали:	м		
- цементного раствора		$l_{ц}$	625
- облегченного цементного раствора		$l_{оц}$	605
4 Давление:	МПа		
- наружное на глубине Z		$P_{нZ}$	расчетн.
- внутреннее на глубине Z		$P_{вZ}$	расчетн.
- наружное избыточное на глубине Z		$P_{ниZ}$	расчетн.
- внутреннее избыточное на глубине Z		$P_{виZ}$	расчетн.
- пластовое проявляющего объекта	$P_{пл}$	25,2	
5 Типоразмеры обсадных труб:	мм		
- наружный диаметр		$D_{н}$	168,3
- тип резьбы	-	-	БТСАТУ (ТМК-ФМС, ВМЗ-1)
6 Коэффициенты запаса прочности:			
- на наружное избыточное давление		η_1	1,00
- на наружное избыточное давление в интервале продуктивных горизонтов		η_1	1,15
- на внутреннее избыточное давление		η_2	1,15
- на растяжение		η_3	1,15

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

94

Таблица 1.9.5 - Исходные данные для расчета хвостовика

Наименование	Раз-мер-ность	Условные обозначе-ния	Численное значение
1 Расстояние от устья скважины по вертикали: - до башмака колонны - до уровня цементного раствора - до продуктивного пласта (В10) - максимально возможное снижение уровня при испытании - до рассчитываемого сечения	м	L_0 h l H_{max}	2450 1200 2335 1679
2 Плотность: - жидкости при опрессовке - цементного раствора за колонной - гидростатического давления столба жидкости для расчета минимального наружного давления	кг/м ³	$\gamma_{ж}$ $\gamma_{ц}$ $\gamma_{г.ст.}$	1000 1840 1100
3 Длина участка тампонажного раствора по вертикали: - цементного раствора	м	$l_{ц}$	1250
4 Давление: - наружное на глубине Z - внутреннее на глубине Z - наружное избыточное на глубине Z - внутреннее избыточное на глубине Z - пластовое проявляющего объекта	МПа	$P_{нz}$ $P_{вz}$ $P_{ниz}$ $P_{виz}$ $P_{пл}$	расчетн. расчетн. расчетн. расчетн. 25,2
5 Типоразмеры обсадных труб: - наружный диаметр - тип резьбы	мм -	$D_{н}$ -	114,0 БТСАТУ (ТМК-ФМС, ВМЗ-1)
6 Коэффициенты запаса прочности: - на наружное избыточное давление - на наружное избыточное давление в интервале продуктивных горизонтов - на внутреннее избыточное давление - на растяжение		η_1 η_1 η_2 η_3	1,00 1,15 1,15 1,15

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

95

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.9.6 - Способы расчета избыточных давлений и распределение их по длине колонны

Номер колонны в порядке спуска	Название колонн	Способы расчета избыточных давлений		Опрессовочный реагент		Распределение избыточных давлений по длине колонн		
		наружное	внутреннее	тип, шифр, название	плотность, кг/м ³	глубина, м	наружное, МПа	внутреннее, МПа
2	Кондуктор	на момент окончания цементирования по столбу тампонажного раствора	при опрессовке в один прием без пакера	техническая вода	1000	0	0	7,50
						430	3,05	7,08
3	Техническая	при возможном полном опорожнении колонны	при опрессовке в один прием без пакера	техническая вода	1000	0 720	0 7,77	9,00 8,29
4	Эксплуатационная	при возможном полном опорожнении колонны	при опрессовке в один прием без пакера	техническая вода	1000	0 1450	0 15,65	24,10 22,68
5	Хвостовик	при возможном полном опорожнении колонны	при опрессовке в один прием без пакера	техническая вода	1000	0	0	24,10
						1200	12,95	-
						2450	26,44	21,70

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

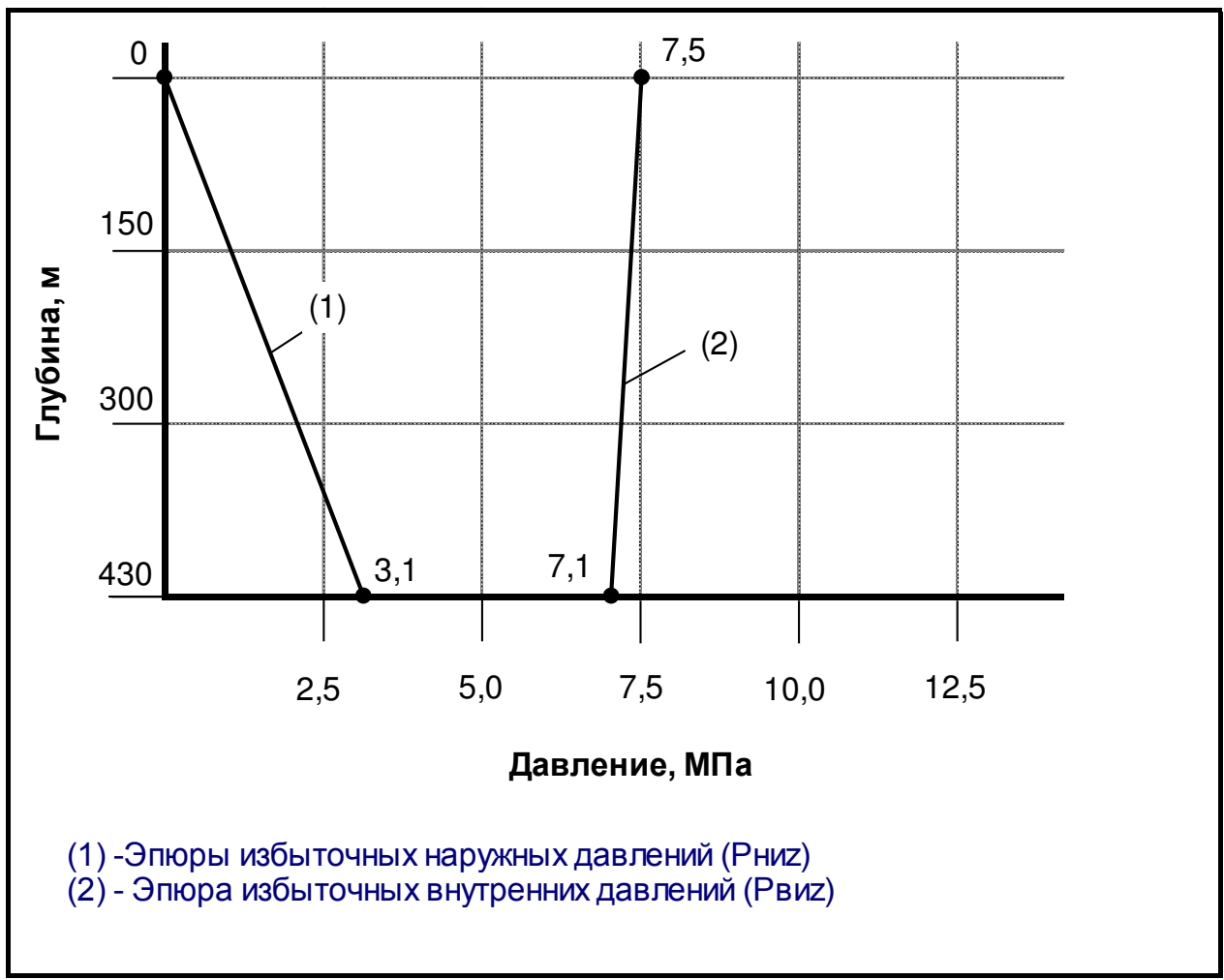


Рисунок 3 - Эпюры избыточных давлений для расчета кондуктора

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

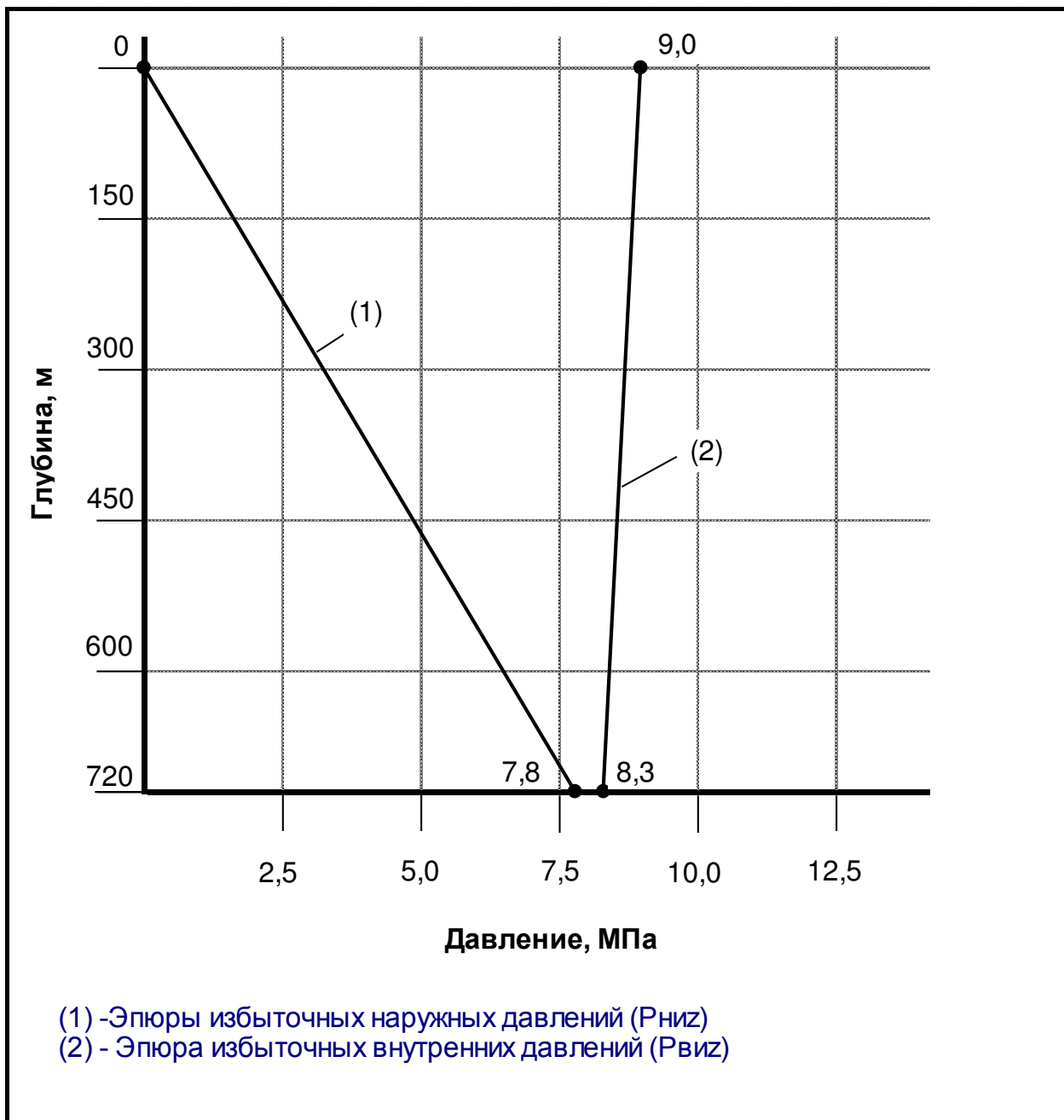


Рисунок 4 - Эпюры избыточных давлений для расчета технической колонны

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

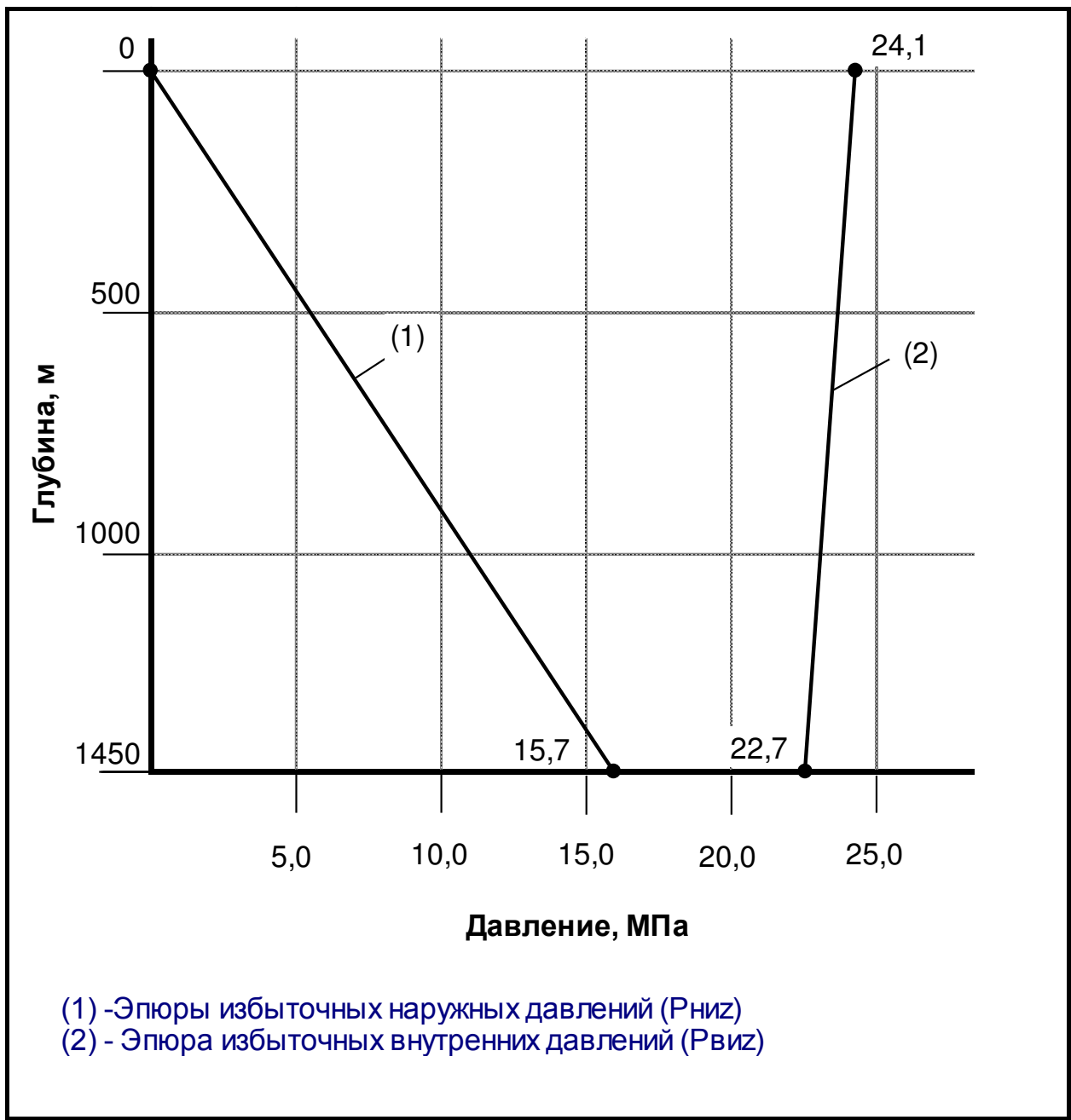


Рисунок 5 - Эпюры избыточных давлений для расчета эксплуатационной колонны

Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

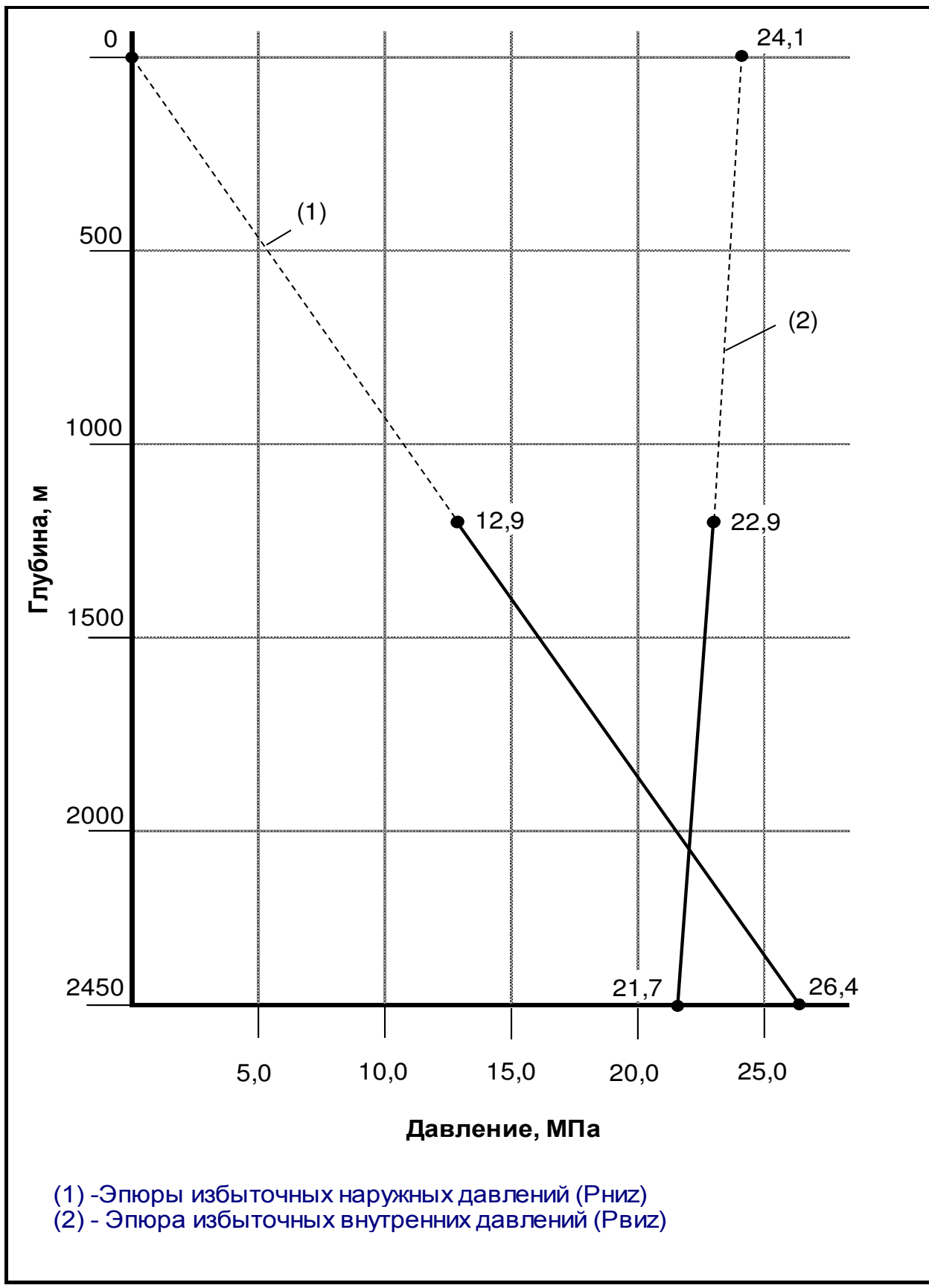


Рисунок 6 - Эпюры избыточных давлений для расчета хвостовика

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

13360-ИОС7.1.ТЧ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.9.7 - Параметры обсадных колонн

Название колонны (тип резьбы)	Условный наружный диаметр колонны, мм	Номер равнопрочной секции труб части колонны (снизу-вверх)	Интервал установки по стволу, м		Марка (группа прочности стали)	Толщина стенки, мм	Длина секции по стволу, м	Масса секции, т	Нарастающая масса, т	Коэффициент запаса прочности			Величина натяжения колонны, тс	Масса труб, т		
			от (низ)	до (верх)						избыточное давление		рас- тяже- ние		спуск колон- ны в клино- вом за- хвате	с уче- том на плюсо- вой допуск 5 %	за- пас на завоз 5 %
										нару- жное	внут- рен- нее					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Направление (ТРЕУГ.)	426	1	50	0	Д	11,0	50	5,65	5,65	-	-	-	-	-	5,93	0,30
Итого по направлению:							50		5,65						5,93	0,30
Кондуктор (ОТТМ)	324	1	430	0	Д	9,5	430	32,72	32,72	2,36	2,44**	<u>8,29*</u> 10,53	5,92	-	34,36	1,72
Итого по кондуктору:							430		32,72						34,36	1,72
Техническая (БТС)	245	1	720	0	Д	8,9	720	38,88	38,88	1,60	2,55**	<u>6,24*</u> 6,22	4,06	-	40,82	2,04
Итого по технической колонне:							720		38,88						40,82	2,04
Эксплуатационная (БТСАТУ) (Вариант 1)	168	1	1450	0	Д	8,9	1450	52,35	52,35	1,72	1,39**	<u>3,14*</u> 3,13	2,64	-	54,96	2,75
Итого по эксплуатационной колонне:							1450		52,35						54,96	2,75
Эксплуатационная (ВМЗ-1, ТМК-ФМС) (Вариант 2)	168	1	1450	0	Е	8,9	1450	50,92	50,92	2,72	2,19**	<u>5,22*</u> 4,67	3,23	-	53,47	2,67
Итого по эксплуатационной колонне:							1450		50,92						53,47	2,67

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.9.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Хвостовик (БТСАТУ) (ТМК-ФМС, ВМЗ-1) (Вариант 1)	114	1	2450	1200	К	7,4	1250	24,75	24,75	1,60	2,19**	3,11	-	-	25,99	1,30
Итого по хвостовику:								1250	24,75						25,99	1,30
Хвостовик (БТСАТУ) (ТМК-ФМС, ВМЗ-1) (Вариант 2)	114	1	2450	1200	Д	7,4	1250	24,88	24,88	1,40	1,70**	<u>2,95*</u> 3,67	-	-	26,12	1,31
Итого по хвостовику:								1250	24,88						26,12	1,31

* Коэффициент запаса прочности на растяжение приведен: в числителе – для резьбового соединения; в знаменателе – по телу трубы.

** При опрессовке труб на поверхности.

Примечание – Замена обсадных труб по типам резьбовых соединений, группам прочности, толщинам стенок производится в соответствии с требованиями «Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин», М., 1997 г. и пересчетом колонны на равнопрочность.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.9.8 - Технологическая оснастка обсадных колонн

№ в порядке спуска	Название колонны	Элемент технологической оснастки части колонны							
		№ в порядке спуска	наименование, шифр, типоразмер	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	техническая характеристика			количество, шт	
					диаметр, мм	длина (высота), мм	масса, кг		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Направление	1	Башмак БКМ-426-ОТТМ	ТУ 3663-027-00136596-2001	451	220	425	145,0	1
2	Кондуктор	1	Башмак БКМ-324-ОТТМ	ТУ 3663-027-00136596-2001	351	160	390	85,0	1
		2	Обратный клапан ЦКОДМ-324-ОТТМ	ТУ 3663-030-00136596-2002	351	300	405	92,0	1
		3	Центратор ЦЦ-2-324/394	-	450,0	-	-	18,5	5 (6)**
		4	Устройство экранирующее УЭЦС-324*	ТУ 3663-092-00744002-2010	483	328	337	8,4	2 (3)**
		5	Продавочная пробка ПРП-Ц-324	«НЕФТЕМАШ»	317	-	400	10,0	1
3	Техническая	1	Башмак БКМ-245-БТС	ТУ 3663-027-00136596-2001	270	120	378	53,0	1
		2	Обратный клапан ЦКОДМ-245-БТС	ТУ 3663-030-00136596-2002	270	225	430	65,0	1
		3	Центратор ПЦ-245/295-02Ф	ТУ 3663-0040-44888724-2003	327,5	-	680	9,0	5 (6)**
		4	Устройство экранирующее УЭЦС-245*	ТУ 3663-092-00744002-2010	400	247	334	6,8	2 (3)**
		5	Продавочная пробка ПВЦ-219x245	ТУ 39-1259-88	235	-	315	13,0	1

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.9.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
4	Эксплуатационная	1	Башмак БКМ-168-БТС	ТУ 3663-027-00136596-2001	188	80	303	23,0	1
		2	Обратный клапан ЦКОДМ-168-БТС	ТУ 3663-030-00136596-2002	188	147	420	26,9	1
		3	Центратор ПЦ-168/216-01	ТУ 3663-0040-44888724-2003	254	-	680	7,2	18
		4	Продавочная пробка ПВЦ-146x168	ТУ СЦБПО БНО	158	-	205	5,0	1
5	Хвостовик	1	Башмак БКМ-114-БТС	ТУ 3663-027-00136596-2001	127	50	280	15,0	1
		2	Обратный клапан ПХЦ1 114/168.080	ТУ 3663-085-00744002-2010	127	96	450	9,0	1
		3	Центратор ПЦ2А-114/144	ТУ 3663-0040-44888724-2003	160	-	545	5,0	58
		4	Подвеска хвостовика ПХЦ3 114/168	ТУ 3665-083-00744002-2010	141	99	3907	209,6	1

* Глубины установок определяются технологической картой на крепление скважин бурового предприятия.

** При поглощениях.

Примечания – По результатам окончательного каротажа, необходимо проводить расчет установки технологической оснастки для каждой конкретной скважины в соответствии с СТО 241-2014 [50] и с учетом необходимости применения заколонных пакеров и турбулизаторов. Обсадная колонна оснащается элементами технологической оснастки, номенклатура, количество и место установки которых, определяется в плане работ на спуск и цементирование обсадных колонн.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.9.9 - Режим спуска обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Смазка резьбовых соединений			Момент свинчивания обсадных труб, кг·м	Допустимая скорость спуска труб, м/с	Периодичность долива колонны, м
		шифр или наименование	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ и т.п. на изготовление	масса, кг			
1	Направление	РУСМА-1API, ВАЛЬМА – API Norm	ТУ 0254-084-46977243-2009, ТУ 0254-010-54044229-2009	1,12	750-960	1,0	-
2	Кондуктор	РУСМА-1API, ВАЛЬМА – API Norm	ТУ 0254-084-46977243-2009, ТУ 0254-010-54044229-2009	9,59	750-960	1,0	-
3	Техническая	РУСМА-1API, ВАЛЬМА – API Norm	ТУ 0254-084-46977243-2009, ТУ 0254-010-54044229-2009	11,16	550-750	1,0	-
4	Эксплуатационная	РУСМА-1API, ВАЛЬМА – API Norm	ТУ 0254-084-46977243-2009, ТУ 0254-010-54044229-2009	13,05	350-500	1,3/1,0* 0,2 - 0,3**	постоянно через дроссельное устройство обратного клапана ЦКОДМ, контроль уровня промывочной жидкости в колонне через 300 м спущенных труб. Доливать при необходимости.
5	Хвостовик	РУСМА-1API, ВАЛЬМА – API Norm	ТУ 0254-084-46977243-2009, ТУ 0254-010-54044229-2009	6,25	330-470	1,0/0,2-0,3***	через каждые 300-400 м спущенных труб

* При спуске эксплуатационной колонны с пакером, скорость спуска не более 1 м/с.

** В интервалах продуктивных горизонтов.

*** В числителе – в интервале обсаженного ствола; в знаменателе – от башмака эксплуатационной колонны до забоя скважины.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.9.9

Примечания

- 1 При прохождении интервалов ствола скважины, склонных к сужению, скорость спуска от 0,25 до 0,3 м/с.
- 2 При спуске эксплуатационной колонны необходимо производить промежуточные промывки, в соответствии с планом работ, при необходимости с расхаживанием в пределах допустимых нагрузок для данного типоразмера труб. Интервалы промывок выбирать с учетом состояния ствола скважины. Продолжительность промывки равна времени замещения бурового раствора в объеме скважины, после выравнивания давления и производительности с учетом глубины спуска обсадной колонны. Циркуляция бурового раствора восстанавливается с наименьшей производительностью насосов с доведением ее до 24 л/с. При возникновении в процессе спуска посадок или затяжек проводится промежуточная промывка до свободного прохождения колонны.
- 3 После окончания спуска хвостовика до проектной глубины производится промывка скважины с производительностью 8-10 л/с в течение 1,5 циклов, параметры раствора доводятся до проектных.
- 4 Обязательно производить шаблонирование обсадных труб согласно СТО 241-2014 [50].
- 5 Все работы по подготовке ствола скважины, спуску эксплуатационной колонны проводить согласно планов работ на крепление скважины и СТО 241-2014 [50].

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Лист	106
------	-----

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.9.10 - Опрессовка обсадных колонн

Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Плотность жидкости для опрессовки колонны, кг/м ³	Давление на устье скважины при опрессовке, МПа				Давление на устье скважины при опрессовке труб ниже пакера, МПа	Номер равнопрочной секции снизу вверх	Давление опрессовки труб равнопрочной секции на поверхности, МПа
			колонны	цементного кольца	части колонны ниже муфты для двухступенчатого цементирования	глубина установки пакера, м			
2	Кондуктор с ПВО	1000	7,5	-	-	-	-	1	8,0
3	Техническая колонна с ПВО	1000	9,0	3,1	-	-	-	1	9,5
	Межколонное пространство*	1000	1,3	-	-	-	-	-	-
4	Эксплуатационная колонна с ПВО	1000	24,1	10,9	-	-	-	1	25,3
	Межколонное пространство*	1000	1,3	-	-	-	-	-	-
5	Хвостовик совместно с эксплуатационной колонной	1000	24,1	-	-	-	-	-	25,3

* Опрессовка межколонного пространства выполняется согласно СТО 241-2014 [50].

Примечание – Опрессовка цементного кольца производится после разбуривания цементного стакана и выхода из башмака на 1-3 м с закачкой на забой порции воды (незамерзающей жидкости) и подъемом ее в башмак на 10-20 м.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

1.9.3 Цементирование обсадных колонн

Таблица 1.9.11 - Характеристика жидкостей для цементирования и составляющие их компоненты

1	2	3	Характеристика жидкости (раствора)					
			4	5	6	7	8	
							составляющие компоненты	
Номер колонны в порядке спуска	Название колонны	Номер ступени (снизу вверх)	тип или название	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа с	динамическое напряжение сдвига, Па	название	% к массе сухого вещества (для тампонажного раствора), % к массе буферной жидкости (вода)
1	Направление	1	буферная (2-3 м ³)	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			цементный	1840	50,0	20,0	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
							тех. вода	50
							хлористый кальций	2-4
			продавочная	1100	-	-	буровой раствор (тех. вода)	100
2	Кондуктор	1	буферная (3 м ³)	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			цементный	1840	50,0	20,0	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
							тех. вода	50
							(хлористый кальций)	(2-4)
			продавочная	1100	1,5	0,2	буровой раствор (тех. вода)	100

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	Техническая	1	буферная (3 м ³)	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
							НТФ	0,2
			облегченный цементный	1580	15,0	6,0	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	86
							глинопорошок ППБ	14
							тех. вода	80
			(облегченный цементный)*	(1500)	(13,9)	(15,2)	(портландцемент ПЦТ III-Об 5-100 по ГОСТ 1581-96)	(100)
							(тех. вода)	(93)
(облегченный цементный)**	(1500)	(28,0)	(8,0)	(портландцемент ЦТОВА-I-50 по ТУ 5734-016-55839907-2014)	(100)			
				(тех. вода)	(70)			
	цементный		1840	50,0	20,0	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ1581-96	100	
						тех. вода	50	
						(хлористый кальций)	(2-4)	
	продавочная		1000	1,5	0,2	тех. вода (буровой раствор)	100	
4	Эксплуатационная	1	буферная (5 м ³)	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
							НТФ	0,2
			облегченный цементный	1480	15,0	6,0	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	86
							глинопорошок ППБ	14
							тех. вода	110
(облегченный цементный)*	(1400)	(9,1)	(4,9)	(портландцемент ПЦТ III-Об 5-100 по ГОСТ 1581-96)	(100)			
						(тех. вода)	(123)	

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.9.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
			(облегченный цементный)**	(1500)	(28,0)	(8,0)	(портландцемент ЦТОВА-I-50 по ТУ 5734-016-55839907-2014)	(100)
			цементный	1840	50,0	20,0	(тех. вода)	(70)
			продавочная	1210	-	-	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ1581-96	100
							тех. вода	50
							буровой раствор (солевой раствор)	100
5	Хвостовик	1	буферная (2 м ³)	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			цементный	1840	50,0	20,0	НТФ	0,2
							портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ1581-96	100
			продавочная	1210	-	-	тех. вода	50
							буровой раствор (солевой раствор)	100

*, ** Справочно, использование после уточнения температуры по разрезу скважины, с учетом температурной области применения.

Примечания

- 1 Для ускорения гидратации при цементировании кондуктора температура закачиваемого цементного раствора и продавочной жидкости должна быть не менее 8-10° С.
- 2 Возможно применение иных буферных жидкостей, при условии обеспечения качественного крепления обсадных колонн.
- 3 Применимы иные (РТМ-75, ОТМ-4 по ТУ 5734-001-11464234-2013 и т.д.), предварительно опробованные и рекомендованные в виде регламента, высококачественные тампонажные материалы, обеспечивающие надежное разобщение пластов и сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, при соответствии регламентируемых параметров требованиям ГОСТ, ТУ.
- 4 Использование хлористого кальция при цементировании кондуктора, технической колонны по данным лабораторного анализа тампонажных материалов исходя из фактических условий.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.9.12 - Режим работы цементировочных агрегатов

Название колонны	Название технологической операции	Тип цементировочного агрегата	Диаметр втулок агрегата, мм	Скорость агрегата	Количество агрегатов	Суммарная производительность агрегатов, л/с	Давление, МПа		Время, мин	
							допустимое для агрегатов	на устье скважины в конце операции	выполнения операции	общее нарастающее от начала затворения до момента «стоп»
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Направление	закачка буферной жидкости (3 м ³)	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	7,1	-
	затворение и закачка тампонажного раствора: - цементного из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	16,0	-
	подача воды для затворения тампонажного раствора	УНБ-125/32	115	4	1	10,7	8,7	-	-	-
	продавка тампонажного раствора	УНБ-125/32	115	2	1	4,0	23,0	1,2	24,0	40,0
Кондуктор	закачка буферной жидкости (3 м ³)	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	7,1	-
	затворение и закачка тампонажного раствора: - цементного из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	УНБ-125/32	115	3	2	14,0	13,4	-	43,4	-
	подача воды для затворения тампонажного раствора	УНБ-125/32	115	4	1	10,7	8,7	-	-	-

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	продавка тампонажного раствора:		-	-	-	-	-	-	42,4	-
	- начало продавки	УНБ-125/32	115	3	2	14,0	13,4	-	-	-
	- окончание продавки и момент «стоп»	УНБ-125/32	115	2	1	4,0	23,0	6,3	-	85,8
	- освобождение продавочной пробки и другие вспомогательные работы	УНБ-125/32	115	-	1	-	-	-	15,0	-
Техническая	закачка буферной жидкости (3 м ³)	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	7,1	-
	затворение и закачка тампонажного раствора:									
	- облегченного цементного из ПЦТ-II-50	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	13,6	-
	- цементного из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	УНБ-125/32	115	3	2	14,0	13,4	-	23,9	-
	подача воды для затворения тампонажного раствора	УНБ-125/32	115	4	1	10,7	8,7	-	-	-
	продавка тампонажного раствора:		-	-	-	-	-	-	40,1	-
	- начало продавки	УНБ-125/32	115	3	2	14,0	13,4	-	-	-
	- окончание продавки и момент «стоп»	УНБ-125/32	115	2	1	4,0	23,0	8,6	-	77,6
	- освобождение продавочной пробки и другие вспомогательные работы	УНБ-125/32	115	-	1	-	-	-	15,0	-

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатационная	закачка буферной жидкости (5 м ³)	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	11,9	-
	затворение и закачка тампонажных растворов:									
	- облегченного цементного из ПЦТ-II-50	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	29,7	-
	- цементного из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	УНБ-125/32	115	3	2	14,0	13,4	-	19,6	-
	подача воды для затворения тампонажного раствора	УНБ-125/32	115	4	1	10,7	8,7	-	-	-
	продавка тампонажного раствора:									
	- начало продавки	УНБ-125/32	115	3	2	14,0	13,4	-	-	-
- окончание продавки и момент «стоп»	УНБ-125/32	115	2	1	4,0	23,0	8,7	-	85,8	
- освобождение продавочной пробки и другие вспомогательные работы	УНБ-125/32	115	-	1	-	-	-	-	15,0	
Хвостовик	закачка буферной жидкости (2 м ³)	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	4,8	-
	затворение и закачка тампонажных растворов:									
	- цементного из ПЦТ-II-50 ГОСТ 1581-96	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	28,2	-
подача воды для затворения тампонажного раствора	УНБ-125/32	115	4	1	10,7	8,7	-	-	-	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.9.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	продавка тампонажного раствора:		-	-	-	-	-	-	37,6	-
	- начало продавки	УНБ-125/32	115	3	1	7,0	13,4	-	-	-
	- окончание продавки и момент «стоп»	УНБ-125/32	115	2	1	4,0	23,0	13,6	-	65,8
	- освобождение продавочной пробки и другие вспомогательные работы	УНБ-125/32	115	-	1	-	-	-	15,0	
Примечание – Время загустевания тампонажных растворов подбирается лабораторией исходя из фактических условий.										

13360-ИОСГ.1.ТЧ

формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.9.13 - Потребное количество материалов и цементирующей техники

Название или шифр	ГОСТ, ОСТ, МРТУ и т. п. на изготовление	Единица измерения	Потребное количество					суммарное на скважину
			название колонны					
			направление	кондуктор	техническая	эксплуатационная	хвостовик	
Буферная жидкость	-	м ³	3,00	3,00	3,00	5,00	2,00	16,00
НТФ для буферной жидкости	ТУ 2439-347-05763441-2001	кг	-	6,00	6,00	10,00	4,00	26,00
Тампонажный цемент ПЦТ-II-50	ГОСТ 1581-96	т	8,81	47,85	30,62	30,98	15,55	133,81
Глинопоророшок ППБ	ТУ 480-133491	т	-	-	0,60	1,31	-	1,91
Техническая вода для затворения	-	м ³	4,40	23,92	17,89	21,11	7,78	75,10
Хлористый кальций	ГОСТ 450-77	т	0,35	-	-	-	-	0,35
Продавочная жидкость:								
- буровой раствор	-	м ³	5,77	30,65	-	25,60	14,28	76,30
- техническая вода	-	м ³	-	-	28,64	-	-	28,64
УНБ-125/32	-	шт.	3,00	6,00	5,00	4,00	3,00	21,00
УСУ 6-30	-	шт.	1,00	5,00	4,00	3,00	1,00	14,00
СКЦ-3М-94 (КЦС-32)*	-	шт.	-	1,00	1,00	1,00	1,00	4,00
ППУА - 1600/100**	-	шт.	-	1,00	1,00	1,00	1,00	4,00
1БМ-700*	-	шт.	-	1,00	1,00	1,00	1,00	4,00
УОП-20***	-	шт.	-	1,00	1,00	1,00	-	3,00

* Используются при наличии автодорог.
** При отрицательных температурах окружающей среды.
*** При наличии, в соответствии с графиком оснащения.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

1.9.4 Оборудование устья скважины

Таблица 1.9.14 - Спецификация оборудования устья скважины

Номер в порядке спуска	Обсадная колонна название	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Типоразмер, шифр или название устанавливаемого оборудования	ГОСТ, ОСТ, МРТУ, ТУ, МУ и т. д. на изготовление	Единица измерения	Количество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа	Масса, т	
								единицы	суммарная
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2	Кондуктор	7,5	противовыбросовое оборудование ОП5-350/80х35 в том числе: превентор плащечный ППГ1-350/80х35 превентор кольцевой ПК-350х35	ГОСТ 13862-90 ОСТ26-16-1622-82 ОСТ26-16-1622-82	компл. компл. компл.	1 2 1	35,0 35,0 35,0	24,100 0,840 3,300	24,100 1,680 3,300
3	Техническая	9,0	противовыбросовое оборудование	ГОСТ 13862-90	компл.	1	35,0	19,380	19,380
4	Эксплуатационная	24,1	противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х35 в том числе: превентор плащечный ППГ1-230/80х35 превентор кольцевой ПК-230х35	ГОСТ 13862-90 ОСТ26-16-1622-82 ОСТ26-16-1622-82	компл. компл. компл.	1 2 1	35,0 35,0 35,0	19,380 0,840 3,300	19,380 1,680 3,300

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.9.14

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2, 3, 4	Кондуктор, техническая, эксплуатационная	24,1	колонная головка ОКК2-35-168x245x324 ХЛ	ГОСТ Р 51365-2009	компл.	1	35,0	0,705	0,705
4, 5	Эксплуатационная, хвостовик	24,1	малогабаритное ПВО для испытания ППШР-2ФТ-156x35	ТУ 3661-001- 14866826-2005	компл.	1	35,0	0,400	0,400
4, 5	Эксплуатационная, хвостовик	24,1	фонтанная арматура АФК-1-65x35 ХЛ	ГОСТ Р 51365-2009	компл.	1	35,0	1,300	1,300

Примечание – Подготовка фонтанной арматуры согласно п.п. 299, 421 ФНиП ПБНГП [1], СТП 52-2016 [53].

13360-ИОСТ.1.ТЧ

1.9.5 Контроль процесса цементирования и изучения состояния крепи после твердения тампонажного материала

Контроль процесса цементирования осуществляется с использованием станции контроля цементирования согласно СТО 241-2014 [50], при наличии автодорог.

На этапе крепления в значительной степени определяется качество строительства скважины, ее эксплуатационная надежность.

Руководство процессом цементирования осуществляется ответственным представителем бурового предприятия.

План на спуск и цементирование колонны составляется с учетом особенностей конкретной скважины. При этом любые отступления от принятых в рабочем проекте технико-технологических решений, которые могут в той или иной степени отрицательно повлиять на качество работ, недопустимы. Целью организации контроля процесса цементирования является безусловное выполнение всех предусмотренных планом, а, следовательно, и проектом, мероприятий, направленных на обеспечение качества работ в целом. Планом определены основные контролируемые моменты процесса цементирования.

Особое внимание должно быть уделено следующему. До начала работ проверяется готовность тампонажной техники (расстановка, обвязка), соответствие цемента по количеству и номенклатуре, а также готовность буферной жидкости и жидкости затворения (по количеству и рецептуре). Плотность приготавливаемого в процессе затворения облегченного тампонажного раствора контролируется не реже одного раза в три минуты, тампонажного раствора нормальной плотности - один раз в одну минуту, отдельно по каждой цементосмесительной машине. Замеры из осреднительной установки – не реже одного раза в 5 мин. Колебания плотности допускаются не более (плюс/минус) 30 кг/м³ от значений при отсутствии осреднительной установки; (плюс/минус) 20 кг/м³ при использовании осреднительной установки, согласно лабораторному анализу. Кроме того, за приготовлением цементного раствора и за характером циркуляции (выходом бурового раствора на устье) организуется непрерывное наблюдение. По окончании затворения цемента контролируется процесс продавки разделительной пробки.

Режим цементирования должен соответствовать гидравлической программе.

В процессе продавливания, особенно на заключительном этапе, возможно возникновение поглощения, что фиксируется визуально по характеру циркуляции (выход жидкости в желоб). При обнаружении поглощения следует снизить подачу насосов, но не ниже 8-10 л/с.

Давление на устье в любой момент цементирования, в том числе и в момент получения «стоп», не должно превышать допустимого на обсадную колонну.

При цементировании кондуктора визуально регистрируется выход на устье тампонажного раствора с замером его плотности и составлением акта представителями бурового предприятия, тампонажного управления. Факт подъема цемента до устья подтверждается документально. Остановки в процессе цементирования не допускаются, время на освобождение разделительной пробки из цементировочной головки должно быть минимальным. За характером и количеством жидкости, вытесняемой из скважины, производится непрерывный визуальный контроль. Цель цементирования считается достигнутой, если документально (средствами ГИС) подтверждается факт подъема тампонажного раствора в башмак кондуктора или предыдущей колонны и проведена опрессовка межколонного пространства на герметичность на соответствующее давление. В процессе цементирования скважин, ответственным

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист	
							118	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

ИТР бурового предприятия обеспечивается регистрация параметров процесса (плотность раствора, давление, объем закачивания) с занесением в карточку цементирования скважины. Документы по креплению скважины хранятся в деле скважины на протяжении всего периода ее эксплуатации или консервации, вместе с заключениями ГИС о качестве цементирования обсадных колонн. Продолжительность цементирования не должна превышать 75 % от времени начала загустевания тампонажного раствора.

Свойства тампонажного раствора и цементного камня приведены в таблице 1.9.15.

Более подробная информация по контролю за процессом цементирования изложена в СТО 241-2014 [50].

Контроль качества крепления

Качество работ по креплению скважин и разобщению продуктивных пластов характеризуется уровнем подъема тампонажного раствора за всеми спущенными колоннами, герметичностью обсадных колонн, отсутствием межпластовых перетоков (факт перетока должен быть подтвержден геофизическими методами).

Высота подъема тампонажного раствора, его плотность по интервалам, характер сцепления тампонажного материала с колонной и со стенками скважины, наличие и точность установки элементов технологической оснастки определяется геофизическими методами, входящими в обязательный комплекс геофизических работ.

Изучение состояния крепи после твердения тампонажного раствора проводится согласно комплексу промыслово-геофизических исследований (таблица 1.4.15) и СТО 225-2013 [49].

Проектная высота подъема тампонажных растворов выбрана согласно требованиям п.232 - 237 ФНиП ПБНГП [1].

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							119
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 1.9.15 - Свойства тампонажного раствора и цементного камня

Типы цемента	ПЦТ-II-50 (4 % CaCl ₂)	ЦТОА-I-50	ПЦТ-III-Об 5-100		Облегченный из ПЦТ-II-50 (гельцемент)
			ρ=1500 кг/см ³	ρ=1400 кг/см ³	
Водоотделение, мл	0	0	-	-	7,5
Растекаемость, мм	210	250	-	-	250
Время загустевания до величины конси- стенции 30 единиц Бердена, мин	130	300	300	220	300
Предел прочности при изгибе, МПа: через 1 сутки	-	-	-	-	-
через 2 суток	3,5	1,8	4,0	4,0	1,3
через 7 суток	-	-	-	-	-

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

1.10 Испытание скважин

Настоящий раздел разработан на основании «Сборника сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах», «Сметных норм времени на испытание объектов скважин с применением испытателей пластов», а также с учетом требований ФНИП ПБНГП [1] и СТО 261-2014 [52].

1.10.1 Испытание пластов в открытом стволе в процессе бурения (ИПТ)

Для испытания скважины в процессе бурения в проекте предусматривается использование комплекта испытательных инструментов КИИЗ-146, КИИЗ-95 с опорой на забой скважины и изоляцией пласта одним пакером сверху по типовой схеме. Возможно применение комплекта испытательных инструментов с опорой на стенку скважины и изоляцией пласта двумя пакерами по согласованию геологических служб УПРР и ОАО «Сургутнефтегаз».

Для определения состояния ствола скважины перед началом испытания объекта ИПТ необходимо провести кавернометрические (профилеметрические) замеры. При этом уточняются границы залегания продуктивных пластов, выделяются проницаемые участки пласта, делается предварительная оценка их коллекторских свойств, определяется место установки пакера.

Согласно п.306 ФНИП ПБНГП [1] испытание скважины в процессе бурения с помощью испытателей пластов осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработки раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый пласт, порядок подготовки бурильной колонны и порядок проведения работ.

Режим испытания устанавливается при планировании работ и указывается в плане по испытанию в зависимости от решаемых геологических задач, типа коллектора, ожидаемого по данным ГИС и ГТИ насыщения и продуктивности пласта, конструкции и состояния ствола скважины. Режим испытания корректируется в процессе выполнения технологических операций с учетом продолжительности безопасного нахождения инструмента на забое скважины.

Продолжительность испытания в открытом стволе в процессе бурения представлена в таблице 1.10.3.

1.10.2 Испытание горизонтов на продуктивность в обсаженном стволе

В соответствии с заданием на выполнение проектно-изыскательских работ проектом предусматривается испытать в эксплуатационной колонне и хвостовике девять объектов.

Тип перфоратора, интервал перфорации, плотность перфорационных отверстий и количество одновременно спускаемых зарядов для проектируемых скважин уточняется геологическими службами Заказчика, исходя из результатов геофизических исследований, расстояний между нефтеносными и водоносными пластами, качественного состояния цементного кольца за колонной, а также в соответствии с СТО 261-2014 [52].

1. Испытание всех объектов производится в последовательности «снизу-вверх» после согласования с Заказчиком.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										121
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

По окончании испытания каждый объект глушится солевым раствором и изолируется установкой цементного моста в интервале перфорации и 20 м выше и ниже с последующей его опрессовкой, затем производятся работы по испытанию следующего верхнего объекта.

2. К началу работ по испытанию первого объекта колонна заполнена буровым или солевым раствором. Эксплуатационная колонна, колонная головка, крестовина трубной головки опрессованы на расчетное давление.

Перфорация объектов скважины производится при заполнении колонны хлористым или солевым раствором с плотностью, на которой производилось первичное вскрытие данного интервала и уточняется по результатам замера пластового давления в открытом стволе (либо справка об ожидаемых давлениях).

Во всех случаях интервал перфорации колонны должен быть заполнен перфорационной жидкостью, обеспечивающей максимальное сохранение или улучшение фильтрационных свойств продуктивного пласта.

3. Вторичное вскрытие продуктивных пластов (снизу-вверх) в проекте предусматривается перфорацией на репрессии. Параметры перфорации приведены в таблице 1.4.17. Прострел пластов другими типами ленточных, либо корпусных перфораторов, при строительстве скважин производится в зависимости от конкретных геологических условий скважины и поставок аппаратуры.

Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями п.1006 – п.1008 ФНиП ПБНГП [1].

4. В соответствии с п.297 ФНиП ПБНГП [1] устье скважины перед перфорацией каждого объекта на репрессии и при воздействии на перфорированный объект пороховым генератором давления (далее – ПГД), а также при проведении работ по СПО НКТ при интенсификации притока флюида и вызове притока должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме. После установки на устье противовыбросовое оборудование опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

5. Сразу же после перфорации очередного объекта проводятся работы:

- вызов притока методом создания депрессии на пласт;
- интенсификация притока флюида (нефти);
- промыслово-геофизические исследования.

Необходимость проведения промыслово-геофизических исследований по каждому отдельному пласту согласовывается с геологической службой.

Необходимость проведения работ и методы по интенсификации притока флюида по каждому конкретному пласту определяется на основе лабораторного анализа керна, материалов ГИС и согласовывается с геологической службой.

При этом оплата работ по интенсификации притока флюида корректируется и производится с учетом фактических затрат по исполнительным сметным расчетам.

В соответствии с п.303 ФНиП ПБНГП [1] снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне нагнетанием воздуха запрещается.

Согласно п.302 ФНиП ПБНГП [1] в соответствии с технологическим регламентом «Освоение скважин аэрированными пенными системами на нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [29] проектом предусматривается приток флюида из пласта вызывать путем создания регламентируемых депрессий за счет использования пенных систем.

Изменение способа вызова притока (свабирование, компрессирование инертными газами и прочими разрешенными способами) производится по согласованию с

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Заказчиком в соответствии с п.303 ФНиП ПБНГП [1], при этом оплата работ производится по исполнительным сметным расчетам.

6. Учитывая большой объем работ по испытанию объектов и необходимости проведения интенсификации притока, рекомендуется использование технологических труб с трапецеидальной резьбой ТТ 73х5,5 мм марки «Е» (см. таблицу 1.10.1).

7. Потребное количество материалов и техники для испытания скважины, продолжительность испытания скважины, характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов приведены в таблицах 1.10.4, 1.10.5.

1.10.3 Снижение уровня жидкости пенной системой

Проектными решениями предусматривается производить вызов притока закачкой в скважину азрированных пенных систем.

Работы по испытанию производятся под руководством мастера или ответственного лица из числа специалистов предприятия Подрядчика, назначенных приказом, по плану работ.

Величина депрессии на пласт рассчитывается по формулам и условиям, указанным в технологическом регламенте «Освоение скважин азрированными пенными системами на нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» [29].

Допускаемая величина депрессии при испытании определяется геологической службой Заказчика с учетом следующих ограничений:

- расстояния до ВНК и ГНК от интервала перфорации;
- прочности обсадной колонны;
- давления насыщения нефти газом;
- прочности цементного камня в межколонном пространстве;
- устойчивости коллектора.

Для сложнопостроенных месторождений, при наличии выше и ниже продуктивного объекта не вскрытого перфорацией водоносного и газоносного пластов, рекомендуемая депрессия определяется в зависимости от расстояния от крайних отверстий интервала перфорации до газонасыщенного и водонасыщенного пластов.

Величина допустимой депрессии должна быть менее величины предельной депрессии, определяемой исходя из деформационных и прочностных свойств породы - коллектора.

Из расчетных величин допустимой депрессии принимается наименьшее значение и сравнивается с величиной необходимой депрессии.

Величина депрессии при освоении скважин нефтегазовых залежей месторождений Общества задается в плане работ для каждой скважины главным геологом Заказчика или Подрядчика, в зависимости от геологических условий пласта на момент проведения освоения скважины.

Определяются степень аэрации, давление закачки пенообразующей жидкости и объем пенообразующей жидкости для достижения расчетного снижения давления на забой скважины.

Перед проведением процесса вызова притока азрированными пенными системами в скважину спускается лифтовая колонна на глубину, при которой ее башмак размещается на 20-50 м выше интервала перфорации для исключения влияния азрированного раствора на показания геофизических приборов.

Контроль забойного давления при испытании производится со спуском глубинного манометра.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист	
									123
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.			

Для приготовления пенообразующей жидкости двухфазной пены в мерную емкость цементировочного агрегата наливается ПАВ из расчета 0,5 % от объема воды (в пересчете на активное вещество).

Готовится пенообразующая жидкость непосредственно в мерной емкости ЦА путем перемешивания порции ПАВ при добавлении воды в необходимом объеме.

Закачку пенного реагента производить только через эжектор параллельно с подачей ПАВ.

На 1 м³ воды добавляется от 5 до 10 кг синтерола модифицированного СМ-1 (в пересчете на активное вещество), перемешиваются в течение 10-15 минут для накопления пенообразующей жидкости.

Величина добавки других ПАВ к воде зависит от ее солевого состава, качества ПАВ и может быть установлена экспериментальным путем в лабораторных условиях. Определяется зависимость устойчивости от концентрации ПАВ, изменяя последнюю в пределах от 0,05 % до 1 % по активному веществу. Принимается минимальное значение концентрации, при котором устойчивость пены в течение минуты составляет не менее 95 % от максимально возможной.

Хранение ПАВ, приготовление пенообразующих жидкостей допускается только в чистых металлических емкостях.

Запрещается применение ПАВ для приготовления пенных систем, не соответствующих техническим условиям и стандартам на их производство.

Запрещается попадание в растворы ПАВ и пенообразующие жидкости нефти, масел и других пеногасителей.

Для проведения технологического процесса:

Спустить ТТ без пусковых муфт (НКТ) на 20 м выше интервала перфорации. При спуске первых 25 труб (ТТ) перед свинчиванием каждой трубы устанавливать спайдер - противоположное устройство.

Подвесить ТТ (НКТ), загерметизировав затрубное пространство.

В случае проведения геофизических исследований по определению профиля притока, источника обводненности продукции и др., установить на ПВО устройство для герметизации геофизического кабеля, произвести его опрессовку на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны. Обязанность устья произвести согласно типовой схемы.

Нагнетательные линии агрегатов обязать и опрессовать на полутора кратное ожидаемое рабочее давление.

Создать в линии, подсоединенной к затрубному пространству, давление 2,0 МПа, открыть затрубную задвижку на фонтанной арматуре, включить ЦА-320, осуществить одновременную закачку газа и жидкости через аэратор. Снижение уровня жидкости в скважине с применением пенных систем произвести с учетом создания необходимой депрессии на пласт, указанной в плане работ, со спущенным глубинным манометром.

Исследовать скважину на характеристики полученного притока, в т.ч.:

- методом установившихся отборов (не менее трех режимов с регистрацией дебитов, устьевых и забойных давлений, газовых факторов, с записью кривых восстановления давления (не менее двух суток), с отбором глубинных и устьевых проб);

- методом прослеживания за уровнем при получении нефонтанирующего притока (последующие депрессии - по характеру притока и по согласованию с геологической службой Подрядчика).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

124

При получении из пласта пластовой воды, смеси пластовой воды с технической, нефти или газа провести промыслово-геофизические исследования по определению профиля притока и источника обводненности продукции скважины.

При отсутствии притока произвести повторно закачивание пенной системы через затрубное пространство с учетом создания депрессии на пласт, заложенной в плане работ.

Оставить скважину на самоизлив в течение 2 часов.

При отсутствии притока после самоизлива пены повторить операции до четырех раз.

При отсутствии притока скважина ставится под наблюдение до принятия решения главным геологом Подрядчика.

В случае принятия решения по интенсификации притока, работы произвести по специально разработанному дополнительному плану.

По окончании операции по вызову притока произвести глушение скважины с помощью специальных жидкостей и технологий, обеспечивающих сохранение коллекторских свойств пласта и безопасное ведение работ.

1.10.4 Интенсификация притока нефти в скважину

Для интенсификации притока из объектов в проекте предусматриваются следующие методы: воздействие пороховым генератором давления (ПГРИ-50К-76, ПГД.БК-150 и т.д), метод переменных давлений, соляно-кислотная обработка пласта.

В процессе строительства скважины объекты интенсификации, их количество, методы интенсификации и время проведения (до и после вызова притока) уточняются геологическими службами Заказчика по результатам исследований ИПТ, ГИС.

Порядок проведения работ по интенсификации притока излагается в соответствующих планах работ на испытание.

1.10.4.1 Воздействие на пласт пороховым генератором давления ПГД

Проектом предусматривается воздействие на очередной пласт пороховым генератором давления ПГД сразу же после его перфорации.

Устье скважины при проведении работ с ПГД должно быть оборудовано малогабаритным ПВО.

Все работы по воздействию на пласты ПГД должны производиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации пороховых генераторов давления и ФНИП ПБНГП [1].

1.10.4.2 Соляно-кислотная обработка

Работы по интенсификации пласта проведением обработки (СКО) призабойной зоны пласта производятся по действующим в ОАО «Сургутнефтегаз» технологическим регламентам.

Технологический процесс воздействия на призабойную зону пласта скважины включает комплекс обязательных мероприятий, выполняющийся в определенной последовательности и обеспечивающий качественное проведение работы по воздействию на ПЗП с целью повышения ее производительности.

Технологический процесс структурно делится на три части:

1) подготовительные работы;

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							125
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		

- 2) осуществление воздействия на ПЗП;
3) испытание скважины после обработки.

Перед проведением работ по кислотной обработке скважины необходимо:

- прошаблонировать НКТ и эксплуатационную колонну (при необходимости), отбить забой скважины;
- провести комплекс гидродинамических и промыслово-геофизических исследований, имеющих целью определить и уточнить параметры работы скважины и оценить качество обработки призабойной зоны пласта;
- провести ряд контрольных замеров параметров работы скважины: дебита, линейного и затрубного давлений, отобрать 2-3 пробы жидкости;
- доставить на скважину необходимое количество реагентов, продавочную жидкость для заполнения ствола скважины и продавки состава в пласт, оборудование и агрегаты, необходимые для осуществления процесса.

Технологический процесс проводится с использованием высококонцентрированных растворов соляной кислоты.

Объем закачки определяется из расчета глубины проникновения фильтрата бурового раствора, и составляет от 0,5 до 2,5 м³ на 1 м перфорированной толщины пласта.

После окончания закачки кислотного раствора в пласт скважина оставляется в покое на реагирование кислоты с породами, после чего промывается и на ней проводятся работы по вызову притока. При повторных ОПЗ рекомендуется добавлять в агрессивную среду до 1 % ПАВ.

Выдерживание скважины для протекания химической реакции в ПЗП при температуре до 30 °С составляет 2-4 часа, при температуре от 30 до 60 °С – от 1 до 1,5 часа, при более высоких температурах этап выдержки исключается и скважина снова подвергается испытанию.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Таблица 1.10.1 - Параметры колонны насосно-компрессорных труб

Максимальная глубина на спуск колонны НКТ по стволу, м	№ секции труб	Интервал установки по стволу, м		Характеристика трубы								Длина секции по стволу, м	Масса секции, т		Коэффициент запаса прочности
		от (верх)	до (низ)	изготовление (отеч., импорт.)	номинальный наружный диаметр, мм	тип	марка (группа прочности стали)	толщина стенки, мм	тип резьбовых соединений	теоретическая масса 1 п.м., кг	теоретическая		с учетом на плюсовой допуск 3,6 %		
2440	1	1180	2440	ГОСТ 633-80	60	гладкие	К	5,0	ГОСТ 633-80	7,01	1260	8,83	9,15	2,78>1,35	
	2	0	1180	ТУ 1324-138-0147016-02	73	ТТ	Е	5,5	3-86	10,48	1180	12,37	12,81	2,8>1,35	
Примечание – При испытании продуктивных пластов руководствоваться СТО 261-2014 [52].															

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.10.2 - Характеристика КИИ и технологические режимы работы пластоиспытателя, спускаемого на трубах

Номер объекта испытания	Интервал испытания ИПТ, м	Характеристика КИИ						Режим работы пакера		Режим испытания объекта			Хвостовик		
		тип долота для проработки	тип испытателя	количество, шт		шифр пакера	Количество отбираемых проб, шт.	осевая нагрузка, т	допустимый перепад давления, МПа	депрессия, передаваемая на пласт, МПа	количество циклов исследования	длина зумпфа, м	диаметр, мм	длина, м	
				испытателей	пакеров										
1	1325-1365	215,9 ТЗГАУ-R590	КИИ3-146	1	1	ПЦ146	3-4	10	25,0	10-12	1	20	127	10	
2	1390-1405	215,9 ТЗГАУ-R590	КИИ3-146	1	1	ПЦ146	3-4	10	25,0	10-12	1	20	127	10	
3	1410-1450	215,9 ТЗГАУ-R590	КИИ3-146	1	1	ПЦ146	3-4	10	25,0	10-12	1	20	127	10	
4	1720-1750	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	
5	1810-1850	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	
6	1885-1950	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	
7	1985-2025	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	
8	2085-2125	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	
9	2335-2355	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	
10	2440-2450	146,0 SLHP627 R949	КИИ3-95	1	1	ПЦР-95	3-4	3,5	35,0	10-12	1	20	89	10	

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.10.3 - Продолжительность испытания в процессе бурения

Наименование	Единица измерения	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м	Глубина спуска ИП, м
		1365	1405	1450	1750	1850	1950	2025	2125	2355	2450
Время на испытание с ПГИ	ч	24,45	24,45	24,45	28,08	28,08	28,08	32,31	32,31	32,31	32,31
Время на испытание без ПГИ	ч	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ПЗР к промывке скважины	ч	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Промывка скважины в 2 цикла		1,24	1,24	1,24	1,7	1,7	1,7	2,18	2,18	2,18	2,18
СПО	ч	4,14	4,14	4,14	5,21	5,21	5,21	6,28	6,28	6,28	6,28
Проработка скважины	ч	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Итого:	ч	38,63	38,63	38,63	43,79	43,79	43,79	49,57	49,57	49,57	49,57
	сут	1,61	1,61	1,61	1,82	1,82	1,82	2,07	2,07	2,07	2,07
Дежурство УНБ-160/40	ч	20,68	20,68	20,68	24,01	24,01	24,01	27,31	27,31	27,31	27,31
Проезд партии	ч	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Исследование партии	ч	13,9	13,9	13,9	17,23	17,23	17,23	20,53	20,53	20,53	20,53
Дежурство партии	ч	24,73	24,73	24,73	26,56	26,56	26,56	29,04	29,04	29,04	29,04

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.10.4 - Продолжительность испытания скважины на продуктивность

Наименование	Объект								
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Индекс пласта	В10	Б5	Б3-4	О-1	Б3-4	Б5	Б5	Б3-4	О-1
Интервал испытания, м	2355	2125	2025	1950	1850	1750	1450	1405	1365
	2335	2085	1985	1885	1810	1720	1410	1390	1325
Характер насыщения	газ	нефть	нефть	газ+нефть	нефть	нефть	нефть	нефть	газ+нефть
Установка для испытания	А-60/80	А-60/80	А-60/80	А-60/80	А-60/80	А-60/80	А-60/80	А-60/80	А-60/80
Метод снижения уровня	пенная система	пенная система	пенная система	пенная система	пенная система	пенная система	пенная система	пенная система	пенная система
Подвижность, мкм ² , (МПа·с)	-	0,0004	0,0002	-	0,0002	0,0004	0,0004	0,0002	-
Характер притока	фонт	не фонт	не фонт	не фонт	не фонт	не фонт	не фонт	не фонт	не фонт
Смена раствора	да	да	да	да	да	да	да	да	да
Количество режимов	5	3	3	3	3	3	3	3	3
Перфорация колонны:									
а) количество метров	20	40	40	65	40	30	40	15	40
б) количество отверстий	20	20	20	20	20	20	20	20	20
в) всего отверстий	400	800	800	1300	800	600	800	300	800
г) тип зарядов	ПК 73КЛ-ORION								
д) количество зарядов за 1 спуск	200	200	200	200	200	200	200	200	200
е) количество спусков перфоратора	2	4	4	7	4	3	4	2	4
Время на испытание (сут)									
а) первичная кумулятивная перфорация	-	0,70	0,70	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
б) дополнительное время на перфорацию	0,10	0,30	0,30	0,48	0,24	0,16	0,18	0,06	0,18

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
в) вызов притока	-	1,90	1,70	1,70	1,70	1,70	1,50	1,50	1,50
г) дополнительное время на повторное понижение уровня	-	2,00	1,80	1,80	1,80	1,80	1,60	1,60	1,60
д) гидродинамические исследования	-	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50	7,50
е) работы связанные с интенсификацией притока	-	2,00	1,60	1,60	1,60	1,60	1,20	1,20	1,20
ж) работы после интенсификации притока	-	9,90	9,70	9,70	9,70	9,70	9,50	9,50	9,50
з) задавка скважины	-	0,70	0,60	0,60	0,60	0,60	0,50	0,50	0,50
и) установка цементного моста	-	3,20	3,20	3,00	3,00	3,00	2,80	2,80	-*
к) частичное разбуривание цементного моста	-	-	-	-	1,70	-	-	1,50	-
л) подготовительные работы	2,10	-	-	-	-	-	-	-	-
м) основное время	15,50	-	-	-	-	-	-	-	-
Время испытания, итого, сут	17,70	28,20	27,10	26,98	28,44	26,66	25,38	26,76	22,58
Работа ЦА при вызове притока, сут	0,50	0,50	0,40	0,40	0,40	0,40	0,30	0,30	0,30
Работа ЦА при задавке, сут	0,80	0,70	0,60	0,60	0,60	0,60	0,50	0,50	0,50
Работа компрессора, сут	1,00	2,00	1,80	1,80	1,80	1,80	1,60	1,60	1,60
Работа ЦА с компрессором, сут	1,00	2,00	1,80	1,80	1,80	1,80	1,60	1,60	1,60
Содержание компрессора, ч	400,80	628,80	607,20	604,32	598,56	596,64	570,72	603,84	503,52
Работа ЦА при приготовлении раствора, ч	2,08	1,86	1,78	1,70	1,62	1,54	1,27	1,24	1,19
Опрессовка устьевого, опр.	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Опрессовка цементных мостов, опр.	1	1	1	1	2	1	1	2	-*
Опрессовка межколонного пространства, опр.	1	-	-	-	-	-	-	-	-
Работа Азинмаш, сут	9	14	14	13	13	13	13	13	11

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.10.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Замена раствора, ч	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Глушение скважины, ч	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
Очистка забоя, ч	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00	6,00
Давление опрессовки устьевого оборудования, МПа	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10	24,10
Пробег ЦА в оба конца	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00	4,00
Количество NaCl, т	7,08	_**	_**	_**	_**	_**	_**	_**	_**
Расход материалов для КПС:									
Объем КПС, м ³	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50	1,50
Количество СПК, м ³	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173	0,173
Количество PAC, кг/скв.	226,02	199,02	188,22	177,42	169,32	159,60	126,12	123,96	116,94
Расход цемента при установке моста, т	0,94	0,84	0,84	1,20	0,66	0,73	0,68	0,40	_*
Нейтральная жидкость, м ³	0,53	1,14	0,16	0,00	0,00	0,16	1,88	0,00	0,00
Фрезер забойный для разбуривания цементного моста, шт./кг	-	-	-	-	0,2/7,8	-	-	0,2/7,8	-

* Установка и опрессовка цементного моста выполняется при ликвидации скважины (см. том 5.7.4).

** Применяется раствор, используемый для предыдущего объекта.

Примечание – Необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.10.5 - Характеристика жидкостей и составляющие их компоненты для установки цементных мостов

Номер объекта испытания	Интервал установки моста, м		Характеристика жидкости					
			название или тип	плотность, кг/м ³	пластическая вязкость, мПа*с	динамическое напряжение сдвига, Па	составляющие компоненты	
							название	доля в % по объему
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2285	2375	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	50
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	тех. вода	100
							солевой раствор	100
2	2065	2145	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	50
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	тех. вода	100
							солевой раствор	100
3	1965	2045	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	50
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	тех. вода	100
							солевой раствор	100
4	1850	1965	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	50
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	тех. вода	100
							солевой раствор	100

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

продолжение таблицы 1.10.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
5	1790	1853	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			тех. вода					50
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	солевой раствор	100
6	1700	1770	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			тех. вода					50
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	солевой раствор	100
7	1405	1470	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			тех. вода					50
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	солевой раствор	100
8	1370	1408	цементный из ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	1840	33	13,1	портландцемент ПЦТ-II-50 по ГОСТ 1581-96	100
			тех. вода					50
			буферная жидкость	1000	1,5	0,2	тех. вода	100
			продавочная жидкость	1100	1,5	1,2	солевой раствор	100

Примечания
1 В случае, если расстояние между объектами меньше 20 м, произвести разбуривание цементного моста ниже отверстия следующего интервала перфорации на 3 м.
2 При установке цементного моста применяется два УНБ-125/32 и один УСУ 6-30.

13360-ИОСТ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.10.6 - Объем строительно-монтажных работ по установке емкостей для сбора флюидов при испытании скважины

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Номера таблиц по ЭСН	Номера расценки по ЕРЕР	Вид строительства	
					первичное	повторное
1 Монтаж емкостей для проведения работ по сбору флюидов при освоении скважин объемом по 50 м ³	шт.	2	49-256,4	49-828 к=1,5	2	-
				49-828 к ₁ =1,5 к ₂ =0,28	-	2
2 Обвязка емкостей	шт.	2	49-258,9	49-845 к=0,28	-	2
				49-845	2	-
3 Фундаменты под емкость	м ³	1,5	39-102,5	49-403	1,5	1,5
4 Сборка и установка системы обогрева	шт.	2	49-258,12	49-848	2	-
				49-848 к=0,28	-	2
Примечание – Флюид, полученный в процессе вызова притока, используется при проведении технологических операций по испытанию скважины. Неиспользованный флюид, или его часть, подлежит вывозу.						

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.10.7 - Объем строительно-монтажных работ по установке емкостей для буровых сточных вод

Наименование работ	Единица измерения	Объем работ	Номера таблиц по ЭСН	Номера расценки по ЕРЕР	Вид строительства	
					первичное	повторное
1 Монтаж емкостей для проведения работ по подготовке к закачке буровых сточных вод в нефтесборный коллектор объемом 50 м ³ объемом 10 м ³	шт.	1	49-256,4	49-828 к=1,5	2	-
	шт.	1	49-256,4	49-828 к ₁ =1,5 к ₂ =0,28	-	2
				49-828 к=0,28	2	-
				49-828	-	2
2 Обвязка емкостей	шт.	2	49-258,9	49-845	2	-
				49-845 к=0,28	-	2
3 Фундаменты под емкость	м ³	1,5	49-102,5	49-403	1,5	1,5

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.11 Сводные данные об использовании спецмашин и агрегатов при строительстве скважины

Таблица 1.11.1 - Вид операции, объем работы и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина, м	Вид операции	Используемая для выполнения операции техника		Режим работы агрегатов при опрессовке		Объем работы при выполнении операции	
				шифр(тип)	количество, шт	давление, МПа	количество, шт	единица измерения	количество
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор	нагнетательная линия буровых насосов	-	опрессовка после монтажа	УНБ-125/32	1	30,0	1	агр-опер.	1
	кондуктор, ПВО, выкидные линии ПВО до концевых задвижек	420	опрессовка до разбуривания цементного стакана	УНБ-125/32	1	7,5	1	агр-опер.	1
	выкидные линии ПВО после концевых задвижек	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	10,0	1	агр-опер.	1
Техническая	техническая колонна, ПВО, выкидные линии ПВО до концевых задвижек	710	опрессовка до разбуривания цементного стакана	УНБ-125/32	1	9,0	1	агр-опер.	1
	цементное кольцо	723	опрессовка после разбуривания цементного стакана	УНБ-125/32	1	3,1	1	агр-опер.	1
	выкидные линии ПВО после концевых задвижек	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	10,0	1	агр-опер.	1
	межколонное пространство	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	1,3	1	агр-опер.	1

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Эксплуатационная	эксплуатационная колонна, ПВО, выкидные линии ПВО до концевых задвижек цементное кольцо	1440	опрессовка до разбуривания цементного стакана	УНБ-125/32	1	24,1	1	агр-опер.	1
		1453	опрессовка после разбуривания цементного стакана	УНБ-125/32	1	10,9	1	агр-опер.	1
	выкидные линии ПВО после концевых задвижек	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	10,0	1	агр-опер.	1
	межколонное пространство	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	1,3	1	агр-опер.	1
Хвостовик	хвостовик совместно с эксплуатационной колонной	2440	опрессовка	УНБ-125/32	1	24,1	1	агр-опер.	1
Кондуктор	обсадные трубы	-	гидроиспытание обсадных труб на поверхности	УНБ-125/32	1	8,0	1	шт.	45
Техническая	обсадные трубы	-	гидроиспытание обсадных труб на поверхности	УНБ-125/32	1	9,5	1	шт.	76
Эксплуатационная	обсадные трубы	-	гидроиспытание обсадных труб на поверхности	УНБ-125/32	1	25,3	1	шт.	152
Хвостовик	обсадные трубы	-	гидроиспытание обсадных труб на поверхности	УНБ-125/32	1	25,3	1	шт.	131
Направление	-	50	работа по цементированию	УНБ-125/32	3	-	-	агр-опер.	3
				УСУ 6-30	1	-	-	агр.	1

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Кондуктор	-	430	работа по цементированию	УНБ-125/32	6	-	-	агр- опер.	6
				УС6-30	5	-	-	агр.	5
				1БМ-700*	1	-	-	агр- опер.	1
				ППУА-1600/100**	1	-	-	ч	4,5
				УОП-20***	1	-	-	агр- опер.	1
Техническая	-	720	работа по цементированию	УНБ-125/32	5	-	-	агр- опер.	5
				УС6-30	4	-	-	агр.	4
				1БМ-700*	1	-	-	агр- опер.	1
				ППУА-1600/100**	1	-	-	ч	4,5
				УОП-20***	1	-	-	агр- опер.	1
Эксплуатаци- онная	-	1450	работа по цементированию	УНБ-125/32	4	-	-	агр- опер.	4
				УС6-30	3	-	-	агр.	3
				1БМ-700*	1	-	-	агр- опер.	1
				ППУА-1600/100**	1	-	-	ч	4,5
				УОП-20***	1	-	-	агр- опер.	1

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Хвостовик	-	2450	работа по цементированию	УНБ-125/32	3	-	-	агр-опер.	3
				УС6-30	1	-	-	агр.	1
				1БМ-700*	1	-	-	агр-опер.	1
				ППУА-1600/100**	1	-	-	ч	4,5
Кондуктор			контроль процесса цементирования	СКЦ-3М-94 (КЦС-32)*	1	-	-	ч	4,5
Техническая			контроль процесса цементирования	СКЦ-3М-94 (КЦС-32)*	1	-	-	ч	4,5
Эксплуатационная			контроль процесса цементирования	СКЦ-3М-94 (КЦС-32)*	1	-	-	ч	4,5
Хвостовик			контроль процесса цементирования	СКЦ-3М-94 (КЦС-32)*	1	-	-	ч	4,5
Направление		50	дежурство дополнительного агрегата во время ОЗЦ	УНБ-125/32	1	-	-	ч	24
Кондуктор	-	430	дежурство дополнительного агрегата во время ОЗЦ	УНБ-125/32	1	-	-	ч	24
Техническая	-	720	дежурство дополнительного агрегата во время ОЗЦ	УНБ-125/32	1	-	-	ч	24
Эксплуатационная	-	1450	дежурство дополнительного агрегата во время ОЗЦ	УНБ-125/32	1	-	-	ч	24

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Коп.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Лист	141
------	-----

Продолжение таблицы 1.11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Хвостовик	-	2450	дежурство дополнительного агрегата во время ОЗЦ	УНБ-125/32	1	-	-	ч	24
Испытание объекта									
	колонная головка, крестовина трубной головки, эксплуатаци- онная колонна (приустьевая часть)	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	24,1	-	агр- опер.	1
	превентор для испы- тания, крестовина трубной головки, эксплуатационная колонна	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	24,1	-	агр- опер.	-
	фонтанная арматура, установленная на скважине	-	опрессовка	УНБ-125/32	1	24,1	-	агр- опер.	-
		-	замена раствора	УНБ-125/32	1	-	-	ч	45
		-	очистка забоя	УНБ-125/32	1	-	-	ч	54
		-	глушение скважины	УНБ-125/32	1	-	-	ч	72
		-	установка цементного моста	УНБ-125/32	2	-	-	агр- опер.	2x8
		-		УС6-30	1	-	-	агр- опер.	8
		-	опрессовка ЦЕМЕНТНЫХ МОСТОВ	УНБ-125/32	1	24,1	-	агр- опер.	10

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Продолжение таблицы 1.11.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		-	вызов притока пенной системой (3 цикла)	УНБ-125/32 СД-9/101 ППУА-1600/100**	1	-	-	ч	722,4
		-	работа по откачке талых и грунтовых вод перед началом бурения	УНБ-125/32	2	-	-	ч	24
		-	работа по перекачке глинистого раствора при его перевозке со скважины на скважину для бурения под кондуктор.	УНБ-125/32	-	-	-	-	-

* Используется при наличии автодорог.
 ** При отрицательных температурах окружающей среды.
 *** При наличии, в соответствии с графиком оснащения.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

1.12 Выбор буровой установки и расчет фундаментов

1.12.1 Расчет нагрузки на основание

В соответствии с пунктом 113 ФНиП ПБНГП [1] тип и размеры фундаментов под буровую установку определяются исходя из нагрузки на основание, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для грунта, используемого для устройства основания.

Фундаменты (направляющие, фермы, тумбы) входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчеты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.

Расчет фундаментов под буровое оборудование сводится к определению нагрузок на грунт основания, создаваемых весом бурового и дополнительного оборудования в процессе работы.

В соответствии с паспортными характеристиками, техническими условиями на монтаж и строительным генеральным планом, наибольшую нагрузку на основание создает вышечно-лебедочный блок.

При расчете нагрузки на основание, кроме веса вышечно-лебедочного блока учитывается дополнительная нагрузка от веса обсадной и бурильной колонн при проектной глубине скважины и веса бурового раствора для долива. Принято, что общая масса вышечно-лебедочного блока и дополнительная нагрузка равномерно распределены на фундамент площадью 56,9 м² (БУ-2900/175 ДЭП), 82,9 м² (БУ ZJ 30 DBS).

Расчетная нагрузка на грунт основания:

$$P_{\text{бо}} = 0,1(Q_{\text{влб}} + Q_{\text{бк}} + (Q_{\text{ок}} \cdot K_{\text{п}}) + Q_{\text{бр}}) : F_{\text{бо}};$$

где $Q_{\text{влб}}$ – вес вышечно-лебедочного блока, т;

$Q_{\text{бк}}$ – вес бурильной колонны, т;

$Q_{\text{ок}}$ – вес обсадной колонны, т;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий возможность прихвата;

$Q_{\text{бр}}$ – вес бурового раствора для долива, т;

$F_{\text{бо}}$ – площадь опорной поверхности фундаментов, м²;

Для БУ-2900/175 ДЭП нагрузка на основание составит:

$$P_{\text{бо}} = 0,1 (175,1 + 58,38 + (54,96 \cdot 1,30) + 12) : 56,9 = 0,557 \text{ кгс/см}^2 = 0,055 \text{ МПа};$$

Для БУ ZJ 30 DBS нагрузка на основание составит:

$$P_{\text{бо}} = 0,1 (175,8 + 58,38 + (54,96 \cdot 1,30) + 12) : 82,9 = 0,383 \text{ кгс/см}^2 = 0,038 \text{ МПа}.$$

Фундаменты под геофизическое оборудование устраиваются на подготовленной площадке. Принято, что вся масса геофизического оборудования передается на грунт основания от задних осей подъемника. Допускается устройство фундамента из круглого леса, укладывается сплошным настилом.

Расчетная нагрузка на грунт основания:

$$F_{\text{го}} = Q_{\text{го}} / S_{\text{го}} = 17 / 24 = 0,71 \text{ т/м}^2,$$

где $Q_{\text{го}}$ – вес геофизического оборудования, т;

$S_{\text{го}}$ – опорная площадь фундамента, м².

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.12.1 - Выбор буровой установки

Глубина скважины по стволу, м	Максимальная масса обсадной колонны, т	Максимальная масса бурильной колонны, т	Максимальная допустимая нагрузка на крюке, т		Тип буровой установки	Допустимая нагрузка на крюке, т	Удельное давление фундамента на грунт, МПа
			при спуске обсадной колонны	при бурении			
3200	54,96	58,38	157,50	105,00	БУ-2900/175 ДЭП	175	0,055 < 0,12
3200	54,96	58,38	153,00	102,00	БУ ZJ 30 DBS	170	0,038 < 0,12
Примечание – Вид климатического исполнения применяемого оборудования по ГОСТ 15150-69 (-60 °С ... +40 °С) – ХЛ.							

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

1.13 Продолжительность строительства скважины

Таблица 1.13.1 – Продолжительность цикла строительства скважины

Вид строительства, способ монтажа	Строительно-монтажные работы для перевозки вышкомонтажной бригады, сут.	Продолжительность цикла строительства скважин, сут						
		Всего	в том числе					
			строительно-монтажные работы	подготовительные работы к бурению	бурение и крепление	монтаж и демонтаж А-60/80	испытание ИП	испытание в колонне
Повторный	36,48	376,47	36,48	3,00	87,89	0,73	18,57	229,80
БУ-2900/175 ДЭП								
Повторный	65,55	405,54	65,55	3,00	87,89	0,73	18,57	229,80
БУ ZJ 30 DBS								

Примечание – Продолжительность строительно-монтажных работ для перевозки вышкомонтажной бригады принята в проекте в соответствии с нормами времени, утвержденными в ОАО «Сургутнефтегаз».

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	
13360-ИОСГ.1.ТЧ	
Лист	145

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.13.2 - Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут	Интервал бурения по стволу, м		Продолжительность бурения, сут		
			от (верх)	до (низ)	забойным двигателем	роторным способом	турбинно-роторным способом
1	Направление	1,22	0	50	-	0,97	-
2	Кондуктор	2,43	50	430	2,73	-	-
3	Техническая	2,57	430	720	2,99	-	-
4	Эксплуатационная	2,64	720	1450	19,61	-	-
5	Хвостовик	2,70	1450	2450	50,35	-	-

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

1.14 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации

В таблицах 1.14.1, 1.14.2 приведены данные по средствам механизации, автоматизации, контроля. Данные по средствам диспетчеризации приведены в томе 6.1.

Таблица 1.14.1 - Средства механизации и автоматизации

Наименование приспособлений и устройств	Шифр	Номера чертежей или технические условия
1	2	3
Буровая установка БУ-2900/175 ДЭП (строительство скважины)		
Автоматический стационарный ключ	АКБ-4М	ТУ 26-02-28-79
Пневматический клиновой захват	ПКР-560М	ТУ 26-02-4-75
	ПКР-560М-ОМ	ТУ 26-02-4-75
Подвесной буровой механизированный ключ	ПБК-4	ТУ 26-02-80-83
Пневмораскрепитель свечей	ПРС-1 или	ТУ 26-02-28-79
	ПРС-2	
Кран поворотный подъемный	8КП-3	ТУ 39-01-06-821-79
	КПБ-3М	
Ключи машинные подвесные	КМБО	-
	КМБ - М	ТУ 26-02-678-75
Элеваторы для обсадных и бурильных труб	КМ 114-140	ТУ 26-02-258-77
	КМ 127-140	ТУ 26-02-258-77
	КМ 146-170	ТУ 26-02-258-77
	КМ 168-170	ТУ 26-02-258-77
	КМ 178-170	ТУ 26-02-258-77
	ЭН-245-120	ТУ 26-02-258-77
	ЭН 324-120	ТУ 26-02-258-77
Механизм крепления неподвижного конца талевого каната	Б 492.42.00.00	ТУ 39-01-245-76
	4076.59.000	
Успокоитель талевого каната	УТК	ТУ 39-1020-85
Ограничитель подъема талевого блока	КА4658-6У2, ПП-743У1	-
Приспособление отвинчивания и завинчивания шарошечных долот (доска)	ОТД	ТУ 39-920-84
Приспособление для долива скважины при подъеме инструмента	-	ТУ 26-16-7-76, изм. № 1-1980
Комбинированный колпачок для подноски долот	ММБ 9-3-121	ТУ 39-01-324-77
Устройство против разбрызгивания бурового раствора	УПР	ТУ 39-01-684-81

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

Продолжение таблицы 1.14.1

1	2	3
Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	СЦ	черт. N 305.000 СБ (ВНИИБТ)
Ключи цепные	КНЦ-1	ТУ 26-02-355-76
	КЦН-2	ТУ 26-02-355-76
	КЦН-3	ТУ 26-02-355-76
Очиститель бурильных труб	ОТБ	ТУ 39-01-253-76
Крюк для подвески штропов	-	ТУ 39-01-05-405-79
Приспособление для рубки стальных канатов	ПРК-35	ТУ 39-01-05-335-77
Приспособление для надевания предохранительных колец на бурильные трубы	АКМ-1	по чертежам ВостНИИБТ
Съемник гидравлический для буровых насосов УНБ-600, УНБТ-950		СГ2-00.000СБ
Вспомогательная лебедка	ЛВ-44-1	ТУ 39-1020-85
	ЛВ-15	-
	ЛВ-50	-
	Б 492.08.00.000	-
Блокирующее устройство по отключению привода буровых насосов (манометрическое реле) при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10-15 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующих цилиндрических втулок	-	входит в комплект буровой установки
Система обогрева рабочих мест	-	ТУ 41-01-350-78
Устройство для эвакуации верхового рабочего	-	ОАО «Уралмаш»
Буровая установка БУ ZJ 30 DBS (строительство скважины)		
Ключ трубный	ZQ162-50	Китай
	TQ340-35Y	Китай
	ZQ203-125	Китай
Пневматический клиновой захват	ПКР-560М	ТУ 26-02-4-75
	ПКР-560М-ОМ	ТУ 26-02-4-75
Гидрораскрепитель свечей	УМ-10I	Китай
Кран поворотный подъемный	JXB05.00	Китай
Ключи машинные подвесные	КМБО	-
	КМБ - М	ТУ 26-02-678-75

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

148

Продолжение таблицы 1.14.1

1	2	3	
Элеваторы для обсадных и бурильных труб	КМ 114-140	ТУ 26-02-258-77	
	КМ 127-140	ТУ 26-02-258-77	
	КМ 146-170	ТУ 26-02-258-77	
	КМ 168-170	ТУ 26-02-258-77	
	КМ 178-170	ТУ 26-02-258-77	
	ЭН-245-120	ТУ 26-02-258-77	
	ЭН 324-120	ТУ 26-02-258-77	
	ЭН-426-120	ТУ 26-02-258-77	
	Механизм крепления неподвижного конца талевого каната	JZG20	Китай
	Успокоитель талевого каната	УТК	ТУ 39-1020-85
Ограничитель подъема талевого блока	КА4658-6У2, ПП-743У1	-	
Приспособление отвинчивания и завинчивания шарошечных долот (доска)	ОТД	ТУ 39-920-84	
Приспособление для долива скважины при подъеме инструмента	-	ТУ 26-16-7-76, изм. № 1-1980	
Комбинированный колпачок для подноски долот	ММБ 9-3-121	ТУ 39-01-324-77	
Устройство против разбрызгивания бурового раствора	УПР	ТУ 39-01-684-81	
Машинка для стягивания втулочно-роликовых цепей	СЦ	черт. N 305.000 СБ (ВНИИБТ)	
Ключи цепные	КНЦ-1 КЦН-2 КЦН-3	ТУ 26-02-355-76 ТУ 26-02-355-76 ТУ 26-02-355-76	
Очиститель бурильных труб	ОТБ	ТУ 39-01-253-76	
Крюк для подвески штропов	-	ТУ 39-01-05-405-79	
Приспособление для рубки стальных канатов	ПРК-35	ТУ 39-01-05-335-77	
Приспособление для надевания предохранительных колец на бурильные трубы	АКМ-1	по чертежам ВостНИИБТ	
Съемник гидравлический для буровых насосов УНБ-600, УНБТ-950		СГ2-00.000СБ	
Вспомогательная лебедка	УРЕ-3/3/4	Китай	
Блокирующее устройство по отключению привода буровых насосов (манометрическое реле) при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10-15 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующих цилиндрических втулок	-	входит в комплект буровой установки	
Система обогрева рабочих мест	-	ТУ 41-01-350-78	
Приспособление для эвакуации верхового рабочего	RG10D	Китай	

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

149

Продолжение таблицы 1.14.1

1	2	3
Установка для освоения (испытания):		
Ограничитель подъема талевого блока	-	по ТУ изготовителя
Ограничитель грузоподъемности	-	по ТУ изготовителя
Ротор	P-250 (либо аналоги)	по ТУ изготовителя
Гидравлический ключ «Ойл Кантри», пневматический спайдер «Ойл Кантри» (либо «Кевинз»)	-	-
Ключ трубный ручной	КТГУ-М	ТУ 26-02-1039-87
	КМТ	ТУ3668-003-00217567-97
	КТ	ТУ3668-003-00217567-97
Ключ стопорный	КСМ	ТУ 26-16-101-79
Ключ цепной	КЦ 46-114	ГОСТ 16350-80
Элеватор для спуска ТТ, НКТ	ЭТА-60БН (ЭС-80)	ТУ 26-16-87-79
Успокоитель талевого каната	УТК	по ТУ ОАО «МБС»
Очиститель труб ТТ	ОТБ	ТУ 39-01-253-76
Тележка для выброса труб ТТ	ММБ	ТУ 39-01-261-76
Вспомогательная лебедка	ЛВ	по ТУ ОАО «МБС»
Устройство (срезная втулка) по отключению привода насосов агрегата УНБ-125/32 при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10-15 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующих цилиндрических втулок	-	входит в комплект агрегата УНБ-125/32 (ЦА-320)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							150
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 1.14.2 - Средства контроля

Наименование, тип, вид, шифр и т. д.	ГОСТ, ОСТ, ТУ и т. д.	Количество, шт.
Указатель уровня в приемной и доливной емкости УП-11М (ЭХО-3)	-	2
Комплект лаборанта КЛР-1	-	1
Индикатор веса электронный ИВЭ-50	ТУ-«1336.141.00.00»	1
Манометр показывающий МП	-	2
Датчик момента на машинном ключе ДММК-313 (ДСТ-Н, ИВЭ-50)	-	1
Газоанализатор стационарный ИВЭ-50-4	-	2
Газоанализатор переносной ПГА-69 (КОЛИОН-1)	-	1
Газоанализатор хроматографический полевой ГХ-П001 (СНГС-04М)	-	1
Масс-спектрометр ЭМГ-20-7Т	-	1
Станция геолого-технологических исследований (ГТИ)	-	1

Примечания

1 Места установки стационарных газоанализаторов на буровой установке определены утверждённой схемой установки 9.626.00.00.00 Сх (для БУ ZJ 30 DBS), 9.623.00.00.00 Сх (для БУ-2900/175 ДЭП). Рекомендуются дополнительно устанавливать стационарные газоанализаторы в следующих местах: на рабочей площадке на расстоянии 0,5 м от стола ротора (по горизонтали), в насосном помещении между насосами.

2 При бурении на месторождениях с высоким содержанием сернистого водорода при выборе мест установки стационарных газоанализаторов руководствоваться п.1161 ФНиП ПБНГП [1] и ИБТВ 1-087-81 [61].

3 В случае превышения значений газопоказаний, зарегистрированных средствами станции ГТИ, на 5 % и более от фоновых значений контроль воздушной среды переносными газоанализаторами производится: в рабочей зоне ДЭС, у стола ротора, приёмных ёмкостей и пультов управления буровой лебедкой, ключом АКБ, механизмами АСП; в рабочей зоне подвыщечного основания у превентора и манифольдной линии; в рабочей зоне силового блока у пультов управления электродвигателями; в рабочей зоне насосного блока у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блоков приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости; в рабочей зоне блока циркуляционной системы.

4 Газоанализаторы стационарные на CH_4 должны иметь выход на звуковую и световую сигнализацию.

5 В целях наиболее полного выполнения требований п.181 ФНиП ПБНГП [1] применяются станции ГТИ типа «Разрез-2» («СНГС-100») или система контроля параметров бурения (СКПБ).

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

151

1.15 Дефектоскопия бурового оборудования и инструментов

Под термином «дефектоскопия» понимается контроль деталей оборудования и инструмента неразрушающими методами с целью выявления только различных нарушений сплошности на поверхности и в толщине изделия, при этом не предусматривается выявление нарушений геометрии и структуры материала.

В процессе производства буровых работ должен быть организован учёт наработки бурильных труб, ведущих, утяжеленных бурильных труб, переводников и опорно-центрирующих и других элементов буровой колонны.

При достижении нормативных сроков наработки бурильные трубы, ведущие, утяжеленные бурильные трубы, переводники, опорно-центрирующие и другие элементы буровой колонны должны подвергаться инспекционной проверке и дефектоскопии. Нормативные сроки наработки, виды инспекций и дефектоскопии устанавливаются в эксплуатирующей организации в соответствии с технической документацией завода-изготовителя, согласно требований п.177 ФНиП ПБНГП [1].

Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии, согласно требований п.260 ФНиП ПБНГП [1].

Все виды дефектоскопии должны производиться специально обученным персоналом дефектоскопической лаборатории, которая должна быть аттестована и иметь разрешение в соответствии с требованиями «Правил аттестации неразрушающего контроля». Персонал дефектоскопической лаборатории должен быть специально обучен и иметь соответствующие удостоверения. Работы по дефектоскопии бурового и нефтепромыслового оборудования и инструмента должны производиться с соблюдением требований ФНиП ПБНГП [1], инструкций и методик проведения дефектоскопии бурового, нефтепромыслового оборудования и инструмента в промышленных условиях, а также инструкции по безопасности эксплуатации средств дефектоскопии.

Проведение дефектоскопии является составной частью системы планово-предупредительного ремонта. Контроль, производимый методами дефектоскопии, служит для выявления степени эксплуатационного разрушения деталей. Дефектоскопия производится после разборки, очистки, мойки и сушки деталей.

Освидетельствование буровых вышек, металлоконструкций буровых установок, периодичность проведения освидетельствования (обследования), способы и методы контроля, порядок и объем при проведении освидетельствования осуществляется в соответствии с «Методическими указаниями по экспертизе промышленной безопасности буровых установок с целью продления срока безопасной эксплуатации» МУ 03-008-06, согласованных Федеральной службой по технологическому надзору, письмо от 23.06.2004г. № 02-03-03/8, «Инструкции по проверке технического состояния металлоконструкций буровых установок фирмы «Уралмаш-Буровое оборудование», согласованных Госгортехнадзором России, письмо от 21.05.2004. №10-03/615, ФНиП ПБНГП [1] и в соответствии со статьей 9 Федерального Закона РФ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».

Дефектоскопия нового бурового оборудования и инструмента перед вводом в эксплуатацию не производится, если время от даты выпуска оборудования и инструмента до пуска его в эксплуатацию не превышает одного года.

Примечания:

1 Новые бурильные трубы подлежат дефектоскопии перед началом эксплуатации.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		152

2 Сроки дефектоскопии бурового инструмента приведены ниже в таблицах 1.15.1, 1.15.2, перечень средств измерений для контроля бурильных труб в таблице 1.15.3.

3 Дефектоскопическая лаборатория должна быть аттестована согласно Постановления Госгортехнадзора РФ от 02.06.2000г № 29 «Об утверждении правил аттестации и основных требований к лабораториям неразрушающего контроля».

Таблица 1.15.1 - Перечень бурового оборудования и инструмента, подлежащих дефектоскопии в условиях эксплуатации

Наименование оборудования	Наименование деталей	Периодичность
Талевые блоки	щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги	один раз в год
Крюки	крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса	то же
Крюкоблоки	щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка	»
Вертлюги	штроп, карманы корпуса, переводник	»
Элеваторы	проушины, штроп, корпус элеватора	»
Штропы	по всей длине	»
Бурильные трубы	по всей длине	при турбинном бурении через 90 суток, при роторном бурении через 60 суток (при ремонте на ЦТБ)
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ), ведущие бурильные трубы (ВБТ), переводники, центраторы, калибраторы	по всей длине	при турбинном бурении через 45 суток, при роторном бурении через 30 суток (при ремонте на ЦТБ)
Турбобуры	вал, корпус, ниппель, переводник	при текущем ремонте
Манифольды	замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	один раз в год
Буровые лебедки	тормозные ленты	один раз в 6 месяцев
Ключи подвесные	подвеска, пальцы, проушина	один раз в год
Примечание – Данные приведены согласно РД 41-01-25-89 «Неразрушающий контроль бурового инструмента и оборудования при эксплуатации. Организация и порядок проведения».		

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

153

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	
Кол.уч.	
Лист	
№ док.	
Подп.	
Дата	

Таблица 1.15.2 - Дефектоскопия, опрессовка бурильных труб, объемы работ и используемая техника

Название контролируемого объекта	Глубина скважины, м	Вид операции	Используемая для выполнения операции техника		Режим работы агрегатов при опрессовке		Объем работы при выполнении операции	
			шифр (тип)	количество, шт.	давление, МПа	количество, шт.	единица измерения	количество
Бурильные трубы ПК 127х9,19	1450	опрессовка бурильных труб на поверхности и дефектоскопия	УНБ1-160/40	1	28,5	1	шт.	121
			дефектоскопическая установка	1	-	1	м	1450
Бурильные трубы ПН 89х9,40	2450	опрессовка бурильных труб на поверхности и дефектоскопия	УНБ1-160/40	1	28,5	1	шт.	204
			дефектоскопическая установка	1	-	1	м	2450

Примечания

- 1 Опрессовка и дефектоскопия бурильных труб производятся в условиях ЦТБ.
- 2 Дефектоскопия бурильных труб включает:
 - для УБТС и ВБТ – неразрушающий контроль резьбовой части после перенарезки резьбы;
 - для ТБПК, ТБПН – проверка тела трубы и зоны сварного шва.
- 3 Переводники для бурильных колонн проходят УЗК перед ремонтом в ЦТБ.
- 4 Опрессовка шаровых кранов и обратных клапанов производится один раз в 6 месяцев.

13360-ИОСГ.1.ТЧ

Формат А4

Таблица 1.15.3 - Перечень средств измерений, применяемых для контроля бурильных труб

Наименование средств измерений	Тип	Предел измерений	Цена деления	ГОСТ на изготовление средств измерений	Измеряемые параметры
Скобы гладкие	-	80-180	1,00	ГОСТ 16775-93	наружный диаметр труб и замков
Линейка проверочная	ШД	0-1000	1,00	ГОСТ 8026-75	непрямолинейность
Щуп	ШП	0,01-1,5	0,10	ТУ 2-034-225-87	то же
Индикатор	Набор № 3,2 кл. часового типа	0,1-10,0	0,01	ГОСТ 577-68	несоосность трубы и замка
Ультразвуковой дефектоскоп	типа УД-10УА	рабочая частота 2,5 МГц	1,00	ТУ25-06-1582-73	неразрушающий контроль качества шва
Шаблон	цилиндрический	50-100	0,50		внутренний диаметр зоны сварного соединения
Магнитопорошковый дефектоскоп	фирмы «Маннесманн» (ФРГ)	-	-	-	неразрушающий контроль качества высадки
Прибор Бринеля	то же	-	-	-	контроль твердости труб и замков
Спектроскоп	»	-	-	-	контроль марки стали
Резьбовой калибр	пробка	$d_{-0.125}^{+0.075}$	-	ГОСТ 10653-84	Проверка резьбы муфт и трубной резьбы замков бурильных труб по натягу
Резьбовой калибр	кольцо	$d_{-0.125}^{+0.075}$	-	ГОСТ 10653-84	Проверка резьбы бурильных труб по натягу
Гладкий рабочий конический калибр	пробка	-	-	ГОСТ 10653-84	Проверка конусности резьбы муфт бурильных труб по внутреннему диаметру
Гладкий рабочий конический калибр	кольцо	-	-	ГОСТ 10653-84	Проверка конусности резьбы труб по наружному диаметру

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

155

1.16 Предупреждение и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования при строительстве скважин

В связи с тем, что при строительстве скважин частыми видами осложнений являются газонефтеводопроявления, которые могут перейти в открытый фонтан, мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений (далее ГНВП) и открытого фонтанирования при составлении проекта на строительство выделены в самостоятельный раздел.

Данный раздел проекта составлен в соответствии с требованиями следующих документов:

1 Действующие Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ФНИП ПБНГП (в редакции приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 №1)) [1];

2 ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции [4];

3 ГОСТ 12.2.115-86 Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности [2];

4 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности РД 08-254-98.-М., Госгортехнадзор России, 1998 [18];

5 Инструкция по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении нефтяных и газовых скважин. Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз», 2016 г. [16];

6 Инструкция по предупреждению возникновения газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при освоении и испытании законченных бурением скважин, консервации и ликвидации нефтяных и газовых скважин. Сургут, ОАО «Сургутнефтегаз», 2016 г. [17];

7 Инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой установке. Сургут, 2014. [15]

1.16.1 Причины возникновения и раннее обнаружение газонефтеводопроявлений

Главным условием возникновения ГНВП является превышение пластового давления над давлением, создаваемым столбом промывочной жидкости в интервале пласта, содержащего флюид.

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора вследствие ошибки при проектировании или несоблюдения требуемых параметров раствора буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях или простое;
- снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине из-за поглощения бурового раствора;
- снижение забойного давления в результате проявления эффектов поршневания при подъеме инструмента с сальником или с переливом через трубное пространство (подъем с сифоном);
- превышение допустимой скорости подъема или спуска колонны труб;
- уменьшение забойного давления при установке жидкостных ванн для ликвидации прихвата из-за некачественного выполнения соответствующих расчетов, либо невыполнения планов работ;

Взам. инв. №	Подп. и дата	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
									156

- снижение плотности бурового раствора в результате химической обработки;
- недолив скважины при простоях без промывки;
- разрушение обратного клапана бурильной или обсадной колонны в процессе их спуска;
- нарушение целостности обсадной или бурильной колонны при спуске в скважину без заполнения их промывочной жидкостью;
- некачественное крепление технических (промежуточных) обсадных колонн, перекрывающих газонефтеводонасыщенные напорные горизонты;
- снижение гидростатического давления столба раствора из-за перетоков, обусловленных разностью плотностей раствора в трубном и затрубном пространствах;
- нарушение технологии освоения (испытания) скважин;
- уменьшение плотности жидкости в скважине при длительных остановках за счет поступления газа из пласта.

Наличие в разрезе скважины газовых пластов, а также нефтяных и водяных пластов с большим количеством растворенного газа значительно увеличивает опасность возникновения ГНВП, даже если пластовое давление ниже гидростатического.

Повышенная опасность объясняется следующими свойствами газа:

- способностью к диффузии, т.е. проникновению через фильтрационную корку на стенках скважины в буровой раствор (жидкость глушения) и, путем накопления в нём, образовывать газовые пачки;
- способностью газовых пачек к всплытию в столбе бурового раствора (жидкость глушения) с одновременным расширением и вытеснением раствора (жидкости глушения) из скважины;
- способностью газовой пачки к всплытию до устья в загерметизированной скважине, сохраняя при этом первоначальное (пластовое) давление.

1.16.2 Раннее обнаружение газонефтеводопроявлений

Основными признаками начавшегося газонефтеводопроявления являются:

- перелив жидкости из скважины при отсутствии циркуляции;
- увеличение объема промывочной жидкости в приемных емкостях при углублении или промывке скважины;
- увеличение скорости потока промывочной жидкости из скважины при неизменной подаче насоса;
- уменьшение, по сравнению с расчетным, объема доливаемой жидкости при подъеме инструмента;
- увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости при спуске труб, по сравнению с расчётным;
- снижение уровня столба раствора в скважине при технологических остановках или простое;
- снижение плотности жидкости при бурении и промывке скважины;
- повышенное содержание газа в буровом растворе (жидкости глушения);
- увеличение механической скорости бурения, крутящего момента на роторе; уменьшение рабочего давления в нагнетательной линии насосов при неизменных технологических параметрах углубления.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								157
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.16.3 Требования к персоналу

Подготовка и аттестация специалистов в области промышленной безопасности проводится в объеме, соответствующем их должностным обязанностям.

Первичная аттестация специалистов проводится не позднее одного месяца с момента назначения на должность, при переводе на другую работу, трудоустройству в организацию, поднадзорную Ростехнадзору.

Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами.

Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями, производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

К руководству и ведению работ по бурению, испытанию, ведению геофизических работ в скважинах допускаются лица, имеющие профессиональное образование по специальности и прошедшие проверку знаний в области промышленной безопасности.

Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, испытанию, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах, раз в 2 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП». Данное требование не распространяется в отношении работников, осуществляющих авторский надзор и научное сопровождение внедрения технологических процессов, технических устройств и инструмента.

Работники комплексных бригад при необходимости выполнения работ, требующих совмещения профессий, должны пройти обучение и получить соответствующую классификацию по видам выполняемых работ, а также иметь допуски к самостоятельной работе по совмещаемым профессиям.

Работники, прибывшие на опасные производственные объекты (далее ОПО) для работы, должны быть ознакомлены с правилами внутреннего распорядка, характерными опасными и вредными производственными факторами и признаками их проявления, действиями по конкретным видам тревог, другими вопросами, входящим в объем вводного инструктажа. Сведения о проведении инструктажа фиксируются в специальных журналах с подтверждающими подписями инструктируемого и инструктирующего.

Персонал должен быть ознакомлен с соответствующими инструкциями и разделами плана мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий (далее ПЛА). Знание ПЛА проверяется во время учебных тревог и учебно-тренировочных занятий с персоналом объекта, проводимых по графику, утвержденному техническим руководителем ОПО, но не реже одного раза в месяц.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								158
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.16.4 Требования к монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования

Буровые организации должны разрабатывать инструкции по монтажу и эксплуатации ПВО в соответствии с применяемым оборудованием, технологией ведения работ и инструкциями по монтажу, техническому обслуживанию, эксплуатации и ремонту изготовителей.

На кондуктор, промежуточные колонны, ниже которых при бурении возможно вскрытие газонефтеводопроявляющих отложений, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных со вскрытием продуктивного горизонта, и других работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается противовыбросовое оборудование. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление колонной головки должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации устья скважины при ликвидации открытого фонтана.

Температурный режим эксплуатации колонной головки должен быть не ниже значений проектных решений.

Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения), система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор (трапно-факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом возможности выполнения следующих технологических операций:

- герметизации устья скважины при спущенной бурильной колонне и без нее;
- вымыва пластового флюида, поступившего в скважину, на поверхность;
- подвески колонны бурильных труб на плашках превентора после его закрытия;
- срезания бурильной колонны; контроля состояния скважины во время глушения;
- расхаживания бурильной колонны для предотвращения ее прихвата; спуска или подъема части или всей бурильной колонны при загерметизированном устье скважины.

Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с заказчиком. При этом следует руководствоваться следующими положениями:

а) при вскрытии скважиной изученного разреза с нормальным пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, после спуска кондуктора или промежуточной колонны на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спущенной колонне и без нее (один плащечный превентор с отрубными плашками, один плащечный превентор с глухими плашками и универсальный превентор);

б) три или четыре превентора, в том числе один универсальный, устанавливаются на скважине при вскрытии газовых, нефтяных и водяных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже 350 кгс/см² (35 МПа) и объемном содержании сернистого водорода до 6 %

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист	
								159
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №						

определяется организацией, исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.);

в) четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный, устанавливаются на устье в случаях:

1) вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением (то есть давлением, превышающим гидростатическое давление воды в 1,3 раза) и объемным содержанием сернистого водорода более 6 %, а также с наличием сернистого водорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 350 кгс/см² (35 МПа);

2) использования технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья;

3) бурения всех морских скважин.

В случаях вскрытия изученного разреза с аномально низким пластовым давлением, представленного нефтяными и водяными (с растворенным газом) пластами, превенторная сборка может не устанавливаться.

Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от проезжих дорог, линий электропередач, котельных и других производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины. Свободные концы линий сброса должны иметь длину не более 1,5 м.

Длина линий должна быть:

- для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м/т – не менее 30 м;
- для нефтяных скважин с газовым фактором более 200 м/т, газовых и разведочных скважин – не менее 100 м.

Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек разрешается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

Для скважин, сооружаемых с насыпного основания и ограниченных площадок, длина линий от блоков глушения и дросселирования должна устанавливаться подрядчиком по согласованию с заказчиком.

Разрешается направлять линии сброса в одну сторону с использованием узлов и деталей, имеющих паспорта установленного образца.

На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает 700 кгс/см² (70 МПа), устанавливается заводской блок с тремя регулируемые дросселями – два с дистанционным и один с ручным управлением.

Во всех остальных случаях установка регулируемых дросселей с дистанционным управлением производится в зависимости от конкретных условий и решается руководством организации при утверждении в установленном порядке схемы обвязки и установки противовыбросового оборудования.

Манометры, устанавливаемые на блоках дросселирования и глушения, должны иметь верхний предел диапазона измерений, на 30 % превышающий давление совместной опрессовки обсадной колонны и противовыбросового оборудования.

Система нагнетания гидроаккумулятора должна включать устройство автоматического отключения насоса при достижении в ней номинального рабочего давления.

Противовыбросовое оборудование должно собираться из узлов и деталей заводского изготовления отечественной или импортной поставки.

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инд. № подл.							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		160

Разрешается применение отдельных узлов и деталей, изготовленных на базах производственного обслуживания организации в соответствии с техническими условиями, согласованными с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью). Изготовленные узлы и детали должны иметь технические паспорта.

Для управления превенторами и гидравлическими задвижками устанавливаются основной и вспомогательный пульта. Основной пульт управления – на расстоянии не менее 10 м от устья скважины в удобном и безопасном месте. Вспомогательный – непосредственно возле пульта бурильщика. Он включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

Маслопроводы системы гидроуправления ПВО должны быть опрессованы, согласно инструкции по эксплуатации, быть герметичными и защищены от возможных повреждений.

В конструкции пульта управления должна быть предусмотрена звуковая или световая сигнализация при падении уровня рабочей жидкости в баке ниже допустимого.

В системе гидравлического управления должна быть обеспечена возможность выпуска воздуха.

Штурвалы для ручной фиксации плашек превенторов должны быть установлены в легкодоступном месте, иметь взрывобезопасное освещение и укрытие. На стенке укрытия должны быть нанесены стрелки направления вращения штурвалов, количество оборотов, необходимых для закрытия превенторов, метки, совмещение которых с метками на спицах штурвалов соответствует полному закрытию превенторов, размер плашек.

На задвижке перед дросселем должна быть закреплена табличка с указанием допустимого давления для устья скважины, допустимого давления для самого слабого участка скважины и плотности раствора, по которой это давление определено.

Каждая буровая установка обеспечивается переносными светильниками напряжением не более 12 В и аварийным освещением этого напряжения для освещения ПВО, в отбойных щитах, у основного и вспомогательного пультов управления превенторами, у щита индикаторов веса бурильного инструмента, блока дросселирования и у аварийного блока задвижек.

При вскрытии коллекторов, насыщенных нефтью и газом, на буровой необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между ведущей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным. В случае использования верхнего привода автоматический шаровой кран, с возможностью ручного управления, должен включаться в его состав.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, горизонтов, содержащих сернистый водород, на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй - между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

Все шаровые краны должны находиться в открытом состоянии.

Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один кран является рабочим, второй – резервным.

Краны шаровые и клапаны обратные должны иметь технические паспорта и сведения о проведении дефектоскопии.

Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Подп. и дата							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Инв. № подл.							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Опрессовка кранов шаровых и обратных клапанов проводится один раз в 6 месяцев.

Учет наработки кранов шаровых и клапанов обратных ведется в течение всего срока эксплуатации вплоть до их списания.

Превенторы вместе с крестовинами и коренными задвижками, манифольд ПВО (блоки глушения и дросселирования) до установки на устье скважины опрессовываются водой на рабочее давление, указанное в техническом паспорте. После ремонта, связанного со сваркой и токарной обработкой корпуса, превенторы опрессовываются на пробное давление.

Превенторы со срезающими, трубными и глухими плашками должны быть опрессованы на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность превентора проверена путем открытия и закрытия плашек.

После монтажа, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна быть опрессована водой или инертным газом на давление опрессовки обсадной колонны, указанное в рабочем проекте.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

- 50 кгс/см² (5 МПа) – для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление до 210 кгс/см² (21 МПа);
- 100 кгс/см² (10 МПа) – для противовыбросового оборудования, рассчитанного на давление выше 210 кгс/см² (21 МПа).

Результаты опрессовки оформляются актом комиссии, в состав которой включается представитель заказчика.

После крепления скважины при наличии в нижележащем разрезе продуктивных или водонапорных пластов дальнейшее бурение скважины разрешается продолжать после монтажа и опрессовки превенторной установки совместно с обсадной колонной и опрессовки цементного кольца за обсадной колонной.

Превенторы должны периодически проверяться на закрытие и открытие. Периодичность проверки устанавливается буровой организацией, но не реже одного раза в месяц.

Рабочее давление блока превенторов и манифольда должно быть не менее давления опрессовки колонны на герметичность, рассчитанного на каждом этапе строительства скважины исходя из условия полной замены в скважине бурового раствора пластовым флюидом и герметизации устья при открытом фонтанировании.

При замене вышедших из строя деталей превентора или одного из узлов превенторной сборки, смене плашек на устье превенторную установку подвергают дополнительной опрессовке на величину давления испытания обсадной колонны.

Результаты опрессовки оформляются актом.

Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб.

Глухие плашки устанавливаются в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

В случаях, когда используется разноразмерная компоновка бурильного инструмента для бурения, на мостках необходимо иметь специальную опрессованную стальную трубу с прочностными характеристиками, соответствующими верхней секции используемой бурильной колонны. Специальная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 300-400 мм ниже плашек

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							162
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

превентора. Длина специальной трубы должна быть 3-9 м, диаметр должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должны быть накручены от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть накручен и закреплен машинными ключами шаровый кран.

При спуске обсадных колонн в скважины со вскрытыми высоконапорными пластами и несоответствии установленного универсального превентора ожидаемым устьевым давлениям плашки одного из превенторов заменяются плашками, соответствующими диаметру спускаемой обсадной колонны или на приемных мостках должна находиться специальная (стальная, с соответствующими прочностными характеристиками) бурильная труба с переводником под обсадную трубу и шаровым краном в открытом положении, опрессованные на соответствующее давление.

Для беспрепятственного доступа обслуживающего персонала к установленному на устье противовыбросовому оборудованию под буровой должен быть сделан твердый настил.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку, разъемную воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								163
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.16.5 Предупреждение газонефтеводопроявлений и открытого фонтанирования скважин

Требования ФНиП ПБНГП [1] к рабочему проекту на бурение скважин, буровым растворам, конструкции и креплению скважин, монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования обеспечивают возможность трехстадийной защиты от возникновения открытых фонтанов:

- первая линия защиты – предотвращение притока пластового флюида в скважину за счет поддержания достаточного гидростатического давления столба жидкости;

- вторая линия защиты – предотвращение поступления пластового флюида в скважину за счет использования гидростатического давления столба жидкости и противовыбросового оборудования;

- третья линия защиты (защита от открытого выброса) – ликвидация газонефтеводопроявлений стандартными методами и обеспечение возможности возобновления первой линии защиты.

Реализация этих возможностей достигается при выполнении следующих дополнительных условий:

Перед вскрытием пласта или нескольких пластов с возможными флюидопроявлениями необходимо разработать и реализовать мероприятия по предупреждению газонефтеводопроявлений и провести:

- а) инструктаж членов буровой бригады по практическим действиям при ликвидации газонефтеводопроявлений (ПЛА), разработанному в соответствии с приложением N 1 ФНиП ПБНГП [1];

- б) проверку состояния буровой установки, противовыбросового оборудования, инструмента и приспособлений;

- в) учебную тревогу. Дальнейшая периодичность учебных тревог устанавливается буровой организацией;

- г) проверку наличия в рабочих и запасных емкостях необходимого количества промывочной жидкости, а также необходимый на случай ГНВП запас материалов и химреагентов для приготовления промывочной жидкости, в соответствии с проектом;

- д) оценку готовности объекта к оперативному утяжелению бурового раствора, пополнению его запасов путем приготовления или доставки на буровую.

При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины, информировать об этом руководство буровой организации, противofонтанную службу (противofонтанную военизированную часть) и действовать в соответствии с ПЛА. После герметизации должны быть сняты показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

После закрытия превенторов при газонефтеводопроявлениях необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков (жидкости, газа) в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

Для предупреждения газонефтеводопроявлений и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив бурового раствора в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается проектом с учетом допусков по пункту 210 ФНиП ПБНГП [1].

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										164
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Свойства бурового раствора, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого бурового раствора и объемом металла поднятых труб более 0,5 м³ подъем должен быть прекращен и приняты меры, предусмотренные документацией по действию вахты при прямых и косвенных признаках начала и развития газонефтеводопроявлений.

Приемные емкости должны быть оборудованы указателями уровня.

Перед и после вскрытия пластов с аномально высоким пластовым давлением при возобновлении промывки скважины после спускоподъемных операций, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания бурового раствора следует сразу после восстановления циркуляции.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивных пластах механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.

Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает фоновое на 5 % объемных, то должны приниматься меры по его дегазации, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и так далее) и их устранению.

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение бурового раствора при наличии газонефтеводопроявления, разрешается приступить только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны.

Бурение скважин с частичным или полным поглощением бурового раствора (воды) и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью) и заказчиком.

При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба бурового раствора и жидкости ванны должно превышать пластовое давление. При вероятности или необходимости снижения гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию бурильной колонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением мер безопасности в соответствии с ПЛА.

Технические устройства, специальные приспособления, инструменты, материалы, спецодежда, средства страховки и индивидуальной защиты, необходимые для ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов, должны находиться всегда в полной готовности на складах организаций пользователей недр (заказчиков).

Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										165
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

При невозможности устранить сифон (зашламованность турбобура, долота, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемых объемов металла труб, жидкости и доливаемого в скважину раствора.

При невозможности устранить поршневание (наличие сальника на КНБК или сужение ствола скважины) необходимо подъем производить с промывкой и вращением колонны бурильных труб.

При поступлении пластового флюида в скважину в процессе подъема бурильной колонны из интервала необсаженного ствола, следует подъем остановить, промыть скважину в течение одного цикла, спустить бурильную колонну до забоя, произвести промывку скважины не менее двух циклов с приведением всех параметров промывочной жидкости в соответствие с ГТН (определить причину поступления пластового флюида и принять меры), после чего произвести подъем бурильной колонны.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противofонтанной службы (противofонтанной военизированной части) и пожарных подразделений по специальным планам, разработанным штабом, создаваемым пользователем недр.

Штаб несет полную ответственность за реализацию разработанных мероприятий.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: «Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!», «Недолив скважин - путь к фонтану!».

1.16.6 Геофизические исследования в открытом стволе

Во время проведения геофизических исследований должен быть установлен контроль за уровнем раствора в скважине. При его снижении следует доливать скважину.

Для предупреждения осложнений (прихватов геофизических приборов, газо-нефтеводопроявлений) следует соблюдать следующие условия:

- продолжительность проведения геофизических исследований без промывки не должна превышать время насыщения газом бурового раствора (объемное содержание газа не более пяти процентов от фонового);
- при проведении геофизических исследований с пропуском приборов и кабеля через инструмент в верхней части колонны бурильных труб должна быть установлена стальная бурильная труба, соответствующая диаметру плашек превентора и шаровой кран;
- после поднятия каждого прибора производить расхаживание инструмента на длину свечи.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		

1.16.7 Спуск обсадных колонн в скважину со вскрытыми продуктивными пластами

Необходимо осуществлять контроль заполнения колонны буровым раствором по объему вытесняемого раствора и нагрузке на крюке, при работе обратного клапана в режиме самозаполнения (предупреждение снижения давления на продуктивные пласты).

Скорость спуска эксплуатационной колонны должна быть ограничена с целью недопущения гидроразрыва горных пород и снижения давления на продуктивные пласты. Должен быть установлен контроль за объемом вытесняемого раствора из скважины.

Перед спуском эксплуатационной колонны на ниппель аварийной буровой трубы должен быть установлен переводник на спускаемую колонну с накрученным предохранительным кольцом.

1.16.8 Требования к испытанию скважин

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, составляется план работ и назначаются ответственные лица за их выполнение.

План утверждается техническим руководителем буровой организации и согласовывается с заказчиком.

При производстве работ по испытанию скважин необходимо иметь жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины, находящейся непосредственно на скважине, или материалов для оперативного ее приготовления.

Испытание скважин в процессе бурения с помощью испытателей пластов осуществляется по плану работ, предусматривающему мероприятия по подготовке ствола скважины, обработке раствора противоприхватными добавками, величину депрессии на испытываемый пласт, порядок подготовки буровой колонны и проведения такой операции. План работ согласовывается с заказчиком, геофизической организацией (в случаях ее участия) и утверждается техническим руководителем буровой организации.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями разрешается в скважинах при исправном буровом инструменте, насосах. Испытания пластов в зависимости от их задач могут проводиться без и с выпуском жидкости долива и пластового флюида на поверхность.

Перед испытанием скважины с помощью пластоиспытателя с выводом пластового флюида на поверхность необходимо:

- рассчитать колонну буровых труб на избыточное внутреннее и наружное давления, которые могут возникнуть в процессе испытания;
- оборудовать буровую колонну шаровым краном и специальной устьевой головкой, опрессовав их на давление, превышающее на 10 % максимальное ожидаемое в процессе операции;
- провести обвязку устья с манифольдом буровых насосов и выкидной линии превенторной установки;
- обеспечить возможность прямой и обратной закачки промывочной жидкости в скважину;
- провести испытание на герметичность обсадной колонны с противовыбросовым оборудованием;

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

- оборудовать устье скважины рабочей площадкой для экстренного закрытия аварийного крана на специальной устьевого головки при подъеме буровой колонны с элементами обвязки над столом ротора;
- обеспечить на буровой в местах выхода пластового флюида активную вентиляцию.

Запрещается проведение работ с трубными пластоиспытателями в скважинах без оборудования их превенторной установкой.

Проведение работ с трубными пластоиспытателями в условиях поглощения промысловой жидкости и слабом проявлении скважины должно проводиться по дополнительным планам, содержащим мероприятия по обеспечению безаварийности и безопасности работ и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано противовыбросовым оборудованием по утвержденной схеме, а скважина заполнена буровым раствором (или специальной жидкостью), соответствующим рабочему проекту.

В случае вскрытия перфорацией газовых, нефтяных и водоносных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением противовыбросовое оборудование должно быть представлено превенторной установкой.

Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне или в среде, отличающейся от установленных требований, должна производиться в условиях обеспечения герметизации устья скважины при ГНВП. Технология и порядок проведения таких работ устанавливаются специальным планом, утвержденным пользователем недр (заказчиком) и согласованным с противофонтанной службой (противофонтанной военизированной частью).

Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости в скважине.

Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье должны проводиться с применением лубрикатора, технические характеристики которого соответствуют условиям работы скважины. До установки лубрикатор должен быть опрессован на рабочее давление, установленное изготовителем, а после установки - на давление опрессовки колонны.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							168
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

1.17 Методы оценки состояния обсадных колонн, способы и периодичность их испытания на остаточную прочность

При длительной консервации скважины (более 10 лет) или при выводе ее из ликвидации необходимо провести мероприятия по определению остаточной прочности обсадной колонны. Периодичность оценки состояния обсадных колонн – 10 лет.

Для этого проводят специальные исследования, предназначенные для решения частных задач, связанных с выделением дефектов обсадных колонн и цементного кольца, которые ставят под сомнения герметичность затрубного пространства.

Данные исследования могут включать в себя:

- обнаружение в теле обсадной колонны трещин, порывов, одиночных отверстий, негерметичных муфт, страгиваний муфт по резьбе;
- измерение толщин и выделение интервалов внутренней и внешней коррозии обсадных труб;
- определение интервалов напряженного состояния обсадных труб, обусловленного обжатием колонны породами с высокими реологическими свойствами;
- выделение локальных искривлений колонны и её эллипсности, оценку целостности наружных колонн (технической, кондуктора);
- оценку положения и качества ремонтных пластырей;
- выделение заколонных перетоков жидкости и газа;
- оценку состояния внутриколонного пространства – определение интервалов гидратных, парафиновых и солевых отложений. В каждом конкретном случае интервалы и комплекс специальных исследований определяются поставленной задачей. Исследования выполняют по индивидуальным проектам, согласованным между недропользователем и производителем работ.

Перечень задач и необходимых исследований может быть следующим:

а) определение толщины труб, которая может угрожающе уменьшаться вследствие износа по одной из образующих, вдоль которой происходит движение бурильного инструмента и НКТ, внутренней и внешней коррозии металла, возникающей в результате электрохимических процессов в скважине и затрубном пространстве и сероводородных проявлений;

б) интегрально (в поперечном сечении) толщину труб измеряют методами гамма-гамма-толщинометрии и электромагнитной дефектоскопии; дифференцированно – с помощью акустического сканирования, а также механической трубной профилометрии и многорычажной трубной профилометрии.

Механическую трубную профилометрию выполняют в двух режимах: непрерывной регистрации двух взаимно перпендикулярных диаметров и среднего диаметра труб и точечной детализационной регистрации отклонения каждого измерительного рычага.

Непрерывную запись ведут по всей колонне с целью выбора участков детализационных работ.

Детализационные измерения проводят в интервалах увеличения одного из двух измеряемых диаметров, изменений внутреннего диаметра труб и в местах локального искривления скважины. В зависимости от протяженности дефектного интервала расстояние между точками детализации может, изменяться от 0,1 до 1 м.

Электромагнитную дефектоскопию также выполняют в режимах непрерывной и точечной детализационной записи. Износ определяется по увеличению расстояния от оси прибора до стенки скважины.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

169

Выделение прорывов и протяжённых (более 8-10 см) трещин наружных труб в многоколонных конструкциях осуществляют с помощью электромагнитной дефектоскопии. Влияние внутренней колонны учитывают по результатам гамма-гамма-толщинометрии, механической трубной профилометрии и акустического высокочастотного сканирования.

Выделение одиночных сквозных отверстий диаметром более 8 мм, возникших в результате развития пятен коррозии, случайной или запланированной (например, ремонтной) перфорации, отверстий, выполненных сверлящим перфоратором, а также разнонаправленных трещин колонны, муфт, по которым проходит страгивание резьбы, достигается с помощью акустического высокочастотного сканирования и механической шумометрии, при которой регистрируют шумы от трения о колонну подрессоренных щупов скважинного прибора.

Характер отверстия (сквозное или глухое) определяют одним или комплексом методов, реагирующих на приток (отток) в скважину пластовых флюидов: термометрией, резистивиметрией, акустической шумометрией.

Повышенное напряжение материала колонны, вызванное обжатием обсадных колонн с высокими реологическими свойствами и являющиеся предвестником потенциального разрушения колонны, определяют по данным широкополосного акустического каротажа, термометрии и непрерывной инклинометрии.

Требования к данным широкополосного АК различны при выделении интервалов напряжённого состояния колонны и пород на больших и малых глубинах. На больших глубинах основную информацию предоставляют скорости распространения продольной и поперечной волн, значение которых используют для расчёта упругих параметров колонны и горных пород и определения градиентов их изменения с глубиной. На малых глубинах интервалы напряжённого состояния обсадной колонны обусловлены её обжатием глинами, переходящими в подвижное состояние при поступлении в них избыточной воды. Интервалы обжатия характеризуются большим затуханием упругой волны, распространяющейся в обсадной колонне, вследствие обжатия колонны породами и оттока энергии этой волны в породы, а также большим затуханием волн, регистрируемых через колонну в породах.

Дополнительные сведения предоставляют данные термометрии (если поток подвижных глин характеризуется другой, по сравнению с вмещающими породами, температурой) и непрерывной инклинометрии, разрешающая способность которой достаточна для определения локальных изгибов колонны.

Негерметичные муфты и другие места поглощения жидкости в колонне определяют по данным термометрии, дебитометрии и резистивиметрии.

Аномалии на кривых термометрии и дебитометрии устанавливают в процессе долива скважины или кратковременных закачек жидкостей в скважину; при этом устанавливают нижнюю границу участка колонны, в котором отмечается движение жидкости.

С помощью резистивиметрии интервалы поглощения находят, контролируя процесс перемещения по стволу скважины порции (0,5 - 1 м³) жидкости, близкой по плотности к жидкости, первоначально заполнявшей скважину, но существенно отличающейся от неё по электрическому сопротивлению. Продвижение жидкости осуществляется последовательными доливами или принудительными закачками продавочной жидкости.

Притоки жидкости в скважину устанавливают теми же методами – термометрии, дебитометрии и резистивиметрии.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							170
Инвар. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Выделение интервалов затрубного движения жидкости и газа проводят по данным термометрии (по локальным изменениям температуры, форма которых зависит от движения флюида сверху вниз или наоборот), акустической шумометрии (спектр шумов существенно различен для заколонных перетоков жидкости и газа) и закачки в скважину жидкостей, обогащенных искусственными изотопами.

1.17.1 Способы и периодичность испытания обсадных колонн на остаточную прочность

Оценка состояния обсадных колонн осуществляется аналитическим методом и методом прямого исследования. Аналитическим методом определяется радиальный износ колонны в зависимости от фактических условий бурения под следующую обсадную колонну.

В процессе эксплуатации скважины оценка состояния обсадных колонн также осуществляется аналитическим методом и методом прямых исследований.

Прямые исследования осуществляются методом ГИС (термометрия, магнитоимпульсная дефектоскопия, акустическая цементометрия (АКЦ с записью ФКД), плотностная цементометрия (СГДТ-НВ), радиоактивный каротаж (ГК, НКТ) с записью МЛМ и отбивкой забоя).

Периодичность оценки технического состояния эксплуатационной колонны осуществляется в соответствии с таблицей 8 «Методических указаний по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» (РД 153-39.0-109-01, М.. 2002 г.) [25].

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								171
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.18 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объекты физических лиц, транспортных средств и грузов

На всех опасных производственных объектах ОАО «Сургутнефтегаз» приняты следующие меры по предотвращению постороннего вмешательства и противодействию возможным террористическим актам:

- организовано взаимодействие с органами МВД и ФСБ по предупреждению террористических актов на объектах;
- организовано получение от правоохранительных органов поступающей информации о фактах и попытках приготовления к террористическим актам;
- организован пропускной и внутриобъектовый режим, обо всех случаях выявления подозрительных лиц или предметов информация немедленно передается в правоохранительные органы;
- регулярно проводится проверка инженерно-технических средств охраны, охранно-пожарной сигнализации объектов и ежедневная проверка всей системы связи.

На опасных производственных объектах предусматриваются системы СКУД и СОТ. Система контроля и управления доступом персонала предназначена для обеспечения автоматизированного санкционированного входа на территорию объекта и выхода из нее по предъявляемому идентификатору. Система технологического видеонаблюдения предназначена для постоянного контроля и наблюдения за работой и состоянием оборудования объекта. Система охранного телевидения предназначена для видеоконтроля охраняемых зон, формирования тревожных сообщений при срабатывании детекторов движения и обеспечения хронологии видеoinформации.

Конкретные решения по обустройству СКУД и СОТ, планы расстановки специального оборудования и прокладки внешних сетей системы охранного телевидения в рамках данной проектной документации не разрабатываются, так как данные решения представлены в проектной документации на обустройство месторождений.

Сведения о системах технологического видеонаблюдения представлены в таблице 1.3.4.

Регулярно проводятся инструктажи сотрудников подразделений службы безопасности объекта, на предмет выявления возможных признаков (подозрительные предметы, люди и их поведение и т.п.) и пресечения приготовления террористических актов.

Территория объектов обнесена ограждением по всему периметру и имеет КПП.

Съезд с дороги автотранспорту, за исключением аварийного, запрещается.

Въезд на территорию опасных производственных объектов разрешается только автотранспорту, обслуживающему объект. Водители сообщают о своих передвижениях персоналу.

Запрещается проезд КПП без остановки.

Запрещается въезд, вход на месторождение, производственный объект без пропуска.

На опасных производственных объектах передвижение автотранспорта с искрогасителями по территории, происходит в присутствии дежурного персонала или сотрудника службы безопасности.

Запрещается нахождение на территории нефтегазовых месторождений лиц, не связанных с производством работ.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										172
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

Регулярно проводится проверка стоянок автотранспорта сотрудниками службы безопасности и об обнаруженных недостатках информируются руководители (мастера) объектов.

Санкции за нарушение в ОАО «Сургутнефтегаз» определяются согласно условиям контракта, правилами внутреннего трудового распорядка, административной и уголовной ответственностью в зависимости от ущерба.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		Подп.

1.19 Мероприятия по безопасности производства буровых работ в зонах ММП

Особенности строительства скважин в зонах ММП заключаются в обеспечении надежности скважины, обусловленной наличием отрицательных температур массива пород и постоянным изменением их физических свойств под влиянием внешних воздействий.

Основным фактором по предупреждению осложнений при проводке скважин, является строгое соблюдение свойств и параметров бурового раствора, технологии бурения скважины, технологии крепления скважины, обеспечивающих снижение кавернообразования, предотвращение деформации и приустьевым провалам грунта, предотвращение межколонных проявлений.

1.19.1 Мероприятия при бурении ММП на растворах с положительными температурами

Основной особенностью проходки ММП на растворах с положительной температурой является интенсивное разрушение стенок скважин в интервалах залегания ледяных осадочных образований. При бурении под направление и кондуктор используется глинистый буровой раствор с повышенной плотностью и структурно-реологическими характеристиками и невысоким значением фильтрации.

При использовании других глинистых материалов следует изменять их концентрацию в буровом растворе обратно пропорционально их коллоидности.

Поддержание заданных параметров бурового раствора осуществляется регулированием количества глинистой фазы в растворе и постоянной его химической обработкой в соответствии с регламентами буровых растворов.

При очистке из глинистого раствора выносятся глинистый материал в количестве до 7 % объема шлама. При бурении ММП необходимо постоянно восполнять убыль глинистого материала в растворе.

Буровой раствор при проходке ММП должен обладать свойствами, обеспечивающими снижение интенсивности кавернообразования ствола скважины за счет уменьшения теплообмена в системе «скважина-порода», для чего температура бурового раствора на входе не должна превышать 8-10 °С.

Для бурения скважин в зоне распространения ММП в качестве промывочной жидкости запрещается использовать воду.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								174
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.19.2 Требования к выбору конструкции и профиля скважин для районов распространения ММП

Конструкция скважины обеспечивает надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства за счет применения технических средств и технологических решений, в зависимости от литологического состава, глубины залегания и температуры ММП.

При двухслойном залегании ММП направлением перекрывается верхний приповерхностный слой мерзлых пород. При монолитном залегании направлением перекрывается только часть пород, склонных к разрушению под действием циркулирующей жидкости. При наличии только погребенной (реликтовой) мерзлоты необходимость и глубина спуска направления принимаются в соответствии с опытом строительства подобных скважин.

Глубина спуска кондуктора принимается, в соответствии с требованиями ФНИП ПБ, 2013 (с изменениями от 12.01.2015), но не менее чем на 50 м ниже подошвы ММП.

1.19.3 Мероприятия по технологии бурения в разрезе ММП

Качественное состояние ствола скважины обеспечивается комплексом мероприятий, направленных на сокращение продолжительности контакта промывочной жидкости с мерзлыми породами и строгим поддержании заданных параметров раствора при бурении данного интервала, то есть:

- а) правильным выбором технологии, обеспечивающей достижение максимальных скоростей бурения;
- б) сокращением продолжительности работ, не связанных с углублением скважин.

С целью сокращения продолжительности работ, не связанных с углублением забоя, забуривание скважины нужно начинать после подготовки оборудования к работе, при обеспечении буровой материалами, трубами и инструментом для проходки ММП.

В случае невозможности достижения заданной скорости бурения и при увеличении фактического диаметра ствола скважины более чем в 1,2 раза сверх номинального, применять последовательное вскрытие мерзлых пород долотами уменьшенного и номинального диаметра.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								175
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

1.19.4 Мероприятия по технологии крепления скважины обсадными колоннами для районов распространения ММП

Основной особенностью крепления скважин в разрезе ММП, являются неблагоприятные условия для гидратации цементного раствора из-за низких температур массива пород. Для предотвращения замерзания тампонажного раствора в скважине и ускорения процесса гидратации необходим начальный разогрев системы (тампонажный раствор и продавочная жидкость) и ввод химических реагентов снижающих температуру замерзания жидкой фазы цементного раствора и ускоряющих процесс затвердевания.

Прочностные характеристики обсадных труб, расположенных в зоне мерзлых пород выбираются из условия сохранения целостности и герметичности колонн, исходя из геокриологической и литологической характеристики разреза ММП, в соответствии с действующими регламентирующими документами.

Для обеспечения надежности простаивающих скважин необходимо применять незамерзающие буферные жидкости, также незамерзающие жидкости следует применять для опрессовки межколонных пространств и колонн. При использовании в качестве буферных и опрессовочных жидкостей солевых растворов, концентрация их в растворе должна обеспечить незамерзаемость солевых растворов в случае оставления их в скважине и выбирается в зависимости от минимальной температуры ММП.

В случае если уровень поднятого до устья тампонажного раствора при цементировании направления и кондуктора опускается, производить заполнение заколонного пространства цементным раствором с устья.

Температура тампонажного раствора должна быть не ниже 8-10 °С для обеспечения его ускоренного схватывания, но не превышать температуру бурового раствора при бурении под колонну.

При опрессовке колонн и межколонного пространства следует применять незамерзающие жидкости, в том числе и используемые буферные жидкости.

1.19.5 Дополнительные требования к скважинам в районах распространения ММП

Работы по вызову притока могут быть начаты только после обследования состояния скважины глубинными приборами (термометрами, манометром), установления их проходимости по всему стволу и прогрева крепи в интервале ММП прокачкой прогретой жидкости через спущенные ТТ.

Комплекс мероприятий по предупреждению смятия колонн и аварийных газопроявлений в скважинах в случае длительных их простоев после окончания бурения или в период испытания зависит от предполагаемого срока простоя (время обратного промерзания) и наличия в заколонном и межколонном пространствах замерзающей жидкости. Комплекс мероприятий разрабатывается организацией - исполнителем работ по согласованию с пользователем недр (заказчиком). При наличии в межколонных пространствах скважины замерзающих жидкостей необходимо проводить периодический контроль ее температуры глубинными термометрами.

В случае падения температуры до опасных значений необходимо обеспечить периодические прогревы крепи прокачкой подогретой жидкости.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист 176
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.		

1.20 Паспорт рабочего проекта

Таблица 1.20.1 - Техничко-экономические показатели

Наименование показателя	Единица измерения	Значение проектного показателя
1	2	3
1 Глубина скважины	м	2450
2 Продолжительность строительства скважины	сут	
Всего (БУ-2900/175 ДЭП, повторный монтаж)		376,79
Всего (БУ ZJ 30 DBS, повторный монтаж)		405,86
в том числе по этапам:		
строительные и монтажные работы (БУ-2900/175 ДЭП)		36,48
строительные и монтажные работы (БУ ZJ 30 DBS)		65,55
подготовительные работы к бурению		3,00
бурение и крепление		88,21
испытание ИП		18,57
испытание в колонне		229,80
монтаж и демонтаж А-60/80		0,73
3 Глубина спуска обсадных колонн	м	
- направление		50
- кондуктор		430
- техническая		720
- эксплуатационная		1450
- хвостовик		2450
4 Затраты времени на работы по проходке при бурении под колонны:	сут	
- направление		0,97
- кондуктор		2,73
- техническая		2,99
- эксплуатационная		19,61
- хвостовик		50,35
5 Затраты времени на работы по креплению колонн	сут	
- направление		1,22
- кондуктор		2,43
- техническая		2,57
- эксплуатационная		2,64
- хвостовик		2,70
6. Расход долот, обсадных труб и основных материалов:		
6.1 Расход долот и бурильных головок	шт.	
всего		16,945
в том числе по типоразмерам		
490,0 GRD213-R216		0,167
393,7 GRDP545-R174		1,270
295,3 MTR627-R438		0,529

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

177

Продолжение таблицы 1.20.1

1	2	3
215,9 ТЗГАУ-R590		1,200
БИТ 215,9 В 713 У		0,676
212,7/80 СВ 366SM-A38		0,633
146,0 SLHP627 R949		10,838
БИТ 146/80 В 613 УС.20		1,633
6.2 Расход обсадных труб всего	Т	162,20
в том числе по типоразмерам		
Ø 426 мм ТРЕУГ.		5,93
Ø 324 мм ОТТМ		34,36
Ø 245 мм БТС		40,82
Ø 168 мм БТСАТУ (ТМК-FMC, ВМЗ-1)		54,96
Ø 114 мм БТСАТУ (ТМК-FMC, ВМЗ-1)		26,12
6.3 Расход цемента всего	Т	133,81
в том числе по типам		
тампонажный портландцемент ПЦТ-II-50:		
- направление		8,81
- кондуктор		47,85
- техническая		30,62
- эксплуатационная		30,98
- хвостовик		15,55
6.4 Расход глинопорошка для бурения (ПБМБ)	Т	30,45
для крепления (ППБ)		1,91
6.5 Расход химреагентов для приготовления и обработки бурового раствора:	Т	
Высоковязкая КМЦ		3,85
Натрий хлористый технический		107,01
Ксантановый биополимер		1,62
Каустическая сода (NaOH)		0,17
ПАА		1,22
Смазочная добавка		1,22

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

178

Приложение А
(обязательное)

Список нормативно-справочных и инструктивно-методических материалов, используемых при принятии решений и строительстве скважин

1 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»: утв. приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101: в редакции приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 № 1. – Екатеринбург: Урал ЮР Издат, 2015. – 164 с. – ISBN 978-5-9682-1352-5.

2 ГОСТ 12.2.115-86. Оборудование противовыбросовое. Требования безопасности: утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 31.07.1986 № 2308. – Введ. 1988-01-01 // Система стандартов безопасности труда. ГОСТ 12.2.110 – ГОСТ 12.2.111-85, ГОСТ 12.2.112 – ГОСТ 12.2.116-86, ГОСТ 12.2.117 – ГОСТ 12.2.123-88, ГОСТ 12.2.124-90 – ГОСТ 12.2.125-91. – М.: Издательство стандартов, 2002. – С.30-32.

3 ГОСТ 13846-89 (СТ СЭВ 4354-83). Арматура фонтанная и нагнетательная. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции: утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 24.02.1989 № 332. – Взамен ГОСТ 13846-84; введ. 1990-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1989. – 13 с.

4 ГОСТ 13862-90 (СТ СЭВ 6149-87, СТ СЭВ 6913-89, СТ СЭВ 6914-89, СТ СЭВ 6916-89). Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции: утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по управлению качеством продукции и стандартам от 28.06.1990 № 1967. – Взамен ГОСТ 13862-80; введ. 1992-01-01. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 22 с.

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: утв. и введ. в действие постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 29.12.1969 № 1394: с изменениями № 1, 2, 3, 4, 5. – Введ. 1971-01-01. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

6 ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия: принят Межгосударственной научно-технической комиссией по стандартизации, техническому нормированию и сертификации в строительстве (МНТКС) 11.12.1996: введ. в действие в качестве государственного стандарта Российской Федерации постановлением Госстроя России от 10.04.1998 № 18-31. – Взамен ГОСТ 1581-91; введ. 1998-10-01. – М.: Минземстрой России, ГУП ЦПП, 1998. – IV, 14 с.

7 Временный регламент по эксплуатации бурильных труб: утв. и.о. заместителя генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» – начальника управления по бурению Ф.Р.Яхшибековым 27.09.2011. Сургут: Сургутнефтегаз, 2011. – 23 с.

8 Инструкция. Неразрушающий контроль бурового инструмента и оборудования при эксплуатации. Организация и порядок проведения: РД 41-01-25-89: утв. распоряжением Министерства геологии СССР от 12.12.1989 № 11/11-223. – Взамен Инструкции по неразрушающему контролю бурового инструмента в процессе эксплуатации; введ. 1990-04-15. – Львов, 1990. – 121 с.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										179
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

9 Инструкция о порядке ведения работ по ликвидации и консервации опасных производственных объектов, связанных с пользованием недрами: РД 07-291-99: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.1999 № 33. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

10 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ: ВСН 39-86: утв. приказом Министерства нефтяной промышленности СССР от 06.08.1986 № 443, приказом Министерства газовой промышленности СССР от 04.12.1986 № 275, приказом Министерства геологии СССР от 31.12.1986 № 705. – Введ. 1987-01-01. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 156 с.

11 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте: РД 08-435-02: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 11.03.02 № 14. – Введ. 2002-04-15. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

12 И 8-2016. Инструкция по глушению нефтяных, газовых и нагнетательных скважин перед проведением текущего, капитального ремонта и освоения скважин: утв. и введ. в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 15.05.2017 № 714. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2017. – 21 с.

13 Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. / Разраб. АООТ «ВНИИТнефть». – Взамен РД 39-093-91; введ. 1999-06-01. – М.: Нефтяник, 1999. – 36 с.

14 Инструкция по монтажу и эксплуатации малогабаритных превенторов при текущем, капитальном ремонте, освоении и испытании нефтяных и газовых скважин: утв. и введ. в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 28.11.2016 № 2081. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2016. – 16 с.

15 Инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой установке: утв. главным инженером – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 24.02.2014. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2014. – 23 с.

16 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при бурении нефтяных и газовых скважин: утв. главным инженером – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 01.03.2016. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2016. – 14 с.

17 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при освоении и испытании законченных бурением скважин, консервации и ликвидации нефтяных и газовых скважин: утв. главным инженером – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 01.03.2016. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2016. – 15 с.

18 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности: РД 08-254-98: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 31.12.1998 № 80. – М.: Промышленная безопасность, 2005. – 32 с.

19 Инструкция по проверке технического состояния металлоконструкций буровых установок фирмы «Уралмаш-БО»: согласована Госгортехнадзором России, письмо от 21.05.2004 №10-03/615. – Екатеринбург, 2003.

20 Инструкция по расчету бурильных колонн для нефтяных и газовых скважин. / Разраб. АООТ «ВНИИТнефть». – Взамен РД 39-0147014-502-85; введ. 1998-01-01. – М.: Нефтяник, 1997. – 156 с.

Взам. инв. №		Подп. и дата		Инв. № подл.		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
													180

21 Инструкция по расчёту колонн насосно-компрессорных труб. / Разраб. АООТ «ВНИИТнефть». – Взамен РД 39-0147014-0002-89; введ. 1999-01-01. – М.: Нефтяник, 1998. – 70 с.

22 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. / Разраб. АООТ «ВНИИТнефть». – Взамен РД 39-7/1-0001-89; введ. 1997-07-01. – М.: Нефтяник, 1997. – 195 с.

23 Сборник дополнений к инструктивным документам Ассоциации буровых подрядчиков по эксплуатации обсадных труб. / Разраб. Ассоциация буровых подрядчиков. – М., 2010. – 83 с.

24 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ: РД 39-0148052-537-87: утв. первым заместителем министра нефтяной промышленности В.И.Игrevским 28.01.1987. – Взамен РД 39-2-262-79; введ. 1987-04-01. – М.: Ротапринт ВНИИБТ, 1987. – 130 с.

25 Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений: РД 153-39.0-109-01: утв. и введ. в действие приказом Минэнерго России от 05.02.2002 № 30. – Введ. 2002-03-01. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

26 Методические указания по экспертизе промышленной безопасности буровых установок с целью продления срока, безопасной эксплуатации: МУ 03-008-06: утв. решением конференции Ассоциации буровых подрядчиков, протоколом от 20.04.2006. – Редакция 2. – М., 2006. – 20 с.

27 Мительман Б.И. Справочник по гидравлическим расчетам в бурении. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 254 с.

28 О промышленной безопасности опасных производственных объектов: Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ: принят Государственной Думой 20.06.1997: с изменениями на 07.03.2017; редакция, действующая с 25.03.2017. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

29 Освоение скважин азрированными пенными системами на нефтяных месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»: технологический регламент: утв. и введ. в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 20.08.2014 № 1322. – Введ. 2014-09-01. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2014. – III, 48 с.

30 Положение о системе управления охраной труда, промышленной, пожарной и электробезопасностью в ОАО «Сургутнефтегаз»: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 01.07.2015 № 2142. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2015. – 100 с.

31 Положение по одновременному ведению работ на кустовых площадках ОАО «Сургутнефтегаз»: утв. и.о.генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 10.07.2014. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2014. – 54 с.

32 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля: ПБ 03-372-00: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 02.06.2000 № 29. – Введ. 2000-08-25. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

33 Правила охраны недр: ПБ 07-601-03: утв. постановлением Госгортехнадзора России от 06.06.2003 № 71: с изменениями на 30.06.2009. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

34 Правила противопожарного режима в Российской Федерации: утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 №390: с изменени-

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		181

ями на 21.03.2017. — Электрон. дан. — [Россия], [201-]. — Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». — Загл. с экрана.

35 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей: утв. приказом Минэнерго России от 13.01.2003 № 6. — Введ. 2003-07-01. — Электрон. дан. — [Россия], [201-]. — Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». — Загл. с экрана.

36 ТР 24-2016. Технологический регламент на производство работ испытателем пластов на трубах в бурящихся и обсаженных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз»: утв. и введ. в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 27.02.2017 № 193. — Взамен «Регламента на производство работ испытателем пластов на трубах в бурящихся и обсаженных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», утвержденного указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 07.08.2009 № 1394; введ. 2017-03-13. — Сургут: Сургутнефтегаз, 2016. — 22 с.

37 Сборник отраслевых укрупненных сметных норм на топографо-геодезические и маркшейдерские работы. — М.: Недра, 1983. — 174 с.

38 Сборник сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах: утв. первым заместителем министра нефтяной промышленности В.И.Игровским 05.09.1984. — Введ. 1985-01-01. — М.: ВНИИКОЭНГ, 1985. — 32 с.

39 Сметные нормы времени на испытание объектов скважин с применением испытателей пластов: утв. первым заместителем министра нефтяной промышленности В.Ю.Филановским 03.03.1987. — М.: ВНИИОЭНГ, 1987. — 13 с.

40 СНиП IV-2-82. Глава 2. Приложение. Т. 10. Сборники элементных сметных норм на строительные конструкции и работы. Сб. 49. Скважины на нефть и газ. / Госстрой СССР. — М.: Металлургия, 1983. — 248 с.

41 СНиП IV-5-82. Приложение. Сборники единых районных единичных расценок на строительные конструкции и работы. Сб. 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы. / Госстрой СССР. — М.: Стройиздат, 1985. — 176 с.

42 Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин / Авт. А.И.Булатов, Л.Б.Измайлов, В.И.Крылов и др.; под общей редакцией проф. А.И.Булатова. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Недра, 1981. — 240 с.

43 Справочник по промыслово-геофизическим исследованиям и работам в скважинах для специалистов ОАО «Сургутнефтегаз»: Справочное пособие. — Сургут: Сургутнефтегаз, 2009. — 238 с.

44 СТО 64-2014. Геолого-технологический контроль поисково-разведочного бурения и эксплуатационного бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин с помощью компьютеризированных станций геолого-технологических исследований: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 04.02.2015 № 253. — Взамен СТО 64-2009. — Сургут: Сургутнефтегаз, 2014. — V, 76 с.

45 СТО 103-2017. Растворы буровые и тампонажные. Контроль параметров: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 12.05.2017 № 1083. — Взамен СТО 103-2013. — Сургут: Сургутнефтегаз, 2017. — IV, 86 с.

46 СТО 145-2016. Система технического обслуживания и планового ремонта оборудования службы главного механика ОАО «Сургутнефтегаз»: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 10.02.2017 № 236. — Взамен СТО 145-2009; введ. 2017-02-15. — Сургут: Сургутнефтегаз, 2017. — IV, 56 с.

47 СТО 150-2015. Скважины на нефть, газ и воду. Порядок консервации и вывода из консервации: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от

Взам. инв. №
Подп. и дата
Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

09.11.2015 № 3361. – Взамен СТО 150-2010; введ. 2015-11-10. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2015. – IV, 68 с.

48 СТО 153-2015. Скважины на нефть, газ и воду. Порядок ликвидации и восстановления из ликвидации: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 29.12.2015 № 3927. – Взамен СТО 153-2010; введ. 2015-12-29. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2015. – IV, 81 с.

49 СТО 225-2013. Строительство скважин. Методы геофизических исследований скважин: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 26.06.2014 № 2125. – Взамен СТО 225-2011; введ. 2014-07-10. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2013. – IV, 34 с.

50 СТО 241-2014. Крепление скважин. Порядок подготовки и проведения: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 30.04.2014 № 1430: изм. № 1 внес. приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 07.10.2016 № 2437, введ. 2016-10-20. – Взамен РД 5753490-009-2005; введ. 2014-05-15. – Сургут, Сургутнефтегаз, 2014. – III, 83, 4 с.

51 СТО 249-2014. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 02.06.2014 № 1812: изм. № 1 внес. приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 07.10.2016 № 2437, введ. 2016-10-20. – Взамен РД 5753490-026-2007, РД 5753490-027-2007, СТО 27-2010; введ. 2014-06-10. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2014. – V, 135, 8 с.

52 СТО 261-2014. Вскрытие и испытание продуктивных горизонтов на лицензионных участках ОАО «Сургутнефтегаз» в Восточносибирском регионе: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 13.05.2015 № 1489. – Взамен РД 5753490-054-2010; введ. 2015-05-15. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2015. – IV, 33 с.

53 СТО 52-2016. Головки колонные и арматуры устьевого. Подготовка для монтажа на скважинах: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 23.12.2016 № 3012. – Взамен СТО 52-2006; введ. 2017-01-10. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2016. – III, 34 с.

54 Технологический процесс крепления кондукторов до устья скважин без спуска направления: РД 31417076-001-94: утв. и введ. в действие приказом АО «Сургутнефтегаз» от 30.12.1994 № 838. – Введ. 1994-12-25. – Сургут, 1994. – III, 11 с.

55 СТО 165-2016. Растворы буровые и жидкости специальные технологические для бурения скважин в Восточной Сибири. Порядок приготовления и применения: утв. и введ. в действие приказом ОАО «Сургутнефтегаз» от 17.04.2017 № 851. – Взамен РД 5753490-077-2010; введ. 2017-04-20. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2017. – V, 105 с.

56 Технический регламент о безопасности зданий и сооружений: Федеральный закон от 30.12.2009 № 384-ФЗ: принят Государственной Думой 23.12.2009: с изменениями на 02.07.2013. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

57 Технологический регламент по безопасному ведению работ при опробовании и испытании скважин после бурения на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз»: нормативно-технический документ: утв. и введ. в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 05.03.2015 № 268. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2015. – 61 с.

58 Технологический регламент по освоению скважин инертным газом (азотом) на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» с использованием газификационных установок: утв. и введ. в действие указанием ОАО «Сургутнефтегаз» от 14.09.2010 № 1883. – Введ. 2010-10-01. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2010. – 17 с.

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
										183
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата					

59 Типовые нормы бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением: утв. приказом Министерства здравоохранения и социального развития Российской Федерации от 09.12.2009 № 970н: с изменениями на 20.02.2014. – Электрон. дан. – [Россия], [201-]. – Режим доступа: ИС «Кодекс: Интранет». – Загл. с экрана.

60 Типовые схемы обвязки устья противовыбросовым оборудованием при текущем и капитальном ремонте скважин, забурировании боковых стволов, освоения скважин на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», расположенных в Западной и Восточной Сибири: утв. главным инженером – первым заместителем генерального директора ОАО «Сургутнефтегаз» А.Н.Булановым 30.10.2015. – Введ. 2015-10-15. – Сургут: Сургутнефтегаз, 2015. – 25 с.

61 Отраслевая инструкция по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности. / Разраб. «ВНИИТБ»: ИБТВ I – 087 – 81: утв. и введ. в действие первым заместителем министра нефтяной промышленности В.И.Кремневым 23.10.1981. – Баку: ВНИИТБ, 1982. – 21 с.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
								184
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата			

Приложение Б
(обязательное)
Копия задания от 26.04.2017
на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту

СОГЛАСОВАНО
Заместитель генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз» –
начальник управления по бурению

_____ С.А.Ананьев
« ____ » _____ 2017 г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер –
первый заместитель
генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»
_____ А.Н.Буланов
«26» _____ 2017 г.

СОГЛАСОВАНО
Главный геолог –
заместитель генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»

_____ В.Л.Чирков
«25» _____ 2017 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение проектно-изыскательских работ по объекту:
«Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П в пределах
Пилюдинского лицензионного участка»

1. ОСНОВНЫЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ И ТРЕБОВАНИЯ

1.1. Месторождение (лицензионный участок, площадь)	Пилюдинский
1.2. Местоположение лицензионного участка	Киренский район Иркутской области
1.3. Основание для проектирования	Проект геологического изучения Пилюдинского участка недр (поиск и оценка месторождений углеводородов) (Отчет по теме №2447-16), г. Сургут, 2016
Источник финансирования	Капитальное строительство (бурение)
1.4. Цель бурения	Поиск
1.5. Номера скважин, которые будут строиться по данной проектной документации	277-8П, 231-4П
1.6. Назначение скважин	Поисково-оценочные
1.7. Проектный горизонт, шифр пласта	Фундамент (AR-PR)
1.8. Вид бурения (вертикальный, наклонно-направленный, пологий, горизонтальный и т.п.)	Вертикальный
1.9. Глубина скважин по вертикали	277-8П – 2450 м 231-4П – 2480 м
1.10. Проектная коммерческая скорость бурения, м/ст-мес	Прилагается к заданию

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

185

2

1.11. Стадийность проектирования	Проектная документация
1.12. Вид строительства	Новое

2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ТРЕБОВАНИЯ

2.1. Источник временного электроснабжения (дизельные электростанции и т.п.) для обеспечения процесса строительства скважин	Основной источник: ДЭС мощностью 823кВт – 3шт. (аналоги) Аварийный источник: ДЭС мощностью 200кВт – 1шт.
2.2. Источник временного водоснабжения (скважина временного технического водоснабжения и т.п) для обеспечения процесса строительства скважин	Предусмотреть два варианта временного водоснабжения: 1 вариант – скважина временного технического водоснабжения. Разработать проект согласно гидрогеологическому заключению (прилагается), и включить в состав проектной документации в подраздел «Технологические решения»; 2 вариант – забор воды из поверхностного водного объекта (привести справочно с ссылкой на отдельный проект).
2.3. Временное водоотведение (система сбора, канализация и т.п.) для обеспечения процесса строительства скважин	Буровые сточные воды, поверхностные сточные воды отводятся в шламовый амбар. Хозяйственно-бытовые сточные воды отводятся в специальные канализационные емкости
2.4. Источник временного теплоснабжения (котельная и т.п.) для обеспечения процесса строительства скважин	Котельная УKM-2ГМ (УKM-3ГМ), с котлами Е-1,0-0,9 М (ПКН-2М)
2.5. Источник связи (спутниковая связь и т.п.) для обеспечения процесса строительства скважин	Перевозимая земная станция спутниковой связи типа «SATNET»
2.6. Тип буровой установки: - основной вариант	БУ-2900/175 ДЭП
2.7. Тип вышки	А-образная
2.8. Вид привода	От электродвигателей постоянного (переменного) тока
2.9. Вид монтажа буровой установки	Повторный
2.10. Способ бурения скважины	Турбинный, роторный - разработка проектировщика
2.11. Типы и глубины применяемых забойных двигателей и долот	Разработка проектировщика
2.12. Наличие многолетнемерзлых	Согласно геологическому проекту

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

186

3

пород	
2.13. Станция ГТИ и глубина начала контроля	По всему стволу с газовым каротажем
2.14. Конструкция скважины (диаметры и глубины спуска колонн по вертикали)	<p><i>Скважина №277-8П:</i> Направление Ø 426мм: 0÷50м; Кондуктор Ø 324мм: 0÷430м; Техническая колонна Ø 245мм: 0÷720м; Эксплуатационная колонна Ø 168мм: 0÷1450м; Хвостовик Ø 114мм: 1200-2450м.</p> <p><i>Скважина №231-4П:</i> Направление Ø 426мм: 0÷50м; Кондуктор Ø 324мм: 0÷380м; Техническая колонна Ø 245мм: 0÷840м; Эксплуатационная колонна Ø 168мм: 0÷1555м; Хвостовик Ø 114мм: 1305-2480м.</p>
2.15. Уровень подъема цемента за обсадной колонной	Направление Ø 426мм: до устья, ПЦТ-II-50; Кондуктор Ø 324мм: до устья, ПЦТ-II-50; Техническая колонна Ø 245мм: выше башмака на 500 м – ПЦТ-II-50 норм. плотности; остальное – облегченный из ПЦТ-II-50 86% + ППБ 14% (ПЦТ III-Об 5-100, ЦТОА-I-50) до устья. Эксплуатационная колонна Ø168 мм: в интервалах продуктивных пластов и выше кровли верхнего продуктивного пласта на 500 м – ПЦТ-II-50 норм. плотности; остальное – облегченный из ПЦТ-II-50 86% + ППБ 14% (ПЦТ III-Об 5-100, ЦТОА-I-50) до перекрытия башмака предыдущей колонны на 500 м. Хвостовик Ø114 мм – по всей длине, норм. плотности ПЦТ-II-50.
2.16. Тип резьбового соединения* и толщина стенки** обсадных колонн. Примечание: 1. * - рекомендуемый. 2. ** - толщина стенки имеет рекомендательный характер и может быть применена при условиях, удовлетворяющих коэффициенты	Направление Ø426x11,0мм – Треуг. Кондуктор Ø324x9,5мм – ОТТМ Техническая колонна Ø245x8,9мм – БТС Эксплуатационная колонна: Ø168x8,9мм – БТС (ТМК-FMC, ВМЗ-1) Хвостовик: Ø114x7,4мм – БТС с тефлоновым уплотнением (ТМК-FMC, ВМЗ-1) В примечании в таблице параметров

Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

187

4

запаса прочности металла	обсадных колонн указать возможность использования труб с другими резьбовыми соединениями
2.17. Технология цементирования (одно- или двухступенчатая, российская, зарубежная, станция контроля цементирования)	Одноступенчатая (расчет проектировщика с учетом недопущения гидроразрыва пластов)
2.18. Способы контроля качества цементирования	Для кондуктора – акустический метод (АКЦ), радиоактивный метод (ЦМ); Для эксплуатационной колонны – акустический метод (АКЦ), радиоактивный метод (СГДТ)
2.19. Тип бурового раствора (естественный, из глинопорошка или другой) и реагенты химобработки: а) направление и кондуктор б) до продуктивного пласта в) при первичном вскрытии пласта	Разработка проектировщика с учетом литолого-стратиграфических особенностей вскрываемого разреза и согласно СТО 165-2016 ОАО «Сургутнефтегаз». Предусмотреть возможность использования других рецептов бурового раствора с использованием различных химических реагентов (аналогов и др.).
2.20. Средства очистки бурового раствора (марка): вибросита пескоотделитель	ZQ-2; ЛВ-11 (для резерв. варианта); ГЦ-400

3. ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИЯ

3.1. Стратиграфия и литология разреза	Проект геологического изучения Пилюдинского участка недр (поиск и оценка месторождений углеводородов) (Отчет по теме №2447-16), г.Сургут, 2016
3.2. Техника и технология первичного вскрытия продуктивных пластов	На репрессии согласно расчёту проектировщика
3.3. Объекты и интервалы отбора керн. Тип колонкового снаряда	<u>Скважина №277-8П:</u> О-1 (осинский) 1325-1365м - 40м; Б3-4 (усть-кутский I) 1390-1405м - 15м; Б5 (усть-кутский II) 1410-1450м - 40м; Б5 (усть-кутский II) 1720-1750м - 30м; Б3-4 (усть-кутский I) 1810-1850м - 40м; О-1 (осинский) 1885-1950м - 65м; Б3-4 (усть-кутский I) 1985-2025м - 40м; Б5 (усть-кутский II) 2085-2125м - 40м; В10 (марковский) 2335-2355м - 20м; Забойный керн 2440-2450м - 10м Всего 340 метров или 13,9% от глубины скважины.

Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

188

5

	<p>Керноотборный снаряд: СК-172/80, УК-127/80</p> <p><u>Скважина №231-4П:</u> Христофоровский 1350-1405м - 55м; О-1 (осинский) 1470-1510м - 40м; БЗ-4 (усть-кутский I) 1555-1580м - 25м; Б5 (усть-кутский II) 1590-1630м - 40м; В10 (марковский) 2395-2415м - 20м; Забойный керн 2470-2480м - 10м Всего 190 метров или 7,6% от глубины скважины.</p> <p>Керноотборный снаряд: СК-172/80, УК-127/80</p>
3.4. Объекты и интервалы испытания в открытом стволе	<p><u>Скважина №277-8П:</u> О-1 (осинский) 1325-1365м - 40м; БЗ-4 (усть-кутский I) 1390-1405м - 15м; Б5 (усть-кутский II) 1410-1450м - 40м; Б5 (усть-кутский II) 1720-1750м - 30м; БЗ-4 (усть-кутский I) 1810-1850м - 40м; О-1 (осинский) 1885-1950м - 65м; БЗ-4 (усть-кутский I) 1985-2025м - 40м; Б5 (усть-кутский II) 2085-2125м - 40м; В10 (марковский) 2335-2355м - 20м; Забой 2440-2450м - 10м</p> <p><u>Скважина №231-4П:</u> Христофоровский 1350-1405м - 55м; О-1 (осинский) 1470-1510м - 40м; БЗ-4 (усть-кутский I) 1555-1580м - 25м; Б5 (усть-кутский II) 1590-1630м - 40м; В10 (марковский) 2395-2415м - 20м; Забой 2470-2480м - 10м</p>
3.5. Комплекс геофизических исследований в открытом стволе и в колонне	Согласно «Правилам геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах» Москва, 1999 г. для поисковых (разведочных) скважин, СТО 225-2013 ОАО «Сургутнефтегаз» и «Технической инструкции по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (Москва, 2001г.)
3.6. Наличие дегазатора	Да – Каскад-40 М; ZSCQ /5L
3.7. Интервалы перфорации проектных пластов	<p><u>Скважина №277-8П:</u> 1 объект: 2335-2355м – (В10); 2 объект: 2085-2125м – (Б5); 3 объект: 1985-2025м – (БЗ-4); 4 объект: 1885-1950м – (О-1);</p>

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

189

6

	5 объект: 1810-1850м – (Б3-4); 6 объект: 1720-1750м – (Б5); 7 объект: 1410-1450м – (Б5); 8 объект: 1390-1405м – (Б3-4); 9 объект: 1325-1365м – (О-1); <u>Скважина №231-4П:</u> 1 объект: 2395-2415м – (В10); 2 объект: 1590-1630м – (Б5); 3 объект: 1555-1580м – (Б3-4); 4 объект: 1470-1510м – (О-1); 5 объект: 1350-1405м – (Христоф.)																																	
3.8. Тип перфоратора, плотность перфорации и условия перфорации (депрессия или репрессия, перфорационная жидкость)	Разработка проектировщика с учетом конструкции скважин и литолого-стратиграфических особенностей вскрываемого разреза																																	
3.9. Тип и диаметр насосно-компрессорных, технологических труб	Разработка проектировщика																																	
3.10. Способы вызова притока и испытания	Создание регламентируемых депрессий с использованием допустимых технологий вызова притока. Интенсификация притока – ПГД-БК, МПД, СКО, УГИС, ГРП – разработка проектировщика																																	
3.11. Виды гидродинамических исследований пласта на стадии испытания (освоения) (КВД, КВУ)	КВУ, КВД, исследования на штуцерах при переливающем притоке и т.д.																																	
3.12. Плотность нефти в пластовых условиях ρ_n (кг/м ³), средняя проницаемость пласта $K_{пр}$ (мД)	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>$K_{пр}$</th> <th>ρ_n</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Христофоровский</td> <td>21</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>О-1 (осинский)</td> <td>1,0</td> <td>- 850</td> </tr> <tr> <td>Б3-4 (усть-кутский I)</td> <td>н.д.</td> <td>- 873</td> </tr> <tr> <td>Б5 (усть-кутский II)</td> <td>н.д.</td> <td>- 873</td> </tr> <tr> <td>В10 (марковский)</td> <td>2,5</td> <td>- -</td> </tr> </tbody> </table>		$K_{пр}$	ρ_n	Христофоровский	21	-	О-1 (осинский)	1,0	- 850	Б3-4 (усть-кутский I)	н.д.	- 873	Б5 (усть-кутский II)	н.д.	- 873	В10 (марковский)	2,5	- -															
	$K_{пр}$	ρ_n																																
Христофоровский	21	-																																
О-1 (осинский)	1,0	- 850																																
Б3-4 (усть-кутский I)	н.д.	- 873																																
Б5 (усть-кутский II)	н.д.	- 873																																
В10 (марковский)	2,5	- -																																
3.13. Тип установки для испытания -основной вариант -резервный вариант	Подъемный агрегат А-60/80 БУ-2900/175 ДЭП (БУ ZJ30DBS)																																	
3.14. Ожидаемые пластовые давления $P_{пл}$ (МПа), температура $T_{пл}$ (°С) в объектах испытания	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>$P_{пл}^*$</th> <th>$T_{пл}$</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="3"><u>Скважина №277-8П:</u></td> </tr> <tr> <td>О-1 (осинский)</td> <td>1325-1365м</td> <td>14,7-21,8</td> </tr> <tr> <td>Б3-4 (усть-кутский I)</td> <td>1390-1405м</td> <td>15,4-22,5</td> </tr> <tr> <td>Б5 (усть-кутский II)</td> <td>1410-1450м</td> <td>15,6-23,2</td> </tr> <tr> <td>Б5 (усть-кутский II)</td> <td>1720-1750м</td> <td>19,0-28,0</td> </tr> <tr> <td>Б3-4 (усть-кутский I)</td> <td>1810-1850м</td> <td>20,0-29,6</td> </tr> <tr> <td>О-1 (осинский)</td> <td>1885-1950м</td> <td>20,9-31,2</td> </tr> <tr> <td>Б3-4 (усть-кутский I)</td> <td>1985-2025м</td> <td>21,9-32,4</td> </tr> <tr> <td>Б5 (усть-кутский II)</td> <td>2085-2125м</td> <td>23,1-34,0</td> </tr> <tr> <td>В10 (марковский)</td> <td>2335-2355м</td> <td>25,2-37,7</td> </tr> </tbody> </table>		$P_{пл}^*$	$T_{пл}$	<u>Скважина №277-8П:</u>			О-1 (осинский)	1325-1365м	14,7-21,8	Б3-4 (усть-кутский I)	1390-1405м	15,4-22,5	Б5 (усть-кутский II)	1410-1450м	15,6-23,2	Б5 (усть-кутский II)	1720-1750м	19,0-28,0	Б3-4 (усть-кутский I)	1810-1850м	20,0-29,6	О-1 (осинский)	1885-1950м	20,9-31,2	Б3-4 (усть-кутский I)	1985-2025м	21,9-32,4	Б5 (усть-кутский II)	2085-2125м	23,1-34,0	В10 (марковский)	2335-2355м	25,2-37,7
	$P_{пл}^*$	$T_{пл}$																																
<u>Скважина №277-8П:</u>																																		
О-1 (осинский)	1325-1365м	14,7-21,8																																
Б3-4 (усть-кутский I)	1390-1405м	15,4-22,5																																
Б5 (усть-кутский II)	1410-1450м	15,6-23,2																																
Б5 (усть-кутский II)	1720-1750м	19,0-28,0																																
Б3-4 (усть-кутский I)	1810-1850м	20,0-29,6																																
О-1 (осинский)	1885-1950м	20,9-31,2																																
Б3-4 (усть-кутский I)	1985-2025м	21,9-32,4																																
Б5 (усть-кутский II)	2085-2125м	23,1-34,0																																
В10 (марковский)	2335-2355м	25,2-37,7																																

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

190

7

	<p><u>Скважина №231-4П:</u> Христофоровский 1350-1405м-14,6-22,5 О-1 (осинский) 1470-1510м-16,3-24,2 Б3-4 (усть-кутский I) 1555-1580м-17,2-25,3 Б5 (усть-кутский II) 1590-1630м-17,6-26,1 В10 (марковский) 2395-2415м-25,8-38,6 * - согласно протоколу от 10.01.2017 №01-15-06-38-6 геолого-технического совещания</p>
3.15. Максимально возможное снижение уровня жидкости в скважине в процессе испытания (освоения)	Разработка проектировщика
3.16. Колонная головка, устьевое оборудование (фонтанная арматура и т.п.)	<p>Колонная головка: ОКК2-35-168х245х324ХЛ Фонтанная арматура: АФК1-65х35ХЛ Противовыбросовое оборудование - ОП5-350/80х35 - ОП5-230/80х35 - ППШР-2ФТ-152х35 * - Выбор типа противовыбросового оборудования и колонной головки, схема установки и обвязки противовыбросового оборудования, блоков глушения и дросселирования осуществляется проектной организацией и согласовывается с заказчиком (согласно п.253 ФНиП ПБНГП с изменениями от 12.01.2015).</p>
3.17. Необходимость ликвидации и консервации скважин (категория согласно ФНиП ПБНГП с изменениями от 12.01.2015)	<p>Разработать раздел согласно нормативным документам. Категория скважины, подлежащей ликвидации – I-а (II-а). Рассмотреть варианты ликвидации скважины: а) со спущенным хвостовиком; б) без хвостовика; в) с хвостовиком, спущенным не до забоя.</p>
3.18. Коэффициент кавернозности для интервалов, м:	
до подошвы ичерской свиты.....	1,40
от кровли чарской свиты до подошвы олекминской свиты	1,50
от кровли толбачанской свиты до подошвы юрегинской свиты.....	1,30
от кровли билирской свиты до проектного забоя	1,20

4. ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

4.1. Идентификационные признаки	Согласно приложению 1 к заданию
---------------------------------	---------------------------------

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
							191

8

временных и вспомогательных зданий и сооружений проектируемых объектов (статья 4 Федерального закона от 23.12.2009 №384-ФЗ)	
4.2. Статус отводимых земель под индивидуальные основания (обычный статус, водоохранные зоны, леса первой группы, родовые угодия и т.п.)	Обычный статус
4.3. Технология строительства скважин (амбарное, безамбарное бурение и т.п.)	Амбарное бурение
4.4. Способ утилизации и размещения твердых бытовых и промышленных отходов (ТБ и ПО)	Вывоз на специальный полигон ТБ и ПО НГДУ «Талаканнефть»
4.5. Способ утилизации и размещения промышленных и хозяйственно-бытовых сточных вод (ХБСВ)	Вывоз ХБСВ на специальные очистные сооружения ОАО «Сургутнефтегаз». Откачка жидкой фазы после осветления и отстоя из шламового амбара с последующим использованием при проведении технологической операции по испытанию поисково-оценочных скважин (насыщение и определение приемистости пласта). При отсутствии или недостаточной приемистости предусмотреть вывоз на очистные сооружения ОАО «Сургутнефтегаз».
4.6. Способ утилизации и размещения отходов бурения. Технология рекультивации шламовых амбаров (при наличии).	Размещение бурового шлама в шламовом амбаре с целью захоронения. Рекультивация: полная засыпка шламового амбара.
4.7. Способ утилизации и размещения продукции, полученной при испытании скважины.	Предусмотреть два варианта: 1. Использование флюида, полученного в процессе вызова притока, при проведении технологической операции по испытанию поисково-оценочной скважины (насыщение и определение приемистости пласта); 2. При отсутствии или недостаточной приемистости, предусмотреть вывоз.
4.8. Наименование карьера грунта, используемого для отсыпки площадки проектируемой скважины, дальность возки грунта	Согласно дополнительной информации, предоставляемой заказчиком до начала проектирования



Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

13360-ИОС7.1.ТЧ

Лист

192

4.9. Сведения об авторском надзоре	Генеральной проектной организацией на время всего периода строительства объекта вести авторский надзор с предоставлением оформленных журналов заказчику
------------------------------------	---

5. ИНЖЕНЕРНЫЕ ИЗЫСКАНИЯ

Выполнить полевые инженерные изыскания и разработать отчеты под временные площадки строительства скважин в объеме требований СП 47.1330.2012, СП 11-102-97, СП 11-103-97, СП 11-104-97, СП 11-105-97, СНиП 12-04-2002, ГОСТ Р 21.1101-2013.

5.1. Исполнители инженерных изысканий:

5.1.2. Инженерно-гидрометеорологические и инженерно-экологические изыскания – «СургутНИПИнефть» ОАО «Сургутнефтегаз».

5.2.2. Инженерно-геодезические и инженерно-геологические изыскания – трест «Сургутнефтедорстройремонт» ОАО «Сургутнефтегаз».

6. РАЗРАБОТАТЬ СЛЕДУЮЩИЕ РАЗДЕЛЫ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Раздел 1 «Пояснительная записка»

Раздел 2 «Схема планировочной организации земельного участка»

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Часть 1 «Индивидуальный рабочий проект на бурение поисково-оценочной скважины №277-8П»

Часть 2 «Индивидуальный рабочий проект на бурение поисково-оценочной скважины №231-4П»

Часть 3 «Групповой рабочий проект на бурение скважин временного технического водоснабжения»

Часть 4 «Ликвидация скважин и оборудование их устьев и стволов»

Раздел 6 «Проект организации строительства»

Часть 1 «Организация строительства»

Часть 2 «Система электроснабжения»

Раздел 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды»

Часть 1 «Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия по охране атмосферного воздуха»

Часть 2 «Оценка воздействия на окружающую среду. Мероприятия по охране земельных и водных ресурсов, растительного и животного мира. Отходы производства и потребления»

Часть 3 «Проект рекультивации нарушенных земель»

Раздел 9 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности»

Раздел 11 «Смета на строительство объектов капитального строительства»

Часть 1 «Инженерная подготовка площадок скважин, рекультивация нарушенных земель»

Часть 2 «Строительство скважин»

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата		193

Раздел 12 «Иная документация в случаях, предусмотренных федеральными законами»

Часть 1 «Промышленная безопасность. Оценка риска»

Часть 2 «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»

Часть 3 «Мероприятия по санитарно-эпидемиологическому благополучию населения и работающих».

7. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ, ПРЕДОСТАВЛЯЕМЫЕ ЗАКАЗЧИКОМ

7.1. Сведения о перевозке грузов и вахт авто (авиа) транспортом, транспортная схема.

7.2. Продолжительность бурения и крепления по интервалам с указанием коммерческой скорости.

7.3. Показатели качества строительства скважин, которые являются наиболее важными для Заказчика.

7.4. Планируемый срок службы скважин: после испытания последнего объекта подлежат ликвидации.

7.5. Исходные данные для разработки раздела «Перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

7.6. Гидрогеологическое заключение о возможности водоснабжения объектов глубокого поисково-разведочного бурения.

7.7. Технические требования для разработки подраздела «Групповой рабочий проект на бурение скважин временного технического водоснабжения».

8. ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ

8.1. После утверждения экспертно-техническим советом (далее по тексту ЭТС) ОАО «Сургутнефтегаз» Часть 1 «Индивидуальный рабочий проект на бурение поисково-оценочной скважины №277-8П» и Часть 2 «Индивидуальный рабочий проект на бурение поисково-оценочной скважины №231-4П» предоставить в твердом переплете в двух экземплярах.

8.2. Проектно-сметную документацию (далее по тексту ПСД) предоставить на бумажном носителе в трех экземплярах (один экземпляр ПСД на бумажном носителе после устранения замечаний ЭТС ОАО «Сургутнефтегаз», остальные экземпляры после утверждения ЭТС ОАО «Сургутнефтегаз») и на цифровом носителе (расширение файла *.pdf) в двух экземплярах».

И.о.главного инженера УПРР

Главный геолог УПРР

Заместитель начальника УПРР

Главный механик УПРР

А.М.Нешатаев

В.В.Федотов

М.Г.Петриченко

А.В.Иванов

И.о.главного инженера УПРР	Взам. инв. №	Подп. и дата	И.о.главного инженера УПРР	А.М.Нешатаев	13360-ИОС7.1.ТЧ	Лист
Главный геолог УПРР	И.о.главного инженера УПРР	Взам. инв. №	Главный геолог УПРР	В.В.Федотов	13360-ИОС7.1.ТЧ	194
Заместитель начальника УПРР			Заместитель начальника УПРР	М.Г.Петриченко		
Главный механик УПРР	И.о.главного инженера УПРР	Взам. инв. №	Главный механик УПРР	А.В.Иванов	13360-ИОС7.1.ТЧ	194
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Главный энергетик УПРР

А.А.Силкин

Начальник ТОЗР УПРР

Д.С.Жогов

Начальник ООС УПРР

А.В.Ковтун

Начальник ООИСиТИ УПРР

А.В.Токарев

Начальник ГО УПРР

А.В.Крюков

Начальник ТО УПРР

В.С.Шимчук

Начальник ОПСС УПРР

Ю.В.Чужеков

СОГЛАСОВАНО

И.о.заместителя главного геолога -
начальника геологического управления
ОАО «Сургутнефтегаз»

И.А.Черяков

Начальник управления
экологической безопасности и
природопользования
ОАО «Сургутнефтегаз»

Л.А.Малышкина

Первый заместитель начальника
управления по бурению
ОАО «Сургутнефтегаз»
по технологии

Ф.Р.Яхшибеков

Начальник отдела контроля за
разработкой и прохождением
экспертизы проектной документации
управления по бурению
ОАО «Сургутнефтегаз»

Е.Н.Сорокина

Главный инженер
«СургутНИПИнефть»

И.Ю.Горохов

Главный инженер проекта
«СургутНИПИнефть»

А.П.Пестряков

Инв. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата
------	---------	------	--------	-------	------

13360-ИОС7.1.ТЧ

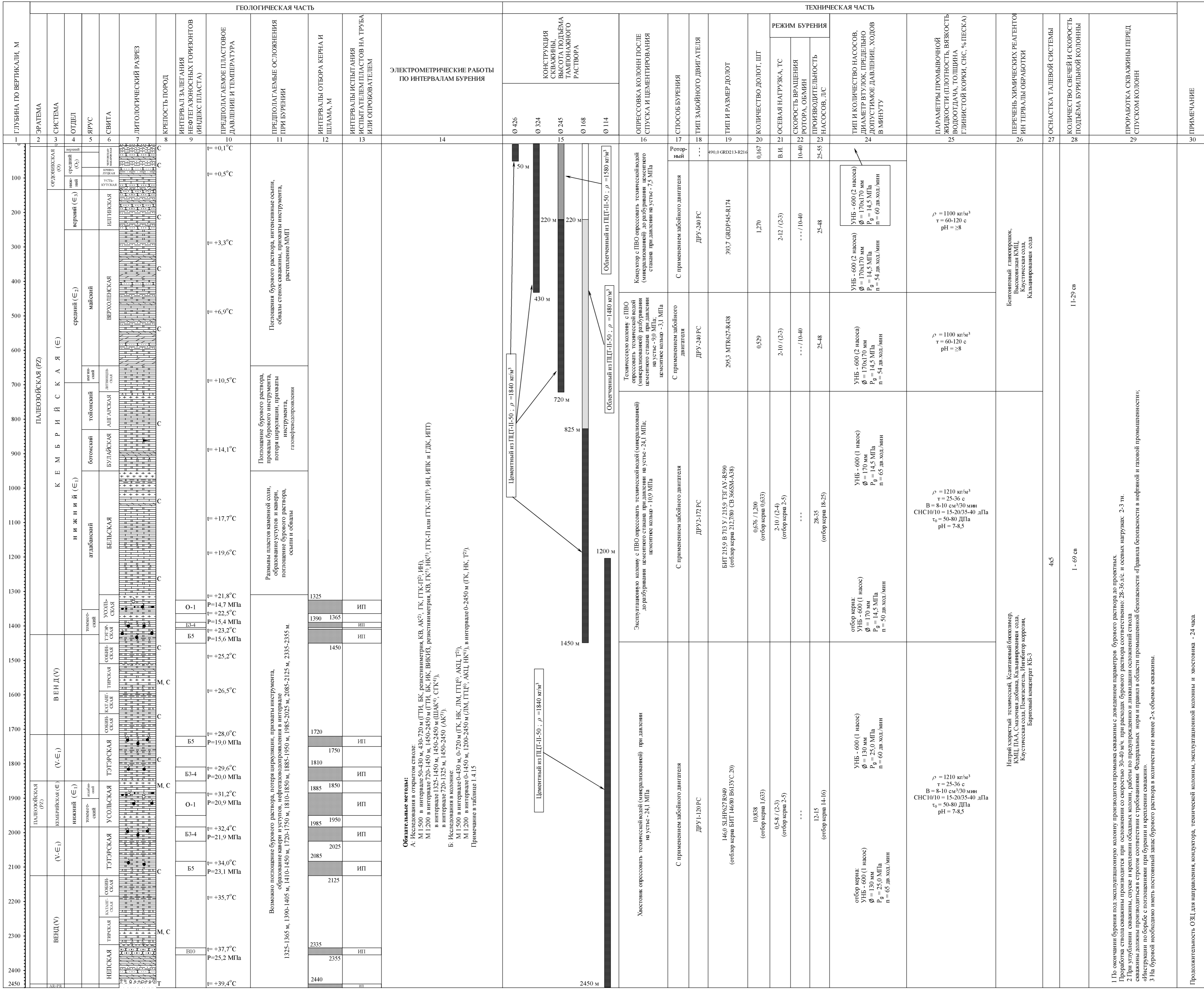
Приложение В (обязательное)

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

НА СТРОИТЕЛЬСТВО ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОЙ СКВАЖИНЫ № 277-8П Пиллодинского ЛУ СУРГУТНИПНЕФТЬ

Объединение: ОАО «Сургутнефтегаз», Заказчик: УПРР, Лицензионный участок: Пиллодинский ЛУ, Цель бурения: поиск, Назначение скважины: поисково-оценочная, Вид скважины: вертикальная, Проектный горизонт: AR-PR, Проектная глубина по вертикали: 2450 м, Тип буровой установки: БУ 2900/175 ДЭП БУ ZI 30 DBS, Оборудование устья скважины: ОПБ-350/80х35, ОПБ-230/80х35, ППГ-350/80х35, ППГ-350/80х35, ПК-350х30, ПК-230х35, колонная головка: ОКК-35-168-245-324 ХЛ, фонтанная арматура: АФК-1-65х35 ХЛ

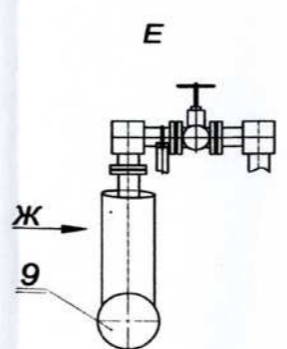
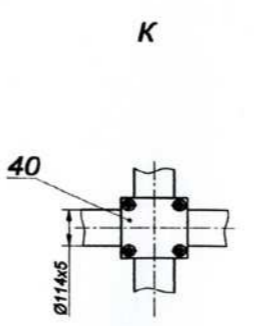
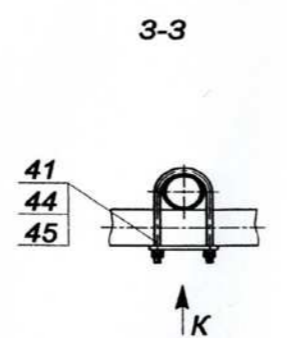
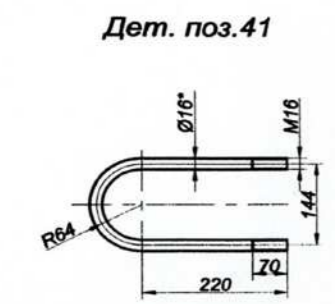
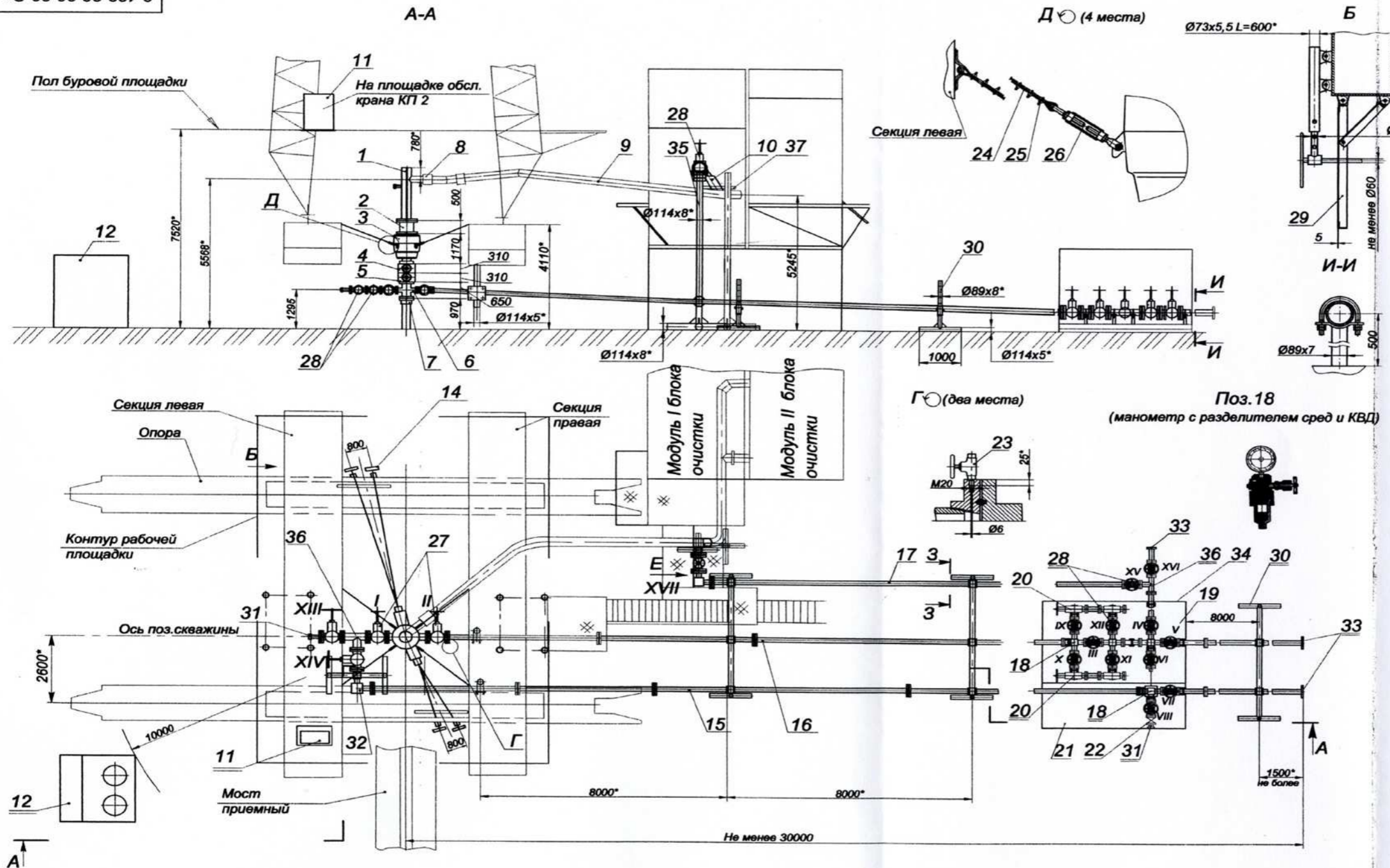
Скорость бурения м на 1ст.меси: 839,38. Таблица с параметрами бурения: Диаметр буровых труб и УБТ, Толщина стенки, Группа прочности, Интервал установки секции, Длина секции.



Условные обозначения: Legend for lithology (Opoki, Dolomity, Pески, Глины, Песчаники нефтеносные), fossils (Флора, Пирит, Фауна, Оолиты, Спиккулы), and other geological features (Песчаная водоносная, Алевриты, Глина пещинистая, Известняки, Торф, Мергели, Сульфиды, Углистый дегрит, Аргиллиты).

1 По окончании бурения под эксплуатационную колонну производится промывка скважины с давлением параметров бурового раствора до проектных. Промывка ствола скважины производится при оседании со скоростью 30-40 м/ч. при расходах бурового раствора соответственно 28-36 л/с и осевых нагрузках 2-3 тн. При работе скважины в режиме эксплуатации необходимо соблюдать следующие условия: - поддерживать в колонне скважины постоянный уровень жидкости; - обеспечивать по мере необходимости при бурении и эксплуатации скважины; - на буровой необходимо иметь постоянный запас бурового раствора в количестве не менее 2х-объем скважины.

9.439.00.00.00 Сх



УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
ОАО «Сургутнефтегаз»
начальник управления по бурению
С.А.Ананьев
2010 г.



СОГЛАСОВАНО
И.о. заместителя руководителя
Северо-Уральского управления
Федеральной службы по экологическому,
технологическому и промышленному надзору
В.М.Аксенов
2010 г.

Командир Сургутского военизированного
отряда по предупреждению возникновения
и по ликвидации аварийных газовых
и нефтяных
Д.А.Филин
2010 г.

- Технические условия
- Для обвязки устья эксплуатационных и разведочных скважин применять противовыбросовое оборудование типа ОП5 - 230/80х35. При бурении под техническую колонну допускается применение ОП5-350/80х35.
 - Схема типовая разработана для бурения буровыми установками БУ 2900/175 ДЭП-11, 12.
 - Монтаж и эксплуатацию ПВО производить согласно «Инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой», утвержденной главным инженером ОАО «Сургутнефтегаз».
 - Задвижки IX, XII, IV, XV, XVII, XIV и регулируемые дроссели поз.20 должны быть постоянно открыты, остальные закрыты.
 - Конструкция скважин, глубина продуктивного пласта, пластовое давление, давление опрессовки ПВО и цементного кольца за обсадной колонной указываются в геолого-техническом наряде, согласно рабочему проекту на строительство скважин.
 - Допускается установка задвижек на линии глушения и линии дросселирования в блоке под углом с поворотом на одну шпильку от вертикали.
 - Струеваситель должен быть направлен в сторону движения потока промывочной жидкости по желобу.
 - Проходы к вспомогательному пульту поз.11 держать свободными.
 - Выкидные линии должны надежно закрепляться и направляться в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины.
 - Расстояние от конце выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м по направлению движения буровой установки для всех категорий скважин.
 - Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.
 - При отрицательной температуре окружающего воздуха опрессовку обвязки после монтажа ПВО выполнить инертным газом или незамерзающей жидкостью на давление опрессовки обсадной колонны с выдержкой в течение 30 минут.
 - Запрещается жесткое соединение разъемной воронки с желобом.
 - * Размеры для справок.

Росткинадзор Государственный инспектор 5812 123			
9.439.00.00.00 Сх			
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.
Разраб.	Исполн.	Сдел.	И.И.И.
Провер.	Соглас.	Сдел.	И.И.И.
Изм. код.	Запасок.	Сдел.	И.И.И.
Соглас.			
Схема обвязки устья скважин ПВО БУ 2900/175 ДЭП-11, 12			Листов 1
			Листов 1
			ОВНТТ ИЗВЦ

Разраб.	Паймулин			Привязан 13360-ИОС7.1.ГЧ	ОАО «Сургутнефтегаз» «СургутНИПИнефть»
Пров.	Мерешко				
Н.контр.	Паймулин				
				Поисково-оценочные скважины №277-8П, №231-4П	Листов
				в пределах Пилюдинского лицензионного участка	3
Инв. №					

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.
				<u>Документация</u>		
A1			9.439.00.00.00 Сх	Схема		
				<u>Сборочные единицы</u>		
		1	C96.00.10.100	Воронка разъемная	1	
		2	П2.00.00.011	Катушка надпревенторная	1	
		3	П41.05.09.000	Превентор кольцевой		
			(М.04.01.80.000ХЛПС)	ПК- 230х35	1	
		4	П2.05.00.000(М.04.01.10.000ХЛПС)	Превентор плашечный		
			П2.05.00.250	ПП- 230х35 с трубными плашками	1	
		5	П2.05.00.000(М.04.01.10.000ХЛПС)	Превентор плашечный		
			П2.05.00.250	ПП- 230х35 с глухими плашками	1	
		6	П2.00.00.001	Крестовина ПВО	1	
		7	Привязан 13360-ИОС7.1.ГЧ	Фланец колонный	1	
		8	Разраб. Паймулин	Гибкое разъемное соединение	1	
		9	Пров. Мерешко	Желоб	1	
		10	Н.контр Паймулин Инв. №	Струегаситель	1	
		11	П26.02.00.000(М.10.03.20.000 ПС)	Пульт управления ПВО		
				вспомогательный	1	
		12	П26.00.00.000(М.10.03.10.000 ПС)	Блок пульта основного		
				ГУП - 14 (СГУ 140 М)	1	
		14		Привод ручной фиксации плашек	4	
		15	П41.01.10.000	Линия глушения	1	
		16	П41.01.10.000	Линия дросселирования	1	
		17	П41.01.10.000(М.04.02.00.000 ПС)	Линия сброса МПБ-80х35	1	
		18		Манометр с разделителем		
				сред и КВД	2	
			9.439.00.00.00			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		
Разраб.	Швец			20.04.10	Литер.	Лист
Провер.						Листов
Нач.отд.	Закиров			20.04.10		1 2
Согласов.					ОВНТТ ИЭВЦ	
				Схема обвязки устья скважин ПВО БУ 2900/175 ДЭП-11,12		

Форм.	Зона	Поз.	Обозначение	Наименование	Кол.	Прим.	
		19	П41.01.02.000(М.04.02.01.000)	Блок дросселирования	1		
		20	П41.01.06.000ПС (М.10.02.01.100)	Дроссель регулируемый ДР-80х35	2		
		21	П41.01.03.000 (М.10.02.07.000)	Блок глушения	1		
		22	П41.01.09.000 (М04.00.00.000 ХЛ)	Клапан обратный	1		
		23		Вентиль высокого давления	2		
		24		Оттяжки канат не менее Ø12мм L=7000	4		
		25		Зажим 13	24		
		26		Талреп ВУ	4		
		27	П41.01.04.000ПС (М.07.02.04.000)	Задвижка гидравлическая ЗМ80Гх35	2		
		28	П41.01.04.000 (М.07.02.14.000ХЛ)	Задвижка механическая ЗМ80х35	14		
		29		Щит отбойный 2000х2000х5	2		
		30	13.369.00.00.00	Опора ПВО	4		
		31		БРС-2"	2		
		32	241.039.010.00	Угольник кованный	4		
		33		Фланец	3		
		34	13.274.00.00.00	Блок задвижек	1		
		35		Опора	1		
		36	П41.01.03.001	Тройник	3		
		37		Площадка	1		
				<u>Детали</u>			
		40		Лист 12х190х190	10		
		41		Хомут	20		
			Привязан 13360-ИОС7.1.ГЧ				
			Разраб.	Паймулин			
			Пров.	Мерешко			
			Н.контр	Паймулин			
		44	Инв. №				
		45		Гайка М 16 ГОСТ 5915-70	40		
				Шайба М 16 ГОСТ 6958-78	20		
				9.439.00.00.00			
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		Лист	
						2	