



**Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»**

(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 288 от 25.05.2021 г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
в газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**ГРУППОВОЙ РАБОЧИЙ ПРОЕКТ
«СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
КУМЖИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТА С₂₋₃»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 2. Консервация и ликвидация скважин

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	040-22		18.04.2022



Общество с ограниченной ответственностью
«НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ПРОЕКТНЫЙ
ИНСТИТУТ НЕФТИ И ГАЗА
УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
УНИВЕРСИТЕТА»
(ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»)

Регистрационный № 288 от 25.05.2021г.
Ассоциация «Объединение организаций выполняющих проектные работы
В газовой и нефтяной отрасли «Инженер-Проектировщик»
№ СРО-П-125-26012010

**ГРУППОВОЙ РАБОЧИЙ ПРОЕКТ
«СТРОИТЕЛЬСТВО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН
КУМЖИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТА С₂₋₃»**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

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

Подраздел 7 «Технологические решения»

Книга 2. Консервация и ликвидация скважин

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Изм.	№ док.	Подп.	Дата
2	040-22		18.04.2022

Заместитель генерального директора –
Главный инженер

М.А. Желтушко

Главный инженер проекта

А.Н. Николаев

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

СОДЕРЖАНИЕ

1.	СВОДНЫЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	3
1.1	Обоснование выбора типа буровой установки	4
2.	ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ	5
3.	ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ	6
4.	ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА	8
4.1	Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины.....	8
4.2	Нефтегазоводоносность по разрезу скважины.....	12
4.3	Возможные осложнения по разрезу скважины	15
4.4	Сведения по эксплуатации	16
4.5	Исследовательские работы.....	16
5.	КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ	17
5.1	Глубина спуска и характеристика обсадных колонн.....	17
5.2	Расчет давления опрессовки	18
5.3	Спецификация оборудования устья скважин.....	19
6.	ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ	20
7.	КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН.....	25
7.1	Консервация скважины	26
7.2	Расконсервация скважины	30
7.3	Приостановка скважины	31
7.4	Ликвидация скважины.....	33
7.5	Подготовка и оформление документации на консервацию и ликвидацию скважины ...	49
8.	ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА. 50	
9.	СТРОИТЕЛЬНЫЕ И МОНТАЖНЫЕ РАБОТЫ.....	52
10.	МЕХАНИЗАЦИЯ И АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ, СРЕДСТВА КОНТРОЛЯ И ДИСПЕТЧЕРИЗАЦИИ	55
11.	ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНЫХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ	60
11.1	Техника безопасности и охрана труда	60
11.2	Промсанитария	61

Согласовано

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата
Разраб.		Семяшкин			06.10.21
Разраб.		Валиахметов			06.10.21
Н. контр.		Салдаева			06.10.21
ГИП		Николаев			06.10.21

Консервация и ликвидация скважин.
Текстовая часть

Стадия	Лист	Листов
П	1	86
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»		

11.3	Противопожарные мероприятия.....	70 ⁵
11.4	Основные требования противofонтанной безопасности.....	73
11.5	Электробезопасность.....	75
11.6	Анализ опасности и риска при проведении работ.....	77
11.7	Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте.....	81
12.	ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ.....	82
13.	ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ, ИНСТРУКТИВНЫХ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ.....	86

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А. Задание на разработку проектно-сметной документации

Приложение Б. Схема оборудования устья скважины ПВО

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист	
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011							2
			Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1	2
1. Площадь (месторождение)	Кумжинское газоконденсатное
2. Номера скважин подлежащих консервации и ликвидации	куст № 1 – 101, 102, 103, 104 куст № 2 – 201, 202, 203, 204, 205, 206, 207 куст № 3 – 301, 302, 303, 304, 305 куст № 4 – 401, 402, 403, 404 куст № 5 – 501, 502, 503, 504, 505, 506 куст № 6 – 601, 602, 603, 604, 605, 606
3. Цель работы и основное практическое назначение планируемых результатов	Консервация и ликвидация скважин
4. Расположение (суша, море)	суша
5. Вид скважин	наклонно-направленные
6. Горизонт забоя, м	C ₂₋₃
7. Глубина скважин (по вертикали), м	2500
8. Вид привода	дизельный / электрический (ВЛ-10 кВ)
9. Вид монтажа (первичный, повторный)	повторный
10. Тип буровой установки	УПА-60/80 или аналог / БУ 5000/320 ЭК-БМЧ
11. Тип вышки	телескопическая наклонная
12. Наличие механизмов АСП (да, нет)	нет
13. Максимальная масса колонны НКТ, т	45,0
14. Продолжительность ликвидации скважин, сут, всего	26,3
в том числе:	
- строительно-монтажные работы	6,0
- подготовительные работы	6,0
- установка ликвидационных мостов	12,3
- установка тумбы	1,0
- рекультивация площадки	1,0

Продолжительность установки ликвидационных мостов

Продолжительность ликвидационных работ для наиболее глубокой скважины определяется в соответствии со «Сборником сметных норм времени на испытание нефтяных, газовых, газоконденсатных, гидрогеологических объектов в разведочных, опорных, параметрических, поисковых скважинах и освоение объектов в эксплуатационных скважинах. М, ВНИИОЭНГ, 1985 г.».

Общая продолжительность ликвидационных работ (установки мостов) составит:
 $4,8 + 4,5 + 3,0 = 12,3$ сут.

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

2	-	Изм.	040-22		04.22
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

3

1.1 Обоснование выбора типа буровой установки

Исходными данными при выборе наиболее рационального класса буровой установки является глубина скважины и максимальная нагрузка на крюке.

Согласно техническому заданию для консервации и ликвидации скважин будет применяться буровая установка УПА-60/80 грузоподъемностью 80 тонн.

Буровая установка комплектуется оборудованием, в соответствии с требованиями раздела XVII ФНиП «ПБ НГП», 2020 г.

Исходные данные для расчета:

Максимальная масса колонны НКТ в воздухе, т: 45,0

Проверочный расчет производится на наиболее жесткие условия для применяемого оборудования:

$$Q_{\max. \text{ НКТ}} \leq 0,9 * Q_{\text{доп. max на крюке}}$$

$$45,0 \text{ т} \leq 0,9 * 80 \text{ т}$$

$$45,0 \text{ т} \leq 72 \text{ т}$$

Вывод: Буровая установка УПА-60/80, используемая при консервации и ликвидации удовлетворяет требованиям п. 315 ПБ НГП.



Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

2. ОСНОВАНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Список документов, которые являются основанием для проектирования:

1. Задание на разработку проектно-сметной документации Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского газоконденсатного месторождения. Эксплуатация пласта С₂₋₃».
2. Лицензия на право пользования недрами НРМ00813НР от 27.11.2017.
3. Свидетельство о допуске к определенному виду или видам работ, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства № СРО-П-125-26012010 от 12.02.2018 г.
4. Проект пробной эксплуатации Кумжинского газоконденсатного месторождения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

3. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАЙОНЕ РАБОТ

9

В административном отношении строительство объектов проводится на территории Заполярного района Ненецкого автономного округа. Ближайшим населённым пунктом является г. Нарьян-Мар, расположенный в 65 км на юго-запад.

Таблица 3.1 – Данные о районе работ

Наименование	Ед. изм.	Значение, название величины
1	2	3
Наименование площади (месторождения)		Кумжинское газоконденсатное
Расположение площади: – республика, область, округ – район		Ненецкий автономный округ Заполярный
Температура воздуха среднегодовая	°С	-3,0
Температура максимальная летняя	°С	+33
Температура минимальная зимняя	°С	-52
Среднегодовое количество осадков	мм	422
Продолжительность отопительного периода	сут.	297
Преобладающее направление ветра		в зимний период – южное в летний период – северное
Наибольшая скорость ветра	м/с	40
Сведения о площадке строительства: – рельеф местности – состояние грунта – толщина снежного покрова – толщина почвенного слоя – характер растительного покрова	м м	Плоский, слаборасчленённый. Заболоченная, заторфованная. по результатам изысканий 0,3-1,5 0,2 Состоит в значительной мере из мхов и лишайников, трав: мелких осок, злаков, пушицы, а также стланцевых форм кустарников
Источник водоснабжения: – для бурения – питьевая		водозаборная скважина привозная бутилированная вода
Источник энергоснабжения буровой		ДГУ
Средства связи		Спутниковая
Источник местных строительных материалов		Карьер
Местонахождение баз		г. Нарьян-Мар

Таблица 3.2 – Характеристика подъездных дорог

Протяжённость, км	Характер покрытия	Ширина, м	Характеристика дороги
1	2	3	4
0,35	грунтовая	8	временная подъездная дорога

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

						GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		6

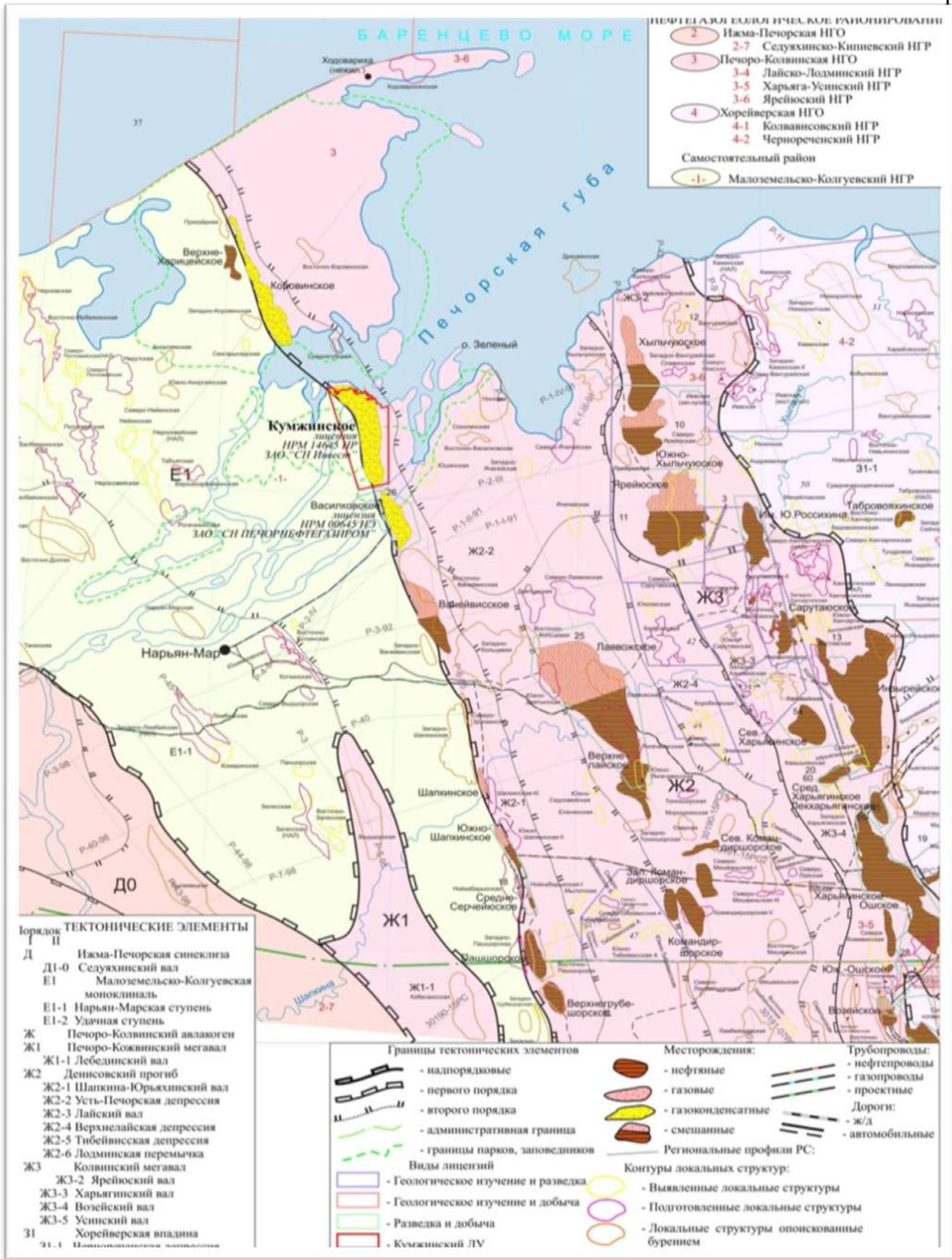


Рисунок 3.1 – Обзорная карта района работ

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

7

Геологическая характеристика разреза скважины приведена на основании опыта бурения и результатов промыслово-геофизических исследований скважин на Кумжинском газоконденсатном месторождении.

4.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза скважины

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

Глубина залегания, м				Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания пластов по подошве, град		Коэффициент кавернзности в интервале
по вертикали		по стволу				угол	азимут	
от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	название (система, отдел, ярус, горизонт)	индекс			
1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	140	0	140	Четвертичная система	Q	–	–	1,30
140	360	140	360	Меловая система <i>Нижний отдел</i>	K ₁	–	–	1,30
360	560	360	561	Юрская система <i>Верхний отдел</i>	J ₃	–	–	1,30
560	670	561	677	<i>Нижний и средний отделы</i>	J ₂₋₁	–	–	1,30
670	1450	677	2187	Триасовая система <i>Верхний и средний отделы</i>	T ₃₋₂	–	–	1,20
1450	1502	2187	2313	<i>Нижний отдел</i>	T ₁	–	–	1,20
1502	1790	2313	3013	Пермская система <i>Верхний отдел</i>	P ₂	–	–	1,20
1790	1962	3013	3431	<i>Нижний отдел</i> Кунгурский ярус	P _{1k}	–	–	1,20
1962	2226	3431	4073	Артинский ярус	P _{1ar}	–	–	1,20
2226	2300	4073	4253	Ассельский + сакмарский ярусы	P _{1a+s}	–	–	1,20
2300	2500	4253	4738	Каменноугольная система <i>Верхний и средний отделы</i>	C ₂₋₃	–	–	1,20

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							8

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Таблица 4.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал (вертикаль/ствол), м		Горная порода		Стандартное описание горной породы
	от	до	краткое название	процент в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	140	Суглинок Галька	50 50	Суглинки опесчаненные с гравием, галькой, валунами с линзами и прослой галечников.
K ₁	140	360	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Глины темно-серые и песчано-алевритовые породы, неравномерно глинистые.
J ₃	360	560/ 561	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Глины сильно известковистые, неравномерно алевритистые, в нижней части разреза – переслаивание глин неравномерно алевритистых, известковистых, песчаников неравномерно известковистых, глинистых и алевролитов глинистых.
J ₂₋₁	560/ 561	670/ 677	Песок Алевролит Глина Песчаник	40 20 20 20	Пески светло-серые, кварцевые, с прослоями алевролитов, глин и песчаников.
T ₃₋₂	670/ 677	1450/ 2187	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Переслаивание глин зеленовато-серых, с включениями конкреций сидерита и углефицированных растительных остатков, песчаников серых, глинистых и алевритов светло-серых, мелкозернистых.
T ₁	1450/ 2187	1502/ 2313	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Пестроцветная толща представляет собой переслаивание глин, песчаников, алевролитов.
P ₂	1502/ 2313	1790/ 3013	Глина Песчаник Алевролит Аргиллит Мергель	20 20 20 20 20	Неравномерное переслаивание серой аргиллитоподобной глины, зеленовато-серого, полимиктового песчаника, серых алевролитов и аргиллитов с прослоями темно-серых мергелей и плохо отсортированных галечников.
P _{1k}	1790/ 3013	1962/ 3431	Песчаник Алевролит Аргиллит Глина	40 30 20 10	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин.

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

9

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Продолжение табл. 4.2

1	2	3	4	5	6
P _{1ar}	1962/ 3431	2226/ 4073	Алевролит Известняк	60 40	Неравномерное переслаивание алевролитов известковистых и известняков глинистых.
P _{1a+s}	2226/ 4073	2300/ 4253	Известняк Алевролит	70 30	Известняки глинистые с прослоями алевролитов в верхней части разреза.
C ₂₋₃	2300/ 4253	2500/ 4738	Известняк Доломит	80 20	Известняки органогенно-обломочные, разнокристаллические, кавернозные, трещиноватые, в нижней части с прослоями доломита.

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

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (вертикаль/ствол), м		Горная порода		Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твёрдость по Шрейнеру, кгс/мм ²	Абразивность	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Коэффициент Пуассона	Категория породы по промышленной классификации
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Q	0	140	Суглинок	50	2,33	38,6	н.д.			10	2,0	205	0,35	мягкая
			Галька	50	2,83	26,8				90	5,0	180	0,28	твёрдая
K ₁	140	360	Глина	40	2,71	30,1	н.д.	40		80	1,5	190	0,35	мягкая
			Песчаник	30	2,73	9,2				210	7,0	480	0,32	средняя
			Алевролит	30	2,65	13,2				100	6,5	260	0,26	мягкая
J ₃	360	560/ 561	Глина	40	2,71	30,1	н.д.	40		80	1,5	190	0,35	мягкая
			Песчаник	30	2,73	9,2				210	7,0	480	0,32	средняя
			Алевролит	30	2,65	13,2				100	6,5	260	0,26	мягкая
J ₂₋₁	560/ 561	670/ 677	Песок	40	2,30	30,1	н.д.	20		150		250	0,30	сыпучая
			Алевролит	20	2,65	13,2				100	6,5	260	0,26	мягкая
			Глина	20	2,71	30,1				80	1,5	190	0,35	мягкая
			Песчаник	20	2,73	9,2				210	7,0	480	0,32	средняя
T ₃₋₂	670/ 677	1450/ 2187	Глина	40	2,71	30,1	н.д.	40		80	1,5	190	0,35	мягкая
			Песчаник	30	2,73	9,2				210	7,0	480	0,32	средняя
			Алевролит	30	2,65	13,2				100	6,5	260	0,26	мягкая
T ₁	1450/ 2187	1502/ 2313	Глина	40	2,71	30,1	н.д.	40		80	1,5	190	0,35	мягкая
			Песчаник	30	2,73	9,2				210	7,0	480	0,32	средняя
			Алевролит	30	2,65	13,2				100	6,5	260	0,26	мягкая

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

10

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Продолжение табл. 4.3

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (вертикаль/ствол), м		Горная порода		Плотность, г/см ³	Пористость, %	Проницаемость, Д	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость по Шрейнеру, кгс/мм ²	Абразивность	Модуль Юнга, кгс/мм ²	Коэффициент Пуассона	Категория породы по промысловой классификации
	от (верх)	до (низ)	краткое название	% в интервале										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
P ₂	1502/ 2313	1790/ 3013	Глина	20	2,71	30,1	н.д.	20						мягкая
			Песчаник	20	2,73	9,2								средняя
			Алевролит	20	2,65	13,2								мягкая
			Аргиллит	20	2,74	9,1								средняя
			Мергель	20	2,61	9,1								мягкая
P _{1k}	1790/ 3013	1962/ 3431	Песчаник	40	2,73	9,2	н.д.	10						средняя
			Алевролит	30	2,65	13,2								мягкая
			Аргиллит	20	2,74	9,1								средняя
			Глина	10	2,71	30,1								мягкая
P _{1ar}	1962/ 3431	2226/ 4073	Алевролит	60	2,65	13,2	н.д.		40					мягкая
			Известняк	40	2,74	9,6								средняя
P _{1a+s}	2226/ 4073	2300/ 4253	Известняк	70	2,74	9,6	н.д.		70					средняя
			Алевролит	30	2,65	13,2								мягкая
C ₂₋₃	2300/ 4253	2500/ 4738	Известняк	80	2,74	9,6	н.д.		80					средняя
			Доломит	20	2,83	7,5								твердая

Таблица 4.4 – Геокриологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал залегания многолетнемерзлых пород, м		Тип многолетнемерзлых пород: (островная, реликтовая)	Льдистость породы, %	Наличие (да, нет)			
	от (верх)	до (низ)			избыточной льдистости в породе в виде линз, пропластков, прослоев и т.д.	таликов	межмерзлотных напорных вод	пропластков газогидратов
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Q-K ₁	0	314	реликтовая	н.д.	да	да	да	нет

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

11

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

4.2 Нефтегазоводоносность по разрезу скважины

Таблица 4.5 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (вертикаль/ствол), м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание сероводорода, % по объёму	Содержание углекислого газа, % по объёму	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мД
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	после дегазации	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
T ₁	1478/ 2255	1497/ 2301	терриг. поровый	газ, газоконденсат	отс.	0,41	0,609	0,9	до 40	н.д.	н.д.	1,5
P _{VIII}	1663/ 2704	1666/ 2712			отс.	0,15	0,600	0,9	до 320	н.д.	н.д.	8,6
P _{VII}	1761/ 2942	1770/ 2965			отс.	0,40	0,608	0,9	н.д.	н.д.	н.д.	3,3
P _{VI}	1788/ 3008	1791/ 3016			отс.	0,42	0,608	0,9	н.д.	н.д.	н.д.	8,6
P _V	1793/ 3020	1797/ 3030			отс.	0,42	0,608	0,9	н.д.	н.д.	н.д.	8,6
P _{IV}	1819/ 3083	1820/ 3086			отс.	0,73	0,614	0,9	до 20	н.д.	н.д.	1,8
P _{Iar}	2017/ 3564	2047/ 3638			отс.	0,075	0,762	0,9	до 250	н.д.	700	4,0
P _{Is}	2240/ 4106	2300/ 4253			отс.	0,075	0,762	0,9	до 250	н.д.	700	30,5
C ₂₋₃	2339/ 4347	2500/ 4738			карб. порово-трещ.	0,1	2,6	0,635	0,9	до 1000	н.д.	740

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

12

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Таблица 4.6 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (вертикаль/ствол), м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, Д/сП	Содержание, % веса		Свободный дебит, т/сут	Параметры растворённого газа					
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина		газовый фактор, м ³ /т	содержание, %		относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
											серо-водород	углекислый газ			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Таблица не имеет информации. Нефтяные пласты не вскрываются.

Таблица 4.7 – Водоносность

Индекс стратиграфического горизонта	Интервал (вертикаль/ствол), м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Общая минерализация, г/л	Тип воды по Сулину	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
T _I	1497/ 2301	1510/ 2332	поровый	1010-1030	до 140	н.д.	ХЛН	нет
P _{VIII}	1666/ 2712	1674/ 2731	поровый	1010-1030	до 3	н.д.	ХЛН	нет
P _{VII}	1770/ 2965	1778/ 2984	поровый	1010-1030	до 2	н.д.	ХЛН	нет
P _{VI}	1791/ 3016	1793/ 3020	поровый	1010-1030	н.д.	н.д.	ХЛН	нет
P _V	1797/ 3030	1804/ 3047	поровый	1010-1030	н.д.	н.д.	ХЛН	нет
P _{IV}	1820/ 3086	1834/ 3120	поровый	1010-1030	до 3	н.д.	ХЛН	нет

Примечание – тип воды по Сулину: СФН – сульфатонатриевый, ГКН – гидрокарбонатнатриевый, ХЛН – хлоридно-натриевый, ХЛК - хлоридно-кальциевый.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

13

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

Таблица 4.8 – Градиенты давлений и температур по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м				Градиенты давления в интервале, кгс/см ² на 10 м						Температура в конце интервала	
	по вертикали		по стволу		пластового	источник получения	гидроразрыва пород	источник получения	горного	источник получения	°С	источник получения
	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q	0	140	0	140	1,00	РФЗ	1,73	РФЗ	2,58	РФЗ	6	РФЗ
K ₁	140	360	140	360	1,00	РФЗ	1,76	РФЗ	2,65	РФЗ	11	РФЗ
J ₃	360	560	360	561	1,00	РФЗ	1,87	РФЗ	2,67	РФЗ	13	РФЗ
J ₂₋₁	560	670	561	677	1,00	РФЗ	1,73	РФЗ	2,65	РФЗ	19	РФЗ
T ₃₋₂	670	1450	677	2187	1,00	РФЗ	1,77	РФЗ	2,67	РФЗ	28	РФЗ
T ₁	1450	1502	2187	2313	1,05	РФЗ	1,79	РФЗ	2,68	РФЗ	39	РФЗ
P ₂	1502	1790	2313	3013	1,08	РФЗ	1,82	РФЗ	2,68	РФЗ	44	РФЗ
P _{1k}	1790	1962	3013	3431	1,08	РФЗ	1,79	РФЗ	2,68	РФЗ	47	РФЗ
P _{1ar}	1962	2226	3431	4073	1,08	РФЗ	1,70	РФЗ	2,68	РФЗ	52	РФЗ
P _{1a+s}	2226	2300	4073	4253	1,08	РФЗ	1,75	РФЗ	2,68	РФЗ	57	РФЗ
C ₂₋₃	2300	2500	4253	4738	1,10	РФЗ	1,79	РФЗ	2,69	РФЗ	60	РФЗ

Примечание – условные обозначения источника получения данных: ПСР – прогноз по сейсморазведочным данным, ПГФ – прогноз по геофизическим исследованиям, РФЗ – расчет по фактическим замерам в скважинах, РСЧ – расчетное значение.

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

14

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

4.3 Возможные осложнения по разрезу скважины

Таблица 4.9 – Нефтегазоводопрооявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (вертикаль/ствол), м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации НГВП, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива воды, увеличения водоотдачи и т.д.)	Мероприятия по предупреждению и ликвидации НГВП
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
T ₁	1478/ 2255	1497/ 2301	газоконденсат	-	-	-	Снижение уровня или плотности бурового раствора при вскрытии продуктивного пласта	Пузырьки газа, переливы бурового раствора на устье скважины, увеличение объема раствора в приемных емкостях	<ol style="list-style-type: none"> 1. Поддерживать плотность и другие параметры бурового раствора в соответствии с требованиями п.п. 384-387 ПБ НГП. 2. Запрещается отступление от проектной конструкции. 3. Оборудовать устье скважины противовыбросовым оборудованием. 4. При вскрытии нефтепроявляющих пластов соблюдать требования раздела XXIV ПБ НГП и РД 08-254-98.
P _{VIII}	1663/ 2704	1666/ 2712		-	-	-			
P _{VII}	1761/ 2942	1770/ 2965		-	-	-			
P _{VI}	1788/ 3008	1791/ 3016		-	-	-			
P _V	1793/ 3020	1797/ 3030		-	-	-			
P _{IV}	1819/ 3083	1820/ 3086		-	-	-			
P _{I ar}	2017/ 3564	2047/ 3638		-	-	-			
P _{1s}	2240/ 4106	2300/ 4253		-	-	-			
C ₂₋₃	2339/ 4347	2500/ 4738		-	-	-			

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

15

Таблица 4.10 – Данные по перфорации скважины

Номер объекта	Индекс стратиграфического подразделения	Интервал перфорации, м (по вертикали/по стволу)		Мощность перфорации, м (по вертикали/по стволу)	Типоразмер перфоратора	Количество отверстий на 1 м, шт.
		от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6	7
1	C ₂₋₃	2339 / 4347	2450 / 4617	111 / 270	ПКТ73	20

4.5 Исследовательские работы

Таблица 4.11 – Геофизические работы в скважине

Наименование работ	Интервал (по стволу), м	
	от (верх)	до (низ)
1	2	3
Определение состояния обсадной колонны и цементного кольца:		
АКЦ+ФКД	0	4738
СГДТ (ДСИ)	0	4738
Примечание – интервалы и методы геофизических исследований уточняются геологической службой заказчика.		

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инва. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										16

5. КОНСТРУКЦИЯ СКВАЖИНЫ

В разделе приведены данные по конструкции скважин Кумжинского газоконденсатного месторождения, подлежащих консервации и ликвидации.

Скважины наклонно-направленные, имеют одинаковую конструкцию (количество, диаметры колонн и глубину их спуска по вертикали). В качестве базовой скважины для расчетов выступает скважина № 506 куста № 5.

Скважины на момент консервации и ликвидации закончены строительством и находятся в эксплуатации. Хвостовик перфорирован в интервале продуктивного горизонта C_{2-3} . На устьях скважин установлена фонтанная арматура на колонной головке.

Термобарические условия приведены в Таблице 4.6 «Давления и температура по разрезу скважин».

5.1 Глубина спуска и характеристика обсадных колонн

Таблица 5.1 – Конструкция скважины № 507 куста № 5

Название колонны	Диаметр, мм	Интервал спуска, м				Высота подъема цемента, м			
		по стволу		по вертикали		по стволу		по вертикали	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Направление	425,5	0	30	0	30	0	30	0	30
Кондуктор	323,9	0	370	0	370	0	370	0	370
Промежуточная колонна	244,5	0	1628	0	1220	0	1628	0	1220
Эксплуатационная колонна	177,8	0	4082	0	2230	0	4082	0	2230
Хвостовик	127,0	3832	4738	2127	2500	3832	4738	2127	2500
Хвостовик перфорирован в интервале 4347-4617 м (2339-2450 м по вертикали).									

Таблица 5.2 – Типоразмеры обсадных колонн

Наружный диаметр, мм	Условный код типа соединения	Марка (группа прочности) труб	Толщина стенки, мм	Диаметр муфт, мм	Нормативный документ на изготовление
1	2	3	4	5	6
425,5	BC	K55	10,00	451,0	ГОСТ 31446-2017
323,9	ОТТМА	Д	9,50	351,0	ГОСТ 632-80
244,5	ОТТМА	Д	8,90	269,9	ГОСТ 632-80
177,8	ТМК UP PF	L80 13Cr	9,19	200,0	ТУ ТМК
127,0	ТМК UP PF	L80 13Cr	7,52	141,3	ТУ ТМК

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

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-10S7.2-00011	Лист
							17

5.2 Расчет давления опрессовки

Исходные данные:

1	Глубина границ перфорации нефтегазонасыщенных пластов L (по верт.), м	2339	2450
2	Градиент пластового давления, кгс/см ² на 1 м	0,110	0,110
3	Пластовое давление на глубине L $p_{пл}$, МПа	25,04	26,98
4	Давление насыщения в пластовых условиях $p_{нас}$, МПа	газ	газ
5	Плотность флюида в пластовых условиях ρ , кг/м ³	газ	газ
6	Относительная плотность газа по воздуху, ρ_r	0,635	0,635

Расчет:

1	Длина столба газа, м	2339	2450
2	Значение S	0,1485	0,1588
3	Давление на устье при НГВП, МПа	21,8	23,0
4	Дополнительное давление на устье для ликвидации НГВП, МПа	1,10	1,10
5	Давление опрессовки колонны, МПа	25,1	26,5

Давление опрессовки эксплуатационной колонны с хвостовиком принимаем – 26,5 МПа.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							18
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв №

5.3 Спецификация оборудования устья скважин

Таблица 5.3 – Спецификация устьевого и противовыбросового оборудования

Обсадной колонны		Номер схемы обвязки ПВО	Давление опрессовки устьевого оборудования и ПВО, МПа	Давление на устье при НГВП, МПа	Типоразмер, шифр или название используемого устьевого и ПВО оборудования	ГОСТ, ТУ и т.д. на изготовление	Коли- чество, шт.	Допустимое рабочее давление, МПа
номер в порядке спуска	название							
1	2	3	4	5	6	7	8	9
4	Эксплуата- ционная	ОП4	26,5	23,0	Обвязка колонная ОКК2-35-178×245×324К2ХЛ1	ТУ 3665-010- 00221801-99	1	35
					Превенторы ПП-180×35К2ХЛ1 (трубные + глухие плашки)	ГОСТ 13862-90	2	35
					Арматура фонтанная АФ6В-80×35К2ХЛ1	ТУ 3665-010- 00221801-99	1	35

Примечания:

1. Арматура фонтанная комплектуется с гидроуправляемыми задвижками.
2. При необходимости фонтанная арматура должна быть оснащена кабельным вводом для управления клапаном-отсекателем.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

19

6. ПРОФИЛЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

В разделе приведены данные по профилю скважины № 506 куста 5 Кумжинского месторождения, принятой в качестве базовой для проектных расчетов.

Таблица 6.1 – Траектория скважины № 506

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Азимут магнитный, град	Азимут истинный, град	Глубина по вертикали, м	Отклонение от устья, м	Азимут смещения (истинный), град	Пространств. интенсивность, град/10 м	Комментарий
1	2	3	4	5	7	8	11	13
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
30,0	0,0	0,0	0,0	30,0	0,0	0,0	0,0	Направление-425,5
370,0	0,0	0,0	0,0	370,0	0,0	0,0	0,0	Кондуктор-323,9
400,0	0,0	0,0	0,0	400,0	0,0	0,0	0,0	
1221,25	65,70	296,09	320,78	1052,7	421,47	320,78	0,8	
1627,69	65,70	296,09	320,78	1220,0	791,90	320,78	0,0	Промежуточная-244,5
2254,64	65,70	296,09	320,78	1478,0	1363,30	320,78	0,0	Газ-Т1
2704,19	65,70	296,09	320,78	1663,0	1773,03	320,78	0,0	Газ-PVIII
2942,34	65,70	296,09	320,78	1761,0	1990,07	320,78	0,0	Газ-PVII
3007,95	65,70	296,09	320,78	1788,0	2049,87	320,78	0,0	Газ-PVI
3020,10	65,70	296,09	320,78	1793,0	2060,95	320,78	0,0	Газ-PV
3083,28	65,70	296,09	320,78	1819,0	2118,53	320,78	0,0	Газ-PIV
3564,43	65,70	296,09	320,78	2017,0	2557,05	320,78	0,0	Газ-PIar
4082,02	65,70	296,09	320,78	2230,0	3028,79	320,78	0,0	Эксплуатационная-177,8
4106,32	65,70	296,09	320,78	2240,0	3050,94	320,78	0,0	Газ-P1s
4346,90	65,70	296,09	320,78	2339,0	3270,19	320,78	0,0	Т1/Газ-С2-3
4738,14	65,70	296,09	320,78	2500,0	3626,77	320,78	0,0	Хвостовик-127,0

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011									

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

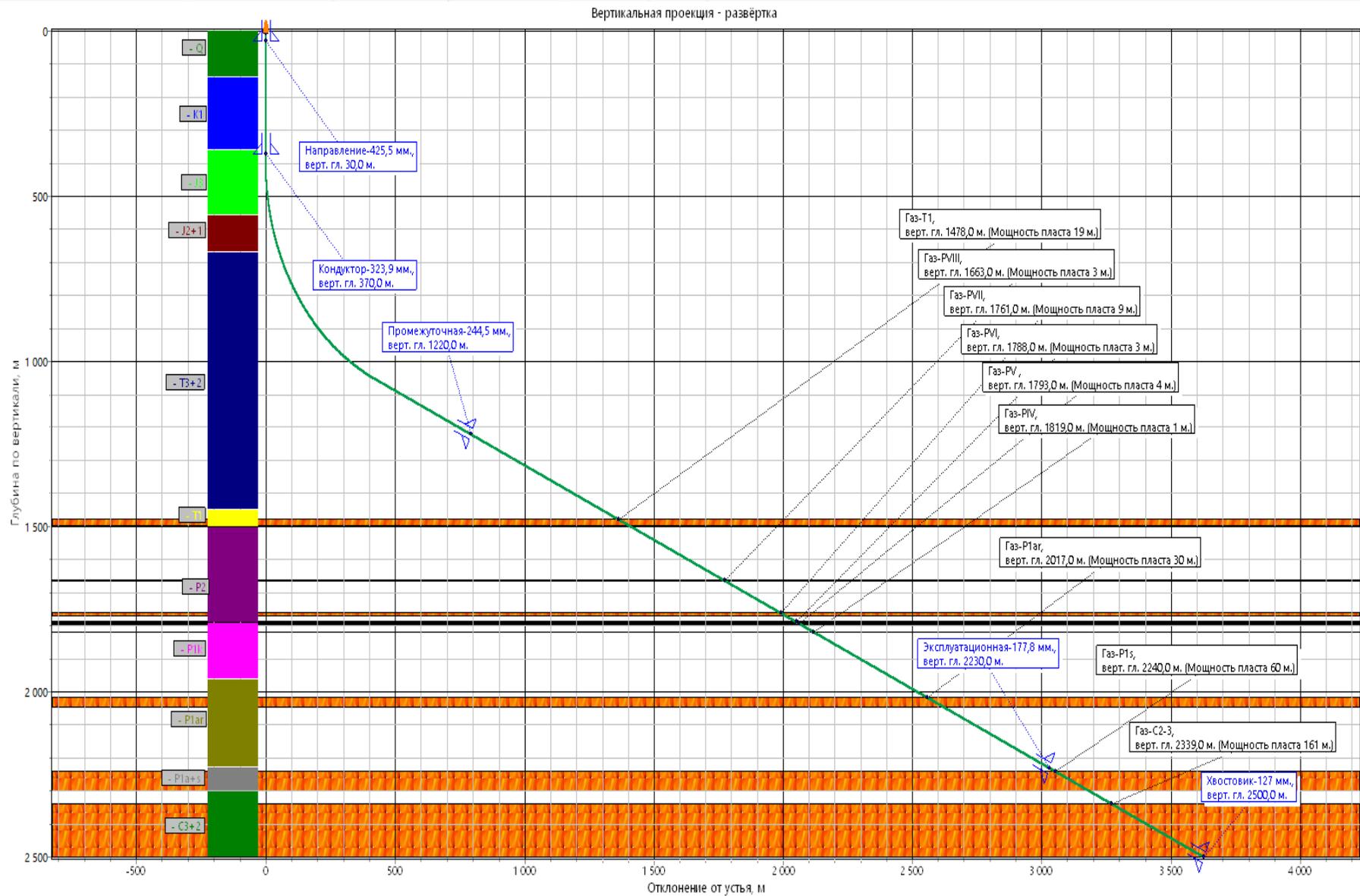


Рисунок 6.1 – Вертикальная проекция скважины (развёртка)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист
21

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

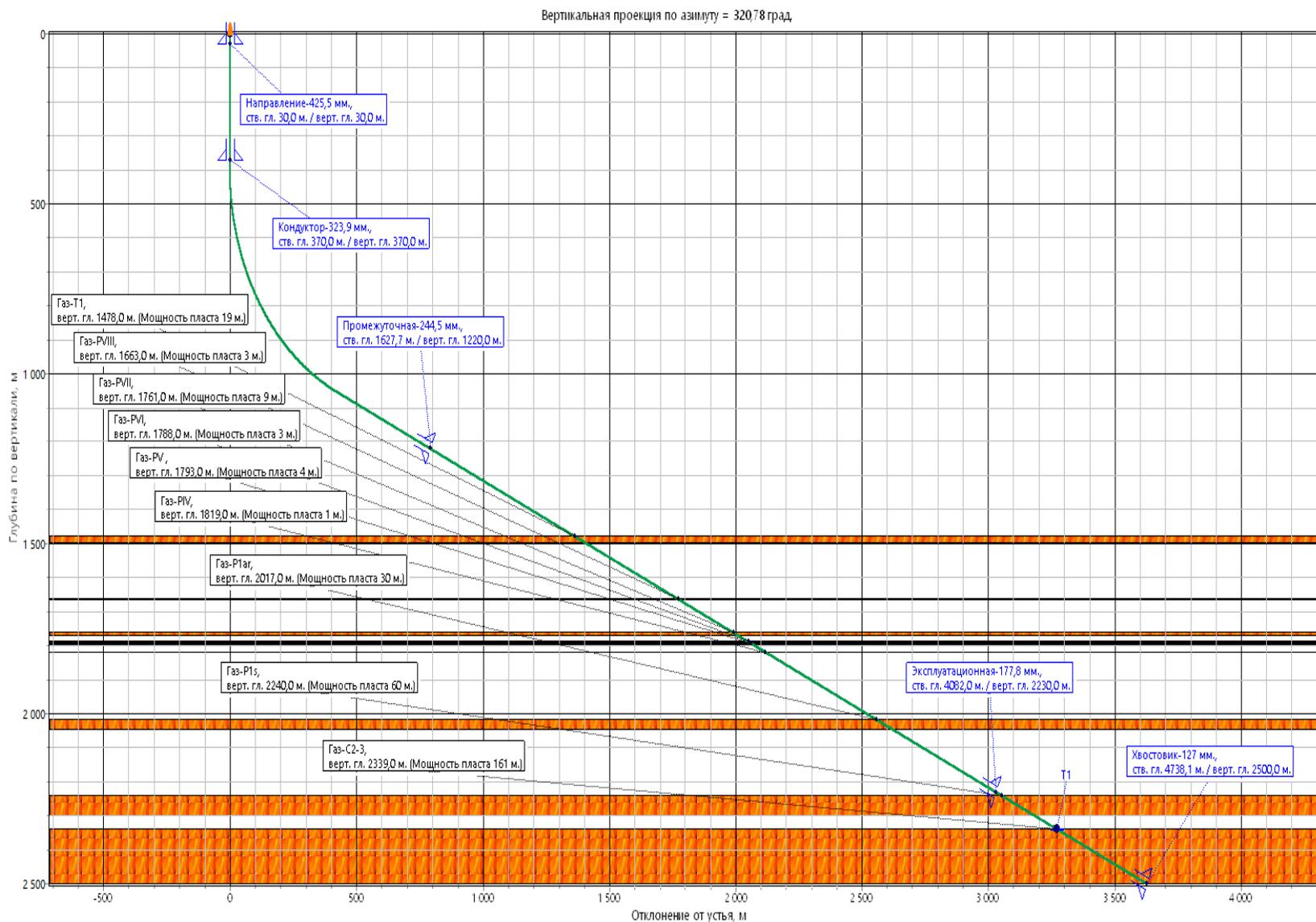


Рисунок 6.2 – Вертикальная проекция скважины (азимут)

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист
22

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

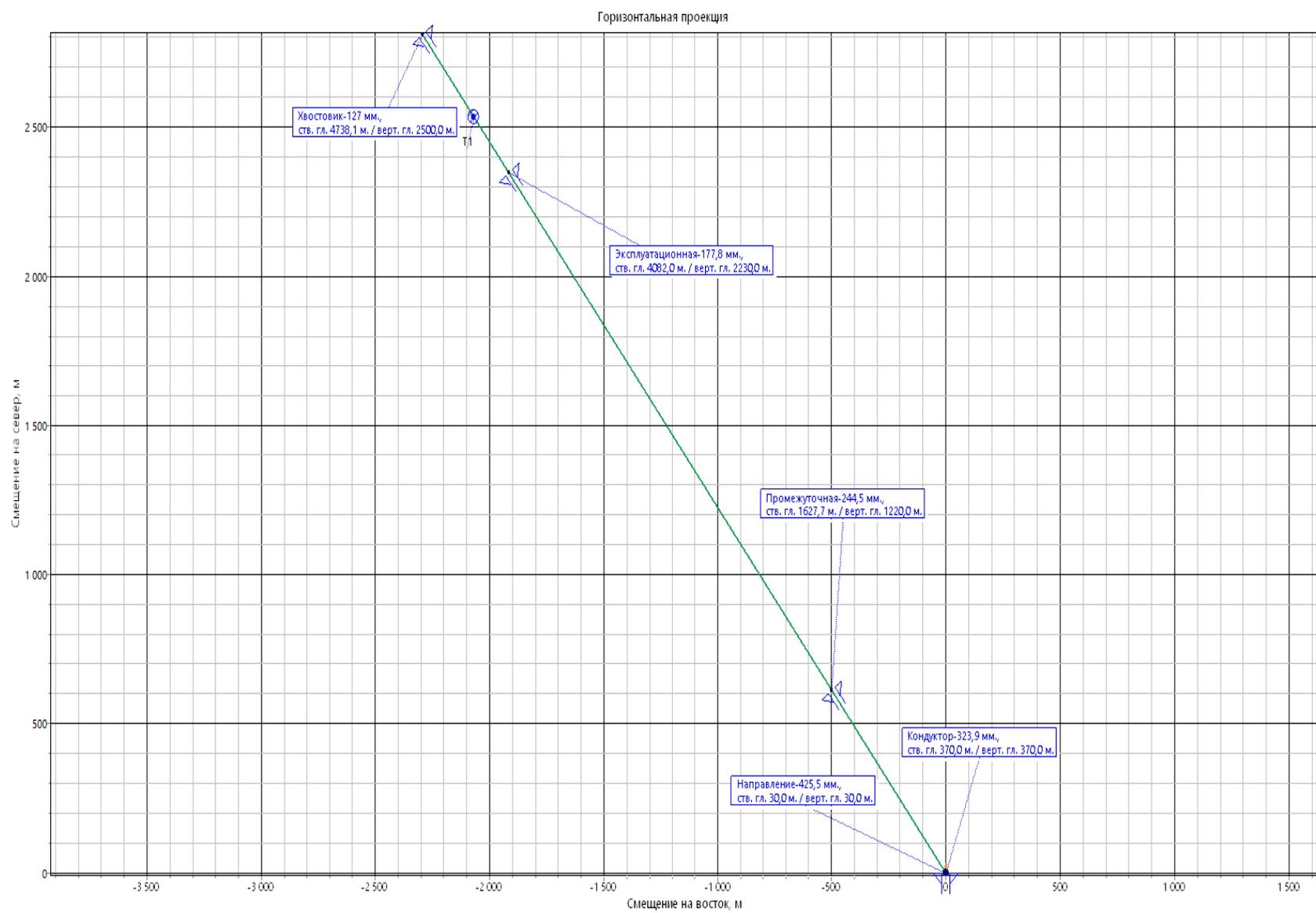


Рисунок 6.3 – Горизонтальная проекция скважины

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист
23

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

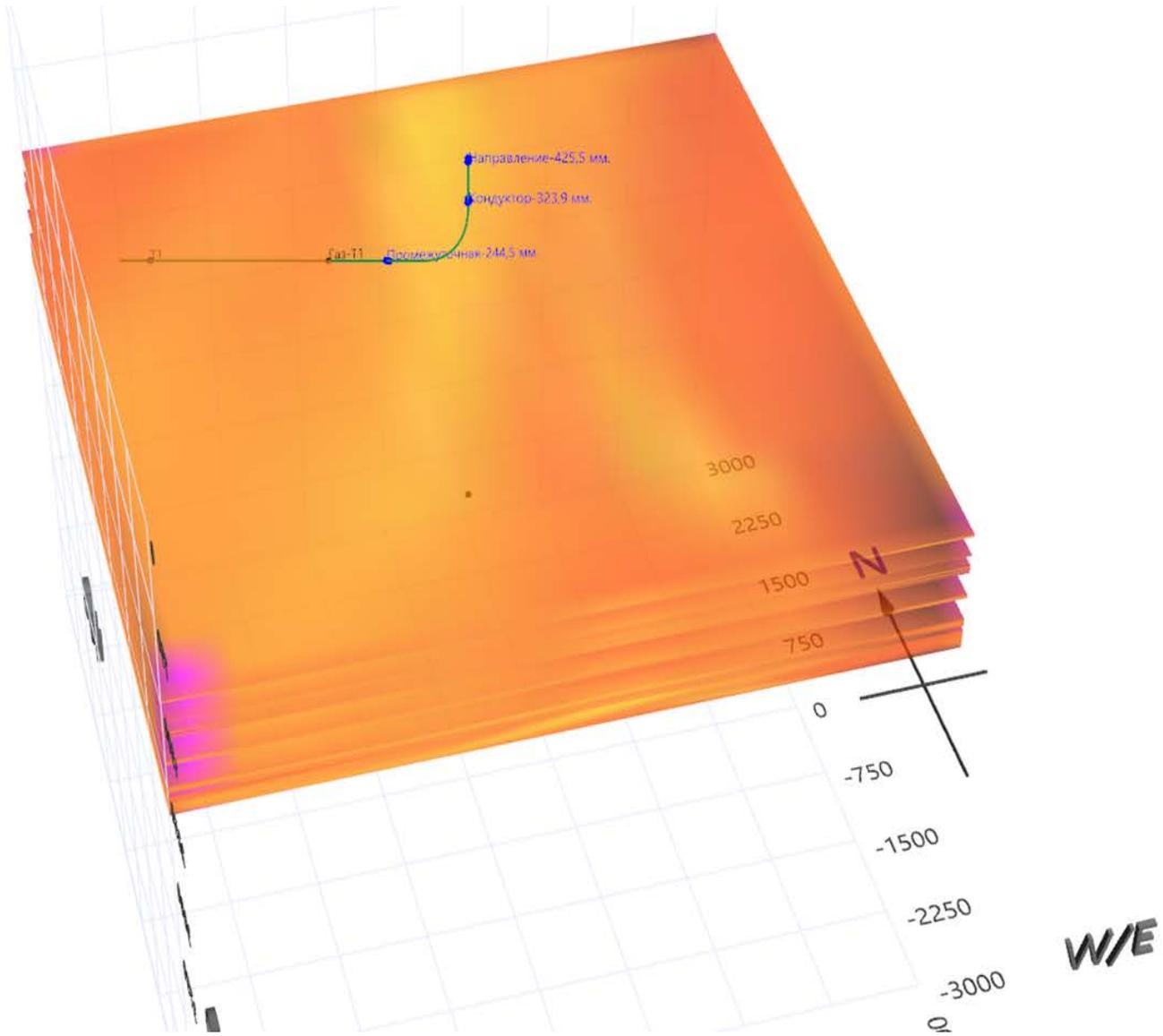


Рисунок 6.4 – 3D-проекция скважины

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист
24

7. КОНСЕРВАЦИЯ И ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

Цель проектируемых работ – приведение скважины в состояние, обеспечивающее сохранность месторождения, безопасность жизни и здоровья населения, охрану окружающей среды, зданий и сооружений в зоне влияния ликвидируемого объекта, а при консервации – сохранность скважины в течение всего срока.

Ответственность за своевременное и качественное проведение работ по ликвидации скважины несет пользователь недр.

Технические решения, включенные в настоящий раздел, разработаны в соответствии с действующими нормативно-техническими документами и проектными данными о конструкции скважины, продуктивности и термобарических характеристиках вскрываемого разреза.

Требования к безопасности работ и мероприятия их обеспечивающие, инженерно-технические мероприятия по ГО и предупреждению ЧС, требования к охране окружающей среды приведены в разделах настоящей проектной документации.

Консервация или ликвидация скважины осуществляется по плану, утвержденному руководителем предприятия-недропользователя (АО «СН Инвест») и согласованному с территориальным отделом управления Ростехнадзора и землепользователем. План разрабатывается на основании технических решений проектной документации, скорректированных с учетом фактических горно-геологических условий и продуктивности вскрытого разреза, физико-химических свойств пластовых флюидов, конструкции и технического состояния скважины. План должен содержать информацию о горно-геологических условиях вскрытого разреза, результатах проведенных испытаний и исследований, техническом состоянии скважины, причинах консервации, планируемых работах по оборудованию ствола и устья скважины с указанием ответственных исполнителей.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

7.1 Консервация скважины

7.1.1 Причины и условия консервации скважины. Технические решения по консервации скважины

7.1.1.1 Проектом предусматривается консервация законченной строительством скважины в случае получения промышленных притоков газа (п. 1588 ФНиП «ПБ НГП», 2020 г.) на срок «до передачи заказчику для дальнейшей организации добычи газа в соответствии с проектной документацией».

7.1.1.2 Технические решения по консервации скважин, приведенные в таблице 7.1 предусматривают операции и мероприятия по глушению испытанных объектов, герметизации устья скважины, защите от коррозии и разрушения устья при низких температурах, обеспечивается возможность управления скважиной. Оборудование ствола скважины при консервации показано на схеме (рисунок 7.1).

7.1.1.3 При работах по консервации скважины используется оборудование и инструменты, приведенные в таблице 7.2.

Таблица 7.1 – Технические решения по консервации скважины

№ п/п	Цель и выполняемые задачи	Содержание технических решений
1	2	3
1	Предотвращение нефтеводопроявлений в процессе консервации скважины.	Глушение скважины буровым раствором с плотностью, обеспечивающей не менее, чем 5%-ное превышение гидростатического давления над пластовым.
2	Сохранение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта	Заполнение ствола в интервале продуктивного объекта (перфорации) и на 25 м выше и ниже технологической жидкостью на углеводородной основе. Всплытие жидкости предупреждается ее утяжелением.
3	Предупреждение коррозионного воздействия на обсадную колонну	Обработка бурового раствора, заполняющего скважину, ингибиторами коррозии и нейтрализатором сернистого водорода.
4	Обеспечение возможности промывки скважины и замены технологических жидкостей, глушения в случае разгерметизации (разрушения)	Спуск НКТ с пакером и клапаном-отсекателем с подвеской в трубной головке, башмак НКТ устанавливается на 50-100 м выше интервала перфорации.
5	Предупреждение размораживания устья скважины и образования ледяных пробок в стволе скважины	Заполнение ствола скважин в интервале (0-314 м) и на 50 м ниже незамерзающей жидкостью с низкой теплопроводностью - нефтью или дизтопливом.
6	Герметизация устья скважины	Установка фонтанной арматуры.
7	Обеспечение сохранности устьевого оборудования и несанкционированного открытия скважины	Консервация устьевого оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности. Проверка технического состояния устья скважины и оборудования с периодичностью 1 раз в 6 месяцев.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №		GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
											26

Таблица 7.2 – Оборудование, применяемое при консервации скважины

Тип установки	Тип устьевого оборудования		Максимальное давление, ожидаемое на устье, МПа	Давление опрессовки оборудования, МПа	Параметры насосно-компрессорных труб
	фонтанная арматура	противо-выбросовое оборудование			
1	2	3	4	5	6
БУ 5000/320 ЭК-БМЧ / УПА 60/80	АФ6В- 80×35 К2ХЛ1	ОП4- 180/80×35 К2ХЛ1	23,0	26,5	Длина колонны – 4728 м ТМК UP PF 73,02×5,51 C90SS
Примечание – длина колонны НКТ и глубина ее спуска, корректируется по фактической глубине залегания продуктивного пласта и интервала перфорации.					

Таблица 7.3 – Технологические жидкости для промывки и заполнения скважины при консервации

Тип жидкости	Значения технологических параметров					
	плотность, кг/м ³	условная вязкость, с	фильтрация, см ³	СНС, дПа		рН
				10 сек	10 мин	
1	2	3	4	5	6	7
Глушение скважины и заполнение ствола при консервации						
Буровой раствор, использовавшийся на последнем интервале бурения (Хлоркалийевый)	1180	50-75	4-6	38-72	72-168	9,5-11,0
Заполнение интервалов продуктивных пластов для сохранения фильтрационных свойств ПЗП						
Технологическая жидкость УТЖ VIP	1230	неизм.	0-1	-	-	-
Заполнение ствола в интервале 0-370 м при консервации скважины						
Нефть (дизтопливо)	880	-	-	-	-	-
Примечание – допускается использовать аналогичные блокирующие жидкости, не ухудшающие коллекторские свойства пласта.						

Таблица 7.4 – Удельный расход компонентов блокирующей жидкости, ингибиторов, нейтрализатора сернистого водорода, бактерицида и дизтоплива (нефти)

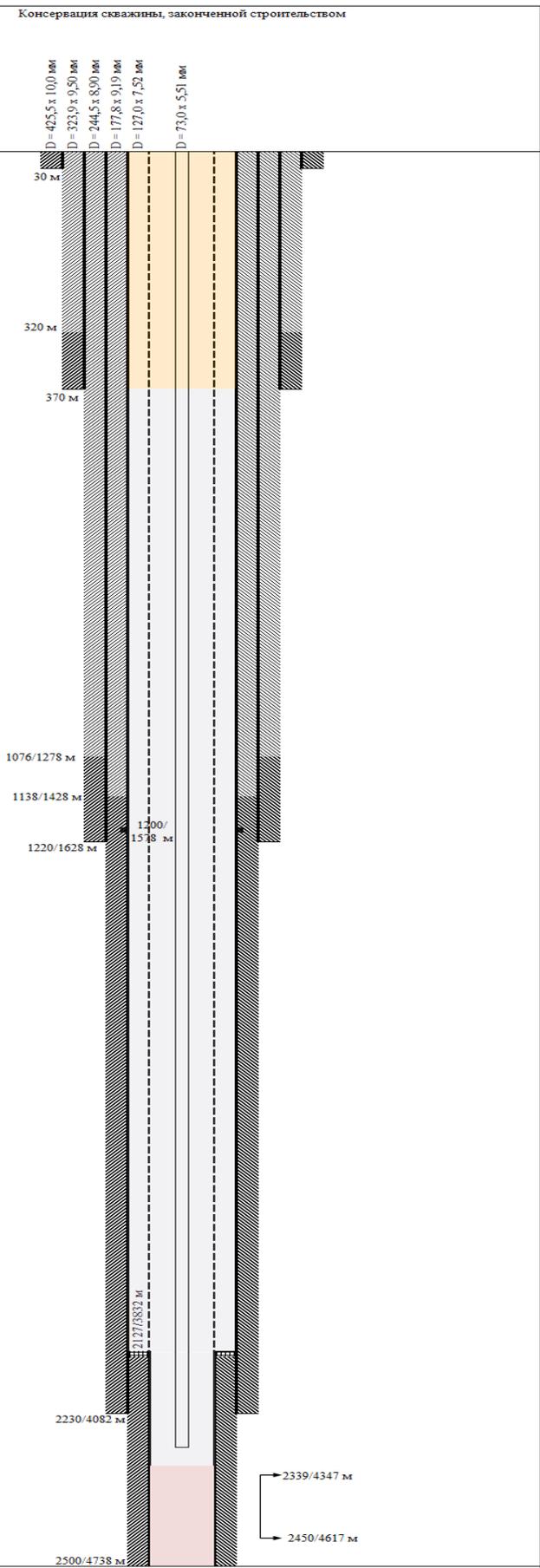
Компоненты	Норма расхода на 1 м ³	Количество, кг (м ³)
1	2	3
Технологическая жидкость УТЖ VIP:	0,00984 м ³ на 1 п.м	3,6
- УТЖ VIP - концентрат	85 кг	301
- нефть	769 кг	2724
- CaCO ₃	593 кг	2102
Ингибитор коррозии ВНПП-1 или ИКБ-4	2 кг	149
Ironite Sponge	1,5 кг	37
Biocide - бактерицид	0,5 кг	112
Дизтопливо или нефть	0,01995 м ³ на 1 п.м	7,4

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							27

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

Масштаб, м	Стратиграфия					Глубина по вертикали по столбу, м	Мощность по вертикали по столбу, м	Границы раз, м/объем на 10 м
	отдела	отдела	ярус	подярусы	горизонт, свита			
100	Ю					140	140	
200	Меловая - К	Нижний - К1				360	220	
300								
400	Юрская - J	Верхний - Jв				560/561	200/201	
500								
600	Jз1				670/677	110/116		
700								
800	Триасовая - T	Верхний + средний - Tв2				1450/2187	780/1510	1,00
900								
1000	Tг1				1502/2313	52/126	1,05	
1100								
1200	Пермская - P	Верхний - Pв			1790/3013	288/700	1,08	
1300								
1400	P1к				1962/3431	172/418	1,10	
1500								
1600	P1ar				2226/4073	264/642	1,10	
1700								
1800	P1a+s				2300/4253	74/180	1,10	
1900								
2000	Кембрийская - C	Верхн. + сред. - Cв2			2500/4738	200/485	1,10	
2100								
2200								
2300								
2400								
2500								



Условные обозначения:
 - цементное кольцо нормальной плотности
 - цементное кольцо облегченной плотности
 - заполнение ствола скважины дизтопливом (нефтью)
 - заполнение ствола скважины жидкостью глушения
 - интервал перфорации
 - блокирующая жидкость

Рисунок 7.1 – Схема оборудования ствола скважины при консервации

7.1.2 Порядок проведения работ по консервации скважины

7.1.2.1 По окончании испытания объекта, через НКТ глушится буровым раствором (таблица 7.1 и 7.3). На начальном этапе глушения в интервал эксплуатационного объекта закачивается углеводородная жидкость (УГЖ VIP). После глушения производится технологическая выстойка для проверки на наличие поглощения или проявления.

7.1.2.2 При отсутствии проявления (поглощения) демонтируется фонтанная арматура, устанавливается и опрессовывается ПВО (таблица 7.2).

7.1.2.3 НКТ спускается до нижних отверстий перфорации, скважина промывается. В интервале перфорации закачивается расчетное количество блокирующей жидкости. НКТ поднимается выше интервала перфорации. При промывке скважины буровой раствор обрабатывается ингибитором коррозии, нейтрализатором сернистого водорода и биоцидом, в интервале 0 – 370 м буровой раствор замещается дизтопливом или нефтью (таблицы 7.1, 7.3 и 7.4).

7.1.2.4 Демонтируется ПВО, устанавливается и опрессовывается фонтанная арматура. Все задвижки приводятся в положение «закрыто». Штурвалы задвижек и манометры снимаются, устанавливаются заглушки.

7.1.2.5 На фонтанной арматуре укрепить табличку с текстом:

«Скважина № ____ Кумжинского ГКМ.
АО «СН Инвест». Дата начала и окончания консервации.»

7.1.2.6 Выполнение работ по консервации скважины указанных в п.п. 7.1.2.4 – 7.1.2.6 оформляется актами (актом), за подписью ответственных исполнителей.

7.1.2.7 После демонтажа буровой установки и оборудования выполняется техническая рекультивация площадки.

7.1.3 Контроль технического состояния скважины в процессе консервации

7.1.3.1 Проверка технического состояния устьевого оборудования законсервированной скважины проводится 1 раз в год. Результаты проверки оформляются актом и фиксируются в журнале.

7.1.3.2 При обнаружении неисправностей (давление на устье скважины, межколонные проявления, грифоны и т.п.) скважина выводится из консервации для проведения ремонтных работ. Ремонтные работы проводятся предприятием-недропользователем по плану, согласованному с территориальным отделом Ростехнадзора. Консервация скважины продлевается по согласованию с территориальным отделом Ростехнадзора после выполнения ремонтных работ и устранения причин появления неисправностей.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										29

7.2 Расконсервация скважины

7.2.1 Порядок проведения работ по расконсервации.

7.2.1.1 Смонтировать на устье скважины буровую или подъемную установку и вспомогательное оборудование (согласно таблицы 7.2). Установить штурвалы на задвижки ФА, разгерметизировать патрубки, установить манометры, снять заглушки с фланцев задвижек.

7.2.1.2 Проверить наличие устьевого давления. При его наличии дальнейшие работы выполняются по отдельному плану, разработанному совместно с противofонтанной службой и согласованному с территориальным органом Ростехнадзора.

7.2.1.3 При отсутствии давления на устье опрессовать ФА на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны и хвостовика. Восстановить циркуляцию и промыть скважину. Заменить или дообработать раствор в скважине в соответствии с планом расконсервации. После дообработки или замены и выравнивания раствора произвести подъем НКТ.

7.2.1.4 Демонтировать фонтанную арматуру, установить на устье скважины противовыбросовое оборудование по схеме, согласованной с территориальным органом Ростехнадзора. Опрессовать ПВО и приустьевую часть колонны на проектное давление с использованием устьевого пакера (заколонной манжеты), установленного на глубине 10-15 м.

7.2.1.5 Прошаблонировать (при необходимости проработать) и промыть ствол скважины до верхнего консервационного моста. Разбурить консервационные мосты в соответствии с планом работ. После разбуривания мостов произвести технологическую выстойку для проверки на поглощение или проявление.

7.2.1.6 Проработать райбером или скрепером ствол скважины в интервале разбуренных консервационных мостов до искусственного забоя.

7.2.1.7 Выполнить предусмотренные планом расконсервации изоляционные работы и промыслово-геофизические исследования.

7.2.1.8 Спустить в скважину НКТ с “воронкой” и клапаном-отсекателем. Глубина спуска устанавливается планом работ.

7.2.1.9 Установить и опрессовать ФА.

7.2.1.10 Испытание (освоение) произвести по отдельному плану.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

7.3 Приостановка скважины

В соответствии с п. 1580 Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правил безопасности в нефтяной промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г. (ФНиП «ПБ НГП», 2020 г.) временная приостановка скважин в связи с экономическими причинами (до строительства системы сбора и подготовки добываемой жидкости, отсутствие спроса на сырье, нерентабельность эксплуатации) может осуществляться без консервации на срок до 6 месяцев с последующим продлением при условии выполнения мероприятий по безопасному пользованию недрами, безопасности жизни и здоровья населения, охране окружающей среды на срок приостановки скважин.

7.3.1 Причины и условия приостановки скважины. Технические решения по приостановке скважины

7.3.1.1 Проектом предусматривается вариант приостановки законченной строительством скважины в связи с экономическими причинами (до строительства системы сбора и подготовки добываемой жидкости, отсутствие спроса на сырье, нерентабельность эксплуатации).

7.3.1.2 Технические решения по приостановке скважин, приведенные в таблице 7.5 предусматривают операции и мероприятия по герметизации устья скважины, защите от коррозии и разрушения устья, обеспечивается возможность управления скважиной.

7.3.1.3 При работах по приостановке скважины используется оборудование и инструменты, приведенные в таблице 7.6.

Таблица 7.5 – Технические решения по приостановке скважины

№ п/п	Цель и выполняемые задачи	Содержание технических решений
1	2	3
1	Предотвращение газонефтеводопроявлений в процессе приостановки скважины	Спуск НКТ с пакером и клапаном-отсекателем с подвеской в трубной головке
2	Герметизация устья скважины	Установка фонтанной арматуры.
3	Обеспечение возможности глушения скважины в случае разгерметизации (разрушения)	Спуск НКТ с пакером и клапаном-отсекателем с подвеской в трубной головке, башмак НКТ устанавливается на 50-100 м выше интервала перфорации.
4	Обеспечение сохранности устьевого оборудования и несанкционированного открытия скважины	Консервация устьевого оборудования в соответствии с требованиями промышленной безопасности. Контроль технического состояния устья скважины и оборудования.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							31
Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

Таблица 7.6 – Оборудование, применяемое при приостановке скважины

Тип установки	Тип устьевого оборудования		Максимальное давление, ожидаемое на устье, МПа	Давление опрессовки оборудования, МПа	Параметры насосно-компрессорных труб
	фонтанная арматура	противовыбросовое оборудование			
1	2	3	4	5	6
БУ 5000/320 ЭК-БМЧ / УПА 60/80	АФ6В- 80×35 К2ХЛ1	ОП4- 180/80×35 К2ХЛ1	23,0	26,5	Длина колонны – 4728 м ТМК UP PF 73,02×5,51 C90SS
Примечание – длина колонны НКТ и глубина ее спуска, корректируется по фактической глубине залегания продуктивного пласта и интервала перфорации.					

7.3.2 Порядок проведения работ по приостановке скважины

7.3.2.1 По окончании испытания скважины при помощи тросового подъемника извлекается предохранительная втулка из клапана-отсекателя.

7.3.2.2 Демонтируется с устья скважины тросовый подъемник, лубрикатор.

7.3.2.3 В присутствии представителей Заказчика и противofонтанной службы проводится проверка герметичности клапана-отсекателя путем снижения давления в трубке управления до атмосферного и последующего стравливания давления в НКТ над клапаном-отсекателем до атмосферного. Проводится наблюдение за изменением давления в трубном пространстве над клапаном-отсекателем в течение 30 минут.

7.3.2.4 По результатам наблюдений составляется акт. При наличии давления в трубном пространстве дальнейшие работы проводятся по дополнительному плану-работ.

7.3.2.5 На фонтанной арматуре укрепить табличку с текстом:

«Скважина № ____ Кумжинского ГКМ.
АО «СН Инвест». Дата приостановки скважины.»

7.3.2.6 После демонтажа оборудования выполняется техническая рекультивация площадки.

7.3.3 Контроль технического состояния скважины в процессе приостановки

7.3.3.1 Предприятием-недропользователем проводится проверка технического состояния устьевого оборудования приостановленной скважины, контроль давления на устье скважины.

7.3.3.2 При обнаружении неисправностей (межколонные проявления, грифоны и т.п.) предприятием-недропользователем проводятся ремонтные работы по плану, согласованному с территориальным отделом Ростехнадзора.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										32

7.4 Ликвидация скважины

7.4.1 Критерии и условия ликвидации скважины. Технические решения по ликвидации скважины

7.4.1.1 Настоящим проектом предусматривается вероятность ликвидации скважины (части ствола скважины) по всем установленным п. 1527 ФНиП «ПБ НПП», 2020 г. категориям:

- по категории I – скважины, выполнившие свое назначение:
 - I-а - скважины, выполнившие задачи согласно проектным технологическим документам на разработку месторождений и рабочим проектам на производство буровых работ или реконструкции скважин;
 - I-б - скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектным технологическим документом на разработку месторождения или иному обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд.
- по категории II – скважины, ликвидируемые по геологическим причинам:
 - II-а - скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях - в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, в том числе после интенсификации;
 - II-в - скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы, зоны с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением).
- по категории III - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные):
 - III-а - скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, а также аварии с бурильным инструментом и его элементами, аварии с обсадными трубами и их элементами, прихваты бурильных и обсадных колонн, аварии с долотами и бурголовками, аварии с забойными двигателями и турбобурами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования (в случаях, когда в исправной части ствола скважины выше аварийной части имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с проектным технологическим документом на разработку месторождения отработке этой скважиной, ликвидируется только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию);
 - III-б - скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать который не представляется возможным;
 - III-в - скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны и на которых отсутствуют техническая возможность и экономическая целесообразность их восстановления;
 - III-г - скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением опасности оползневых явлений или затопления;
 - III-д - скважины при смятии, сломах обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, ММП и на которых отсутствуют техническая возможность и экономическая целесообразность

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011						Лист
															33

ность их восстановления.

- по категории IV – скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам:

- IV-в - скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 лет и более, но не более 15 лет от общего срока консервации, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна.

Категория, по которой скважина подлежит ликвидации, уточняется пользователем недр или его представителем.

Проектные решения сгруппированы по вариантам технического состояния скважины:

- скважина пробурена до проектной глубины и ликвидируется после выполнения комплекса ГИС в открытой части ствола, без спуска хвостовика 127,0 мм;

- скважина пробурена до проектной глубины, конструкция соответствует проекту, скважина ликвидируется по результатам испытания через перфорированную эксплуатационную колонну (хвостовик).

Соответствие вариантов технического состояния скважин и критериев и категорий ликвидации приведены в таблице 7.12.

7.4.1.2 До начала ликвидационных работ должны быть проведены оценка технического состояния последней обсадной колонны и ремонтно-изоляционные работы в случае выявления заколонных и межпластовых перетоков, нарушений цементного кольца и негерметичности эксплуатационной колонны и хвостовика.

7.4.1.3 Скважина без хвостовика ликвидируется путем изоляции цементными мостами:

- интервалов (интервала) слабопродуктивных газовых пластов (выделенных ПГИ) в необсаженной части ствола;

- необсаженной (открытой) части ствола;

- места установки пакера ступенчатого цементирования в колонне 177,8 мм.

Цементный мост для изоляции необсаженной части ствола устанавливается в башмаке эксплуатационной колонны 177,8 мм с перекрытием его на 20 м ниже и на 50 м выше. Остальные цементные мосты устанавливаются с перекрытием изолируемого интервала по всей длине и на 20 м выше и ниже (таблица 7.13).

Ликвидационные мосты испытываются разгрузкой буровой колонны. Мост в башмаке эксплуатационной колонны дополнительно испытывается гидравлической опрессовкой (таблица 7.7). Межколонное пространство (промежуточная колонна – эксплуатационная колонна) опрессовывается на давление 5,0 МПа.

Ствол скважины заполняется буровым раствором, использовавшимся на последнем интервале бурения. Плотность раствора должна обеспечивать не менее чем 5 %-ное превышение гидростатического давления над текущим пластовым. Раствор дополнительно обрабатывается ингибиторами коррозии, нейтрализатором сернистого водорода и биоцидом (таблица 7.8 и 7.9).

7.4.1.4 Скважина с эксплуатационной колонной и хвостовиком ликвидируется путем изоляции цементным мостом интервала перфорации хвостовика, «головы» хвостовика 127,0 мм, а так же места установки пакера ступенчатого цементирования в колонне 177,8 мм. Цементные мосты с перекрытием интервалов перфорации и пакера ступенчатого цементирования устанавливаются с перекрытием изолируемого интервала по всей длине и на 20 м выше и ниже (таблица 7.7). Мост на «голове» хвостовика устанавливается с перекрытием изолируемого интервала с перекрытием его на 20 м ниже и на 50 м выше.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										34

Таблица 7.7 – Интервалы установки ликвидационных мостов. Требования к их установке и испытанию

Объект ликвидации. Интервал (по вертикали/по стволу)	Интервал установки ликвидационного моста, м (по вертикали/по стволу)		Требования к технологии установки и испытания моста
	от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4
Ликвидация скважины без спуска хвостовика (категории ликвидации IIa, IIb, IIIa, IIIb, IIIд)			
Слабопродуктивный пласт С ₂₋₃ в интервале 2239 / 4347-2500 / 4738 м	2331 / 4327	2500 / 4738	1. Способ установки - через заливочные трубы (БТ) "на равновесие" с контролем по объему. 2. Продолжительность ОЗЦ ≥ 24 час. Устье скважины герметизируется P_y при ОЗЦ 1,5-3,0 МПа. 3. Определение кровли разгрузкой буровой колонны не более чем на 3-5 т. 4. Верхний мост опрессовать при P_y , равном давлению опрессовки эксплуатационной колонны 26,5 МПа.
Башмак эксплуатационной колонны 177,8 мм – 2230 / 4082 м	2209 / 4032	2238 / 4102	
Пакер ступенчатого цементирования эксплуатационной колонны 177,8 мм – 1200 / 1578 м	1191 / 1558	1208 / 1598	
Ликвидация скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком (категории ликвидации Ia, Ib, IIa, IIIa, IIIб, IIIв, IIIг, IIIд, IVв)			
Объект С ₂₋₃ Интервал перфорации 2339 / 4347-2450 / 4617 м	2331 / 4327	2458 / 4637	1. Способ установки - через заливочные трубы (НКТ) "на равновесие" с контролем по объему. 2. Продолжительность ОЗЦ ≥ 24 час. Устье скважины герметизируется P_y при ОЗЦ 1,5-3,0 МПа. 3. Определение кровли разгрузкой колонны НКТ не более 25 % от ее веса. 4. Верхний мост опрессовать при P_y , равном давлению опрессовки эксплуатационной колонны и хвостовика 26,5 МПа.
«голова» хвостовика 127,0 мм – 2127 / 3832 м	2107 / 3782	2135 / 3852	
Пакер ступенчатого цементирования эксплуатационной колонны 177,8 мм – 1200 / 1578 м	1191 / 1558	1208 / 1598	

Таблица 7.8 – Технологические жидкости для промывки и заполнения скважины при ликвидации

Взам. инв. №	Тип жидкости	Значения технологических параметров					
		плотность, кг/м ³	условная вязкость, с	фильтрация, см ³	СНС, дПа		рН
					10 сек	10 мин	
1	2	3	4	5	6	7	
Подп. и дата	Глушение скважины и заполнение ствола при ликвидации						
	Буровой раствор, использованный на последнем интервале бурения (Хлоркалиевый)	1180	50-75	4-6	38-72	72-168	9,5-11,0
	Заполнение ствола в интервале 0-370 м при ликвидации скважины						
Инв. № подл.	Нефть (дизтопливо)	880	-	-	-	-	-
	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011						Лист
	Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	35

Таблица 7.9 – Удельный расход ингибиторов, нейтрализатора сернистого водорода, бактерицида и дизтоплива (нефти)

Компоненты	Норма расхода на 1 м ³		Количество, кг (м ³)	
	ликвидация скважины без спуска хвостовик	ликвидация скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком	ликвидация скважины без спуска хвостовик	ликвидация скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком
1	2	3	4	5
Ингибитор коррозии ВНПП-1 или ИКБ-4		2 кг	157	145
Ironite Sponge		1,5 кг	39	36
Biocide - бактерицид		0,5 кг	117	109
Дизтопливо или нефть		0,01995 м ³ на 1 п.м	7,4	7,4

Ликвидационный мост испытываются разгрузкой колонны НКТ, а так же дополнительно испытывается гидравлической опрессовкой (таблица 7.7). Межколонное пространство (эксплуатационная колонна – промежуточная колонна) опрессовывается на давление 5,0 МПа.

Ствол скважины заполняется буровым раствором, использовавшимся на последнем интервале бурения. Плотность раствора должна обеспечивать не менее чем 5 %-ное превышение гидростатического давления над текущим пластовым. Буровой раствор обрабатывается ингибиторами коррозии, нейтрализатором сернистого водорода и биоцидом (таблицы 7.8 и 7.9).

7.4.1.5 Верхняя часть ствола (интервал 0-370 м) заполняется незамерзающей жидкостью с низкой теплопроводностью – нефтью или дизтопливом.

7.4.1.6 При установке ликвидационных цементных мостов используется тампонажный раствор из цемента ПЦТ-I-G-CC1 (таблица 7.10).

7.4.1.7 Способ установки ликвидационных цементных мостов «через заливочные трубы на равновесие с контролем по объему». Во время ОЗЦ устье скважины герметизируется с созданием избыточного давления 1,5-3,0 МПа.

7.4.1.8 При ликвидации скважины фонтанная арматура и трубная головка демонтируются. Решение о демонтаже колонной головки принимает организация-недропользователь. В случае оставления колонной головки упрощаются работы, связанные с восстановлением и реконструкцией скважины (бурением бокового ствола). Устье скважины перекрывается заглушкой на сварке, установленной на кондукторе (при демонтированной колонной головке) или глухим фланцем на колонной головке.

7.4.1.9 По окончании работ на устье устанавливается бетонная тумба размером 1 × 1 × 1 м (допускается применение металлической опалубки диаметром не менее 0,5 м и высотой 1,0 м), На тумбе устанавливается репер высотой не менее 0,5 м с металлической таблицей, на которой электросваркой указываются: номер скважины, дата ее ликвидации, месторождение (площадь), организация-пользователь недр.

7.4.1.10 Варианты оборудования ствола скважины при ликвидации показаны на схемах (рисунки 7.2 и 7.3).

7.4.1.11 Оборудование и инструменты, используемые при ликвидации скважины, показаны в таблице 7.11.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										36

Таблица 7.10 – Состав и свойства тампонажных жидкостей для установки ликвидационных мостов

Тип и состав жидкости		Показатели						
наименование компонентов	расход на 1 м ³ , кг	В/Ц (Ж/Т)	плотность, кг/м ³	растекаемость, мм	водоотдача, мл	время загустевания до консист. 30 ед. Вс, час-мин	миним. прочность, МПа	выход раствора, м ³ /1 т
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Буферная жидкость: - КМЦ-600 (700) или аналог - вода пресная техническая	20 980	-	1030		≤ 15	-	-	-
Тампонажный раствор: - ПЦТ I-G-CC1 - Полицем Газблок-1 - вода техническая	1255,8 7,5 657	0,42	1920	180-220	<1	2-00	≤ 9,0	0,75

Таблица 7.11 – Оборудование для ликвидации скважины

Тип установки	Тип устьевого оборудования		Максимальное давление, ожидаемое на устье, МПа	Давление опрессовки оборудования, МПа	Параметры заливочных труб
	фонтанная арматура	противо-выбросовое оборудование			
1	2	3	4	5	6
Ликвидация скважины без хвостовика					
БУ 5000/320 ЭК-БМЧ / УПА 60/80	-	ОП5-350/80×35 К2ХЛ	23,0	26,5	Длина колонны – 4738 м. БТ IУ 101,6×8,38 S + БТ EU 60,3×7,11 G
Ликвидация скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком					
БУ 5000/320 ЭК-БМЧ / УПА 60/80	АФ6В-80×35 К2ХЛ1	ОП4-180/80×35 К2ХЛ1	23,0	26,5	Длина колонны – 4728 м ТМК UP PF 73,02×5,51 C90SS
Примечание – длина колонны НКТ (бурильной колонны) и глубина ее спуска, корректируется по фактической глубине залегания продуктивного пласта и интервала перфорации.					

7.4.2 Порядок проведения работ по ликвидации скважины

7.4.2.1 Условием начала работ является отсутствие поглощений (проявлений), нарушения устойчивости ствола скважины, негерметичности колонны и цементного кольца.

Ремонтно-изоляционные работы в случае их необходимости проводятся по отдельному плану, который разрабатывается и утверждается в установленном порядке.

7.4.3 Ликвидационные работы в скважине без хвостовика

7.4.3.1 Ликвидационные работы выполняются с буровой установки БУ 5000/320 ЭК-БМЧ / или подъемным агрегатом УПА 60/80, устье скважины оборудовано ПВО ОП5-350/80×35 К2ХЛ.

7.4.3.2 Перед установкой ликвидационных мостов скважина прорабатывается до забоя и промывается с выравниванием и обработкой бурового раствора. После промывки при технологи-

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инав. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										37

ческой выстойке скважина проверяется на приток-поглощение. Работы могут быть продолжены при отсутствии признаков осложнений.

7.4.3.3 Ликвидационные мосты устанавливаются и испытываются на герметичность в соответствии с условиями, показанными в таблице 7.7, а так же в таблицах 7.13 и 7.14. В случае брака проводятся работы по наращиванию мостов или их разбуриванию и повторной установке.

7.4.3.4 После установки и испытания ликвидационного моста в башмаке промежуточной колонны опрессовать межколонное пространство 244,5×177,8 мм на давление 5,0 МПа. При отсутствии положительного результата выполнить ремонтно-изоляционные работы.

7.4.3.5 После испытания мостов и МКП на герметичность буровой раствор обработать ингибитором коррозии и при подъеме буровой колонны в интервале 0-370 м заместить нефтью или дизтопливом.

7.4.3.6 Демонтировать ПВО. Устье скважины перекрыть заглушкой или глухим фланцем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011				
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата		

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

Таблица 7.12 – Соответствие вариантов технического состояния скважин и критериев и категорий ликвидации

№ п/п	Категория ликвидации скважины по «Правила безопасности в нефтяной промышленности», утвержденных приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г. (ФНиП «ПБ НГП», 2020 г.)	Этап строительства			
		в стадии строительства		закончена строительством	
		наличие хвостовика		наличие хвостовика	
		да	нет	да	нет
1	2	3	4	5	6
<u>I - скважины, выполнившие свое назначение:</u>					
1	Иа - скважины, выполнившие задачи согласно проектным технологическим документам на разработку месторождений и рабочим проектам на производство буровых работ или реконструкции скважин.	-	-	+	-
	Иб - скважины, достигшие нижнего предела дебитов, установленных проектным технологическим документом на разработку месторождения или иному обоснованию нижнего предела рентабельности эксплуатационных скважин, обводнившиеся пластовой, закачиваемой водой, не имеющие объектов возврата или приобщения, в случае отсутствия необходимости их перевода в контрольный (наблюдательный, пьезометрический) фонд.	-	-	+	-
<u>II - скважины, ликвидируемые по геологическим причинам:</u>					
2	IIа - скважины, доведенные до проектной глубины, но оказавшиеся в неблагоприятных геологических условиях - в зонах отсутствия коллекторов, законтурной области нефтяных и газовых месторождений, давшие непромышленные притоки нефти, газа, воды, в том числе после интенсификации.	+	+	+	-
	IIв - скважины, не вскрывшие проектный горизонт и не доведенные до проектной глубины из-за несоответствия фактического геологического разреза проектному, вскрытия в разрезе непреодолимых препятствий (катастрофические зоны поглощения, обвалы, высокопластичные породы, зоны с аномально низким и аномально высоким пластовым давлением).	-	+	-	-

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

39

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

Продолжение таблица 7.12

		III - скважины или часть их ствола, ликвидируемые по техническим причинам (аварийные):			
3	IIIа - скважины, на которых возникли открытые фонтаны, пожары, следствием которых явилась потеря ствола скважины, а также аварии с бурильным инструментом и его элементами, аварии с обсадными трубами и их элементами, прихваты бурильных и обсадных колонн, аварии с долотами и бурголовками, аварии с забойными двигателями и турбобурами, внутрискважинным и устьевым оборудованием, геофизическими приборами и кабелем, аварии из-за некачественного цементирования (в случаях, когда в исправной части ствола скважины выше аварийной части имеются продуктивные горизонты промышленного значения, подлежащие в соответствии с проектным технологическим документом на разработку месторождения отработке этой скважиной, ликвидируется только аварийная часть ствола, а исправная передается добывающему предприятию).	+	+	+	-
	IIIб - скважины, где произошел приток пластовых вод при освоении, испытании или эксплуатации, изолировать который не представляется возможным.	+	-	+	-
	IIIв - скважины, на которых выявлена негерметичность эксплуатационной колонны и на которых отсутствуют техническая возможность и экономическая целесообразность их восстановления.	+	+	+	+
	IIIг - скважины с разрушенными в результате стихийных бедствий (землетрясения, оползни) устьями или возникновением опасности оползневых явлений или затопления.	+	+	+	+
	IIIд - скважины при смятии, сломе обсадных колонн в интервалах залегания солей, глин, ММП и на которых отсутствуют техническая возможность и экономическая целесообразность их восстановления.	+	+	+	+
		IV - скважины, ликвидируемые по технологическим, экологическим и другим причинам:			
4	IVв - скважины, законсервированные в ожидании организации добычи, если срок консервации составляет 10 лет и более, но не более 15 лет от общего срока консервации, или по данным контроля за техническим состоянием колонны и цементного камня дальнейшая консервация нецелесообразна.	-	-	+	-

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

40

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

Таблица 7.13 – Исходные данные для расчета установки ликвидационных цементных мостов

Наименование показателей		Ликвидация скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком			Ликвидация скважины без хвостовика		
		Номер цементного моста					
		1	2	3	1	2	3
Глубина скважины, м	м	4738					
Глубина установки цементного моста, м:	от (низ)	4637	3852	1598	4738	4102	1598
	до (верх)	4327	3782	1558	4327	4032	1558
Высота моста	м	310	70	40	411	70	40
Способ установки моста		"На равновесие" с контролем по объему					
Температура в интервале установки моста	°С	57	51	29	58	53	29
Забойное давление в подошве моста	МПа	28,5	24,7	14,0	29,0	25,9	14,0
Диаметр открытой части ствола	мм	-	-	-	182,9	182,9	-
Коэффициент кавернозности К	-	1,00	1,00	1,00	1,2	1,2	1,00
Наружный диаметр обсадной колонны (долота)	мм	127	127	177,8	152,4	152,4	177,8
Толщина стенки труб (средневзвешенная)	мм	7,52	7,52	9,19	-	-	9,19
Внутренний диаметр колонны (открытого ствола)	мм	111,96	111,96	159,42	182,88	182,88	159,42
Наружный диаметр заливочной колонны	мм	73	73	73	101,6	101,6	101,6
Толщина стенки труб (средневзвешенная)	мм	5,51	5,51	5,51	8,38	8,38	8,38
Внутренний диаметр заливочной колонны	мм	61,98	61,98	61,98	84,84	84,84	84,84
Глубина спуска заливочной колонны	м	4637	3852	1598	4738	4102	1598
Плотность цементного раствора	кг/м ³	1920	1920	1920	1920	1920	1920
Плотность буферной жидкости	кг/м ³	1030	1030	1030	1030	1030	1030
Плотность продавочной жидкости	кг/м ³	1180	1180	1180	1180	1180	1180
Коэффициенты, учитывающие потери:							
а) цементного раствора:							
на стенках труб	C ₁	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
на 1 (нижней) границе	C ₂	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
на 2 (верхней) границе	C ₃	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02
б) буферной жидкости:							
в заливочной колонне	C ₄	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
в кольцевом пространстве	C ₅	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40	0,40
Цементировочный (насосный) агрегат		ЦА-320М					
Производительность агрегата	л/с	8-10			8-10		

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

41

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

Таблица 7.14 – Расчетные данные по установке ликвидационных цементных мостов

Показатели		Ликвидация скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком			Ликвидация скважины без хвостовика		
		Номер цементного моста					
		1	2	3	1	2	3
1		2	3	4	5	6	7
Глубина установки цементного моста, м:	от (низ)	4637	3852	1598	4738	4102	1598
	до (верх)	4327	3782	1558	4327	4032	1558
Высота моста	м	310	70	40	411	70	40
Объем тампонажного раствора	м ³	4,1	1,5	1,1	14,2	3,2	1,2
Объем буферной жидкости	м ³						
I (нижняя порция)		1,5	0,5	0,4	5,8	1,4	0,5
II (верхняя порция)		0,8	0,8	0,1	1,4	0,3	0,2
Объем продавочной жидкости	м ³	11,8	10,8	4,5	22,8	22,2	8,5
Время приготовления и закачки тампонаж. раствора	мин.	16	10	8	71	21	11
Время продавки	мин.	20	18	7	76	74	28
Время подъема заливаемых труб	мин.	58	50	21	58	54	21
Герметизация устья	мин.	12	12	12	12	12	12
Подготовка к срезке моста	мин.	10	10	10	10	10	10
Срезка моста	мин.	15	10	8	28	18	8
Суммарное время	мин.	130	110	66	255	189	91
Расчетное время загустевания тампонажного раствора	мин.	174	146	88	340	252	121
Требуемое количество материалов и цементирующей техники:							
Цемент ПЦТ-I-G-CC-1	кг	5124	1896	1432	17857	3981	1457
Вода пресная техническая	кг	4964	2286	1239	16399	3739	1487
Полицем Газблок-1	кг	31	11	9	107	24	9
КМЦ	кг	47	26	10	144	34	15
Цементирующая техника (ЦА-320М)	ед.	2 (1 + 1 резервный)			2 (1 + 1 резервный)		
Цементосмесительный агрегат (миксер)	ед.	1			1		

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

42

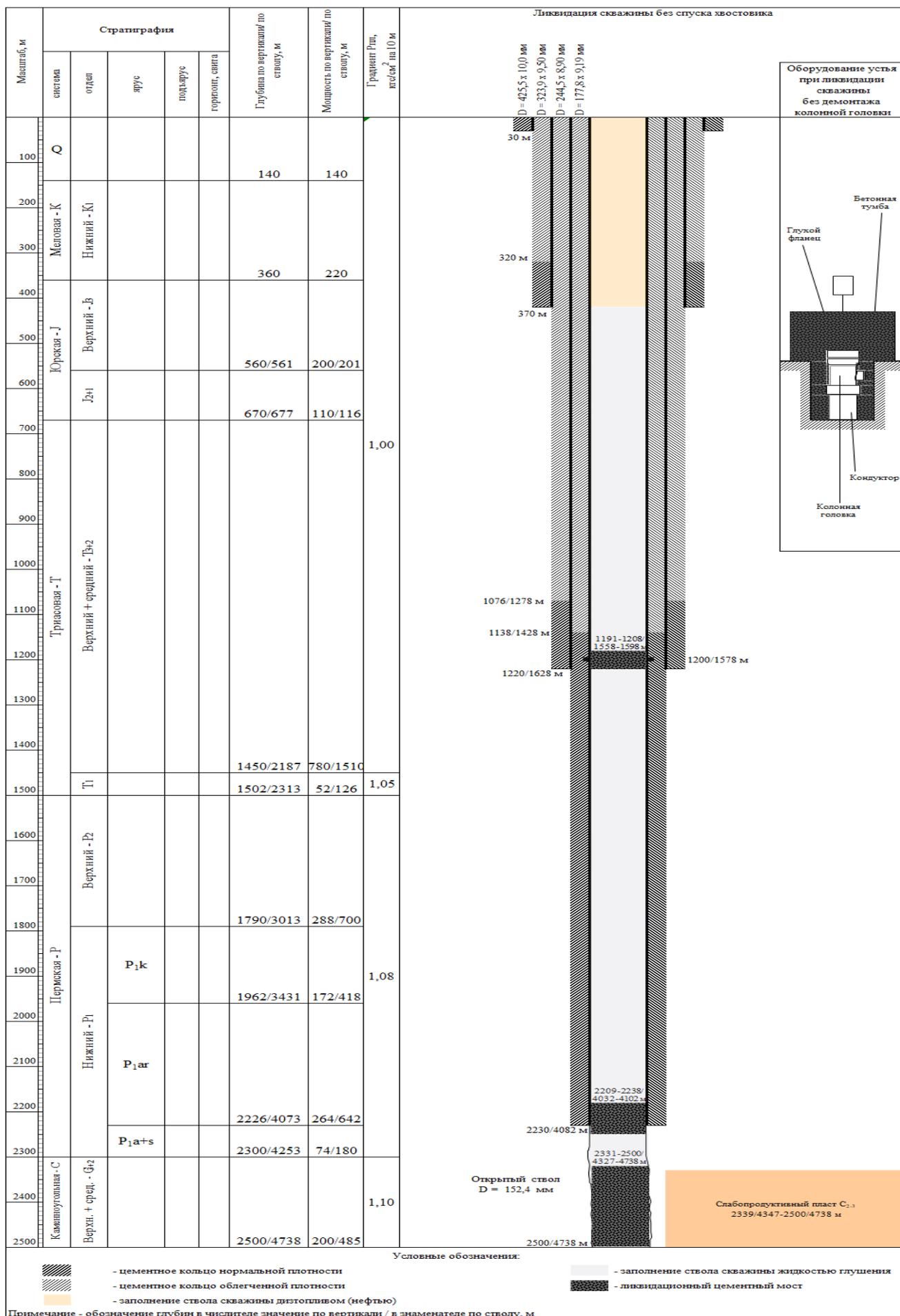


Рисунок 7.2 – Схема оборудования ствола и устья при ликвидации скважины без хвостовика

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист
43

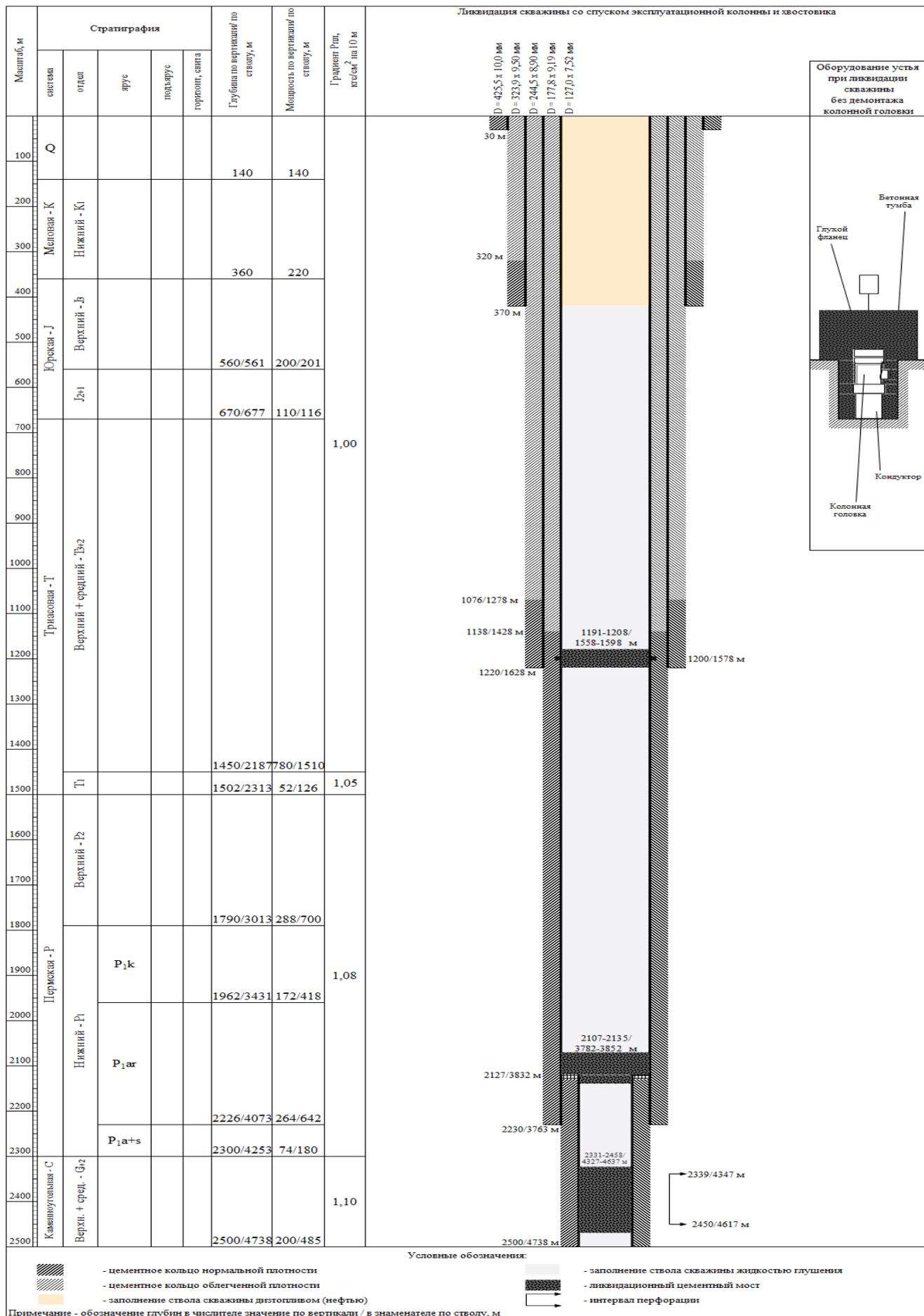


Рисунок 7.3 – Схема оборудования ствола и устья при ликвидации скважины с эксплуатационной колонной и хвостовиком

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

7.4.4 Ликвидационные работы в скважине с эксплуатационной колонной и хвостовиком

7.4.4.1 Работы выполняются с буровой установки БУ 5000/320 ЭК-БМЧ или подъемной установки УПА-60/80, на устье скважины устанавливается ОП4-180/80×35 К2ХЛ1.

7.4.4.2 После демонтажа фонтанной арматуры, установки и опрессовки ПВО, колонна в интервале перфорации шаблонируется (прорабатывается).

7.4.4.3 Вскрытый объект изолируется задавкой в интервал перфорации блокирующей жидкости, скважина промывается и при технологической выстойке проверяется на приток-поглощение.

7.4.4.4 Ликвидационный мосты устанавливаются и испытываются на герметичность в соответствии с условиями, показанными в таблицах 7.7, 7.13 и 7.14.

После установки и испытания ликвидационного моста межколонное пространство 244,5×177,8 испытывается на герметичность опрессовкой на давление 4,0 МПа.

7.4.4.5 После испытания мостов и МКП на герметичность буровой раствор обработать ингибитором коррозии, нейтрализатором сернистого водорода, бактерицидом и при подъеме НКТ в интервале 0-370 м заместить нефтью или дизтопливом.

7.4.4.6 Демонтировать ПВО. Устье скважины перекрыть заглушкой или глухим фланцем.

7.4.4.7 Если колонная головка не демонтируется, то задвижки на боковых отводах колонной головки приводятся в положение «закрыто», штурвалы задвижек и манометры снимаются. На колонную головку и боковые отводы устанавливаются глухие фланцы (заглушки). Поверхность колонной головки обрабатывается консервационной смазкой.

7.4.5 Технические решения по ликвидации скважины из-за аварии с бурильным инструментом (категория ликвидации IIIa)

7.4.5.1 Ликвидационные работы проводятся после извлечения из скважины неприхваченной части бурильного инструмента путем его отворота или торпедирования.

7.4.5.2 Ликвидация осуществляется путем установки цементных мостов по следующим требованиям.

7.4.5.3 При нахождении верхней части оставшегося в скважине бурильного инструмента ниже башмака промежуточной (эксплуатационной) колонны устанавливаются ликвидационные цементные мосты:

- на «голове» оставшегося бурильного инструмента (в необсаженной части ствола); способ установки - под давлением, высота моста – 50 м;
- в открытой части ствола против продуктивных интервалов (если таковые вскрыты);
- в башмаке промежуточной (эксплуатационной) колонны;
- в промежуточной (эксплуатационной) колонне в интервале устройства ступенчатого цементирования.

Все мосты по истечении срока ОЗЦ испытываются разгрузкой бурильного инструмента (не более 3-5 т). Верхний мост дополнительно испытываются гидравлической опрессовкой, равной давлению опрессовки последней спущенной колонны.

7.4.5.4 При нахождении верхней части оставшегося в скважине бурильного инструмента выше башмака промежуточной (эксплуатационной) колонны устанавливаются ликвидационные цементные мосты:

- на «голове» оставшегося бурильного инструмента; способ установки - под давлением, высота моста – 100 м;
- в интервале устройства ступенчатого цементирования, если она не перекрыта бурильным инструментом.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										45

Все мосты по истечении срока ОЗЦ испытываются разгрузкой бурильного инструмента (не более 3-5 т). Верхний мост дополнительно испытываются гидравлической опрессовкой, равной давлению опрессовки последней спущенной колонны.

7.4.5.5 Требования к высоте мостов, кроме указанных, приведены в таблице 7.7.

7.4.5.6 Ствол скважины заполняется буровым раствором, использовавшимся на последнем интервале бурения. Плотность раствора должна обеспечивать не менее чем 5 %-ное превышение гидростатического давления над текущим пластовым. Буровой раствор обрабатывается ингибиторами коррозии, нейтрализатором сернистого водорода и биоцидом (таблицы 7.8 и 7.9).

На окончательной стадии ликвидационных работ верхняя часть ствола (интервал 0-370 м) заполняется незамерзающей жидкостью с низкой теплопроводностью – нефтью или дизтопливом.

7.4.5.7 Устьевое оборудование демонтируется.

7.4.5.8 Устье скважины перекрыть заглушкой, закрепленной электросваркой на кондукторе, или глухим фланцем.

Оборудование ствола при ликвидации скважины из-за аварии с бурильным инструментом проиллюстрировано на схемах (рисунки 7.4 и 7.5).

7.4.6 Заключительные работы на устье ликвидированной скважины

7.4.6.1 После демонтажа буровой установки и оборудования выполняется техническая рекультивация площадки в соответствии с требованиями раздела «Рекультивация нарушенных земель». По окончании работ на устье устанавливается бетонная тумба размером 1 × 1 × 1 м с репером (высота ≥ 0,5 м) и таблицей с нанесенной надписью:

«Скважина № ____ Кумжинского ГКМ.
АО «СН Инвест». Дата ликвидации скважины.

7.4.7 Контроль технического состояния устья ликвидированной скважины

7.4.7.1 Проверка состояния устья ликвидированной скважины проводится недропользователем не реже одного раза в два года. Результаты проверки оформляются актом, фиксируются в журнале.

7.4.7.2 При обнаружении неисправностей и нарушений требований охраны недр, ремонтные работы проводятся недропользователем по плану, согласованному с территориальным органом Ростехнадзора.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

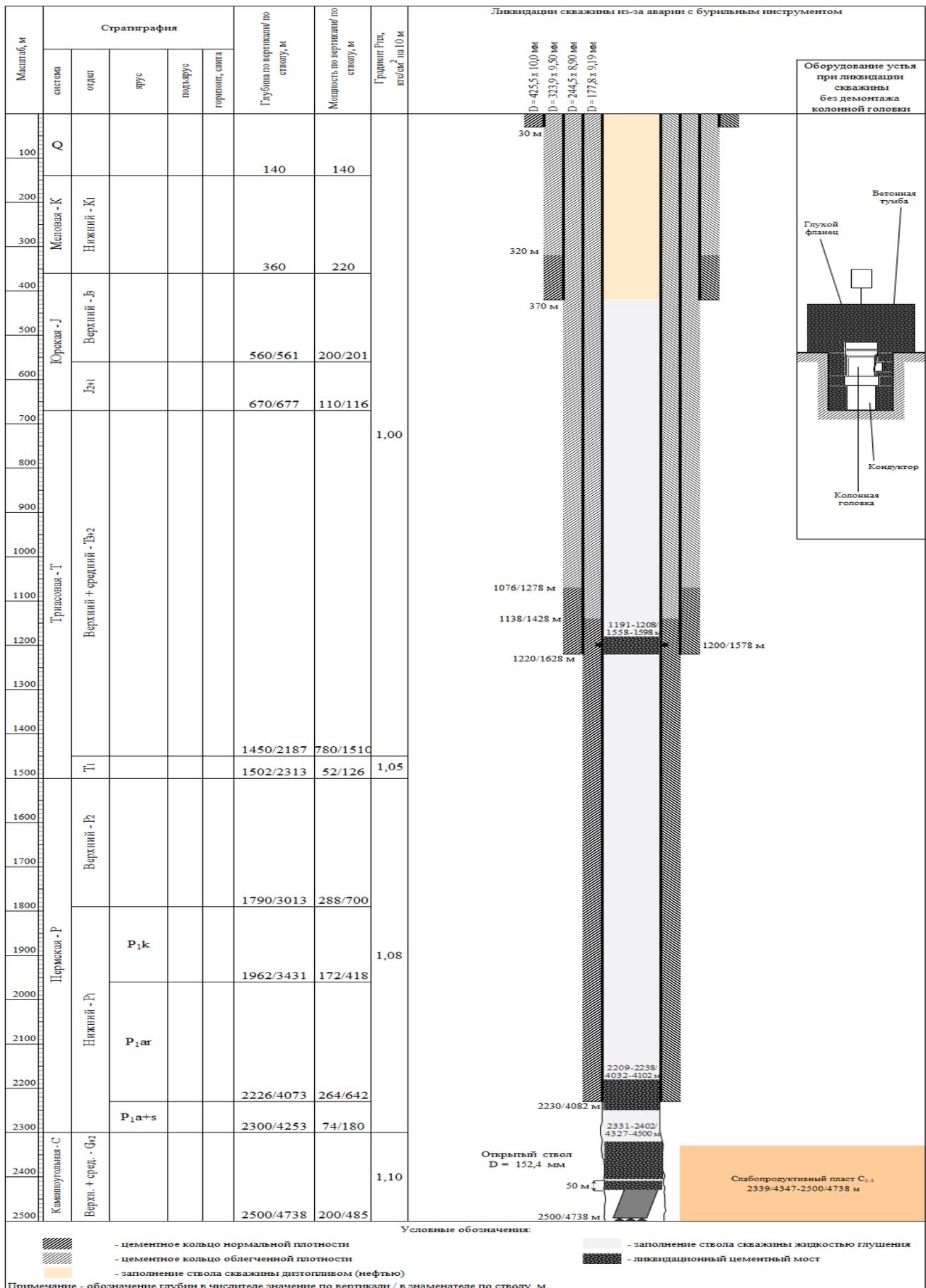


Рисунок 7.4 – Схема оборудования ствола и устья при ликвидации скважины из-за аварии с бурильным инструментом (вариант с оставлением части бурильного инструмента ниже башмака эксплуатационной колонны)

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

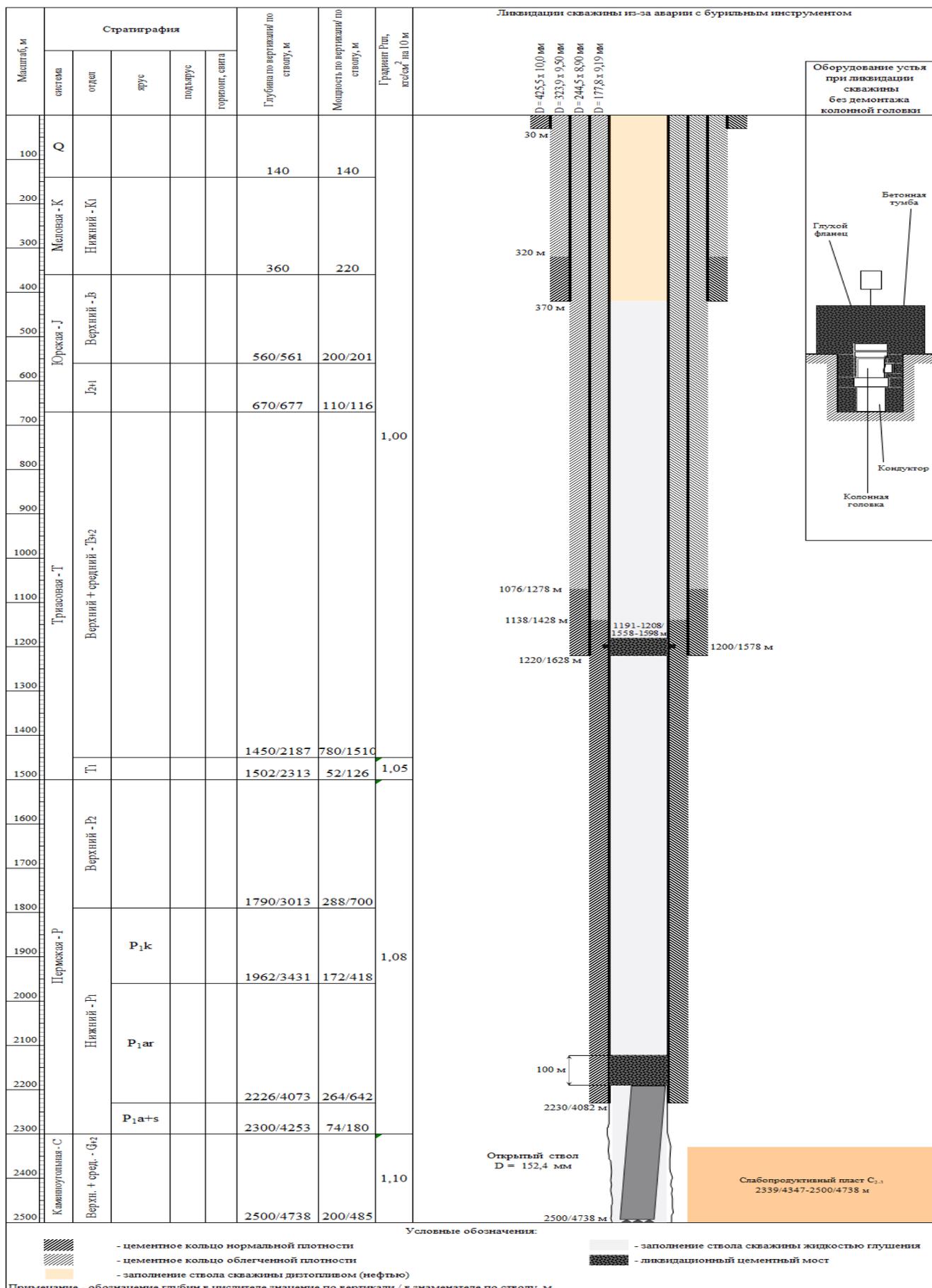


Рисунок 7.5 – Схема оборудования ствола и устья при ликвидации скважины из-за аварии с бурильным инструментом (вариант с оставлением части бурильного инструмента выше башмака эксплуатационной колонны)

Ив. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист 48
------	--------	------	-------	-------	------	---------------------------------	---------

7.5 Подготовка и оформление документации на консервацию и ликвидацию скважины

Документация на консервацию и ликвидацию скважины составляется, оформляется, утверждается и согласовывается в соответствии с п. 1567-1575 ФНиП «ПБ НПП», 2020 г.

Выполнение работ по установке консервационных или ликвидационных мостов и их испытанию, заполнению верхней части колонны дизтопливом, оборудованию устья оформляется актами, которые прилагаются к комплекту документации на консервацию или ликвидацию скважины.

Продление срока консервации скважины, законченной строительством, производится в порядке, установленном предприятием-недропользователем и согласованном с территориальным органом Ростехнадзора.

Продление консервации скважины в процессе строительства производится предприятием-недропользователем по согласованию с территориальным органом Ростехнадзора.

Прекращение (в том числе досрочное) консервации скважин, законсервированных в процессе бурения или эксплуатации, осуществляется на основании плана работ по выводу скважины из консервации. Акт о выводе скважины из консервации представляется в территориальный орган Ростехнадзора.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011				
Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата		

8. ДЕФЕКТОСКОПИЯ И ОПРЕССОВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ИНСТРУМЕНТА

В процессе работ по ликвидации и консервации скважин НКТ подвергнуть исследованию методами неразрушающего контроля – дефектоскопии и гидравлическому испытанию. Исследование проводится перед спуском колонны НКТ в скважину, в соответствии с требованиями РД 39-0147014-217-86 Инструкция по эксплуатации насосно-компрессорных труб.

Рекомендуется проведение дефектоскопии в соответствии с ГОСТ 33006.2-2014 (ISO 10407-2:2008).

В процессе выполнения работ постоянно:

- контролировать износ замковых соединений путём замера числа оборотов ниппеля до полного закрепления резьбового соединения или замера расстояния между торцами ниппеля и муфты в момент начала свинчивания;

- контролировать изменение диаметра наружной поверхности труб и замков;

- выявлять смятие труб в месте посадки на клиновой захват;

- следить за отсутствием промыва НКТ (резьбовые соединения, сварной шов) при бурении с использованием ГЗД.

Таблица 8.1 – Перечень бурового оборудования, подлежащего дефектоскопии в условиях эксплуатации

Наименование оборудования	Проверяемые детали	Периодичность проверки
1	2	3
Талевые блоки	Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвешивания серьги	1 раз в год
Крюки	Рог крюка, штропы, карманы корпуса крюка	
Крюкоблоки	Щеки, крюк, боковые рога крюка, карманы корпуса крюка	
Вертлюги	Штроп, карманы корпуса, переводник	
Штропы эксплуатационные	По всей длине	
Турбобуры	Вал, корпус, ниппель, переводник	При текущем ремонте
Манифольды	Измерение толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости	1 раз в год
Краны конечных выключателей	Рукоятки, траверса	2 раза в год
Буровые лебедки	Тормозные ленты	2 раза в год
Ключи машинные трубные	Челюстедержатели, челюсти	1 раз в год
Элеваторы корпусные для бурильных и обсадных труб	Захваты	2 раза в год

Взам. инв. №	Подп. и дата	Инв. № подл.							Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

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

Таблица 8.2 – Опрессовка оборудования и используемая техника

Название обсадной колонны	Название контролируемого объекта	Глубина скважины (по вертикали / по стволу) при проведении операции, м	Используемая для проведения операции техника		Максимальное давление, создаваемое при опрессовке, МПа	Источник норм времени	Продолжительность проведения операции, ч
			тип (шифр)	кол-во, шт.			
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная с хвостовиком	Обсадная колонна совместно с ПВО	2500 / 4738	ЦА-320М	1	26,5	ЕНВ п. 109, 112	2,88
	Выкидные линии ПВО		ЦА-320М	1	10,0	ЕНВ п. 109	1,1
	Межколонное пространство 178×245		ЦА-320М	1	5,0	ЕНВ на капремонт скважин п. 278	1,0
	Обсадная колонна совместно с арматурой		ЦА-320М	1	26,5	ЕНВ п.112, ЕНВ на испытание п.17	3,27

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

51

Таблица 9.2 – Объемы строительно-монтажных работ

Наименование работ	Характеристика	Кол-во	Номер расценки по		
			ЭСН	ЕРЕР	
				строительство	амортизация
1	2	3	4	5	6
1. Монтажные работы:					
1.1 Монтаж агрегата, шт.	УПА-60/80	1	49.242-4	49-227-737	49-306Д-2323
1.2 Монтаж приемного моста, т		1,8	49.108-3	49-201В-416	49-306В-2291-3
1.3 Полы приемного моста, 10 м ²		2,4	49.115-1	49-203Б-484	
1.4 Монтаж циркуляционной системы, комплект	ЦСКРС	1		49-229з-828-6	49-306А-2258
1.5 Монтаж рабочей площадки, т		1,1	49.108-3	49-201В-416	
1.6 Монтаж индикатора веса, шт.		1	49.246-4	49-228Г-767	
1.7 Противовыбросовое оборудование, к-т	ОП2	1	49.254-4	49-229Д-820	49-306А-2231
1.8 Устройство контура заземления, к-т		2	49.274-3	49-232Б-895	
1.9 Установка емкостей, шт.:					
- на площадке ПВО	V=20 м ³	2	49.256-4	49-229з-828-1	49-306А-2210
- пожарной	V=50 м ³	1	49.256-4	49-229з-828-1	49-306А-2210
- для долива скважины	V=5 м ³	1	49.256-4	49-229з-828-1	49-306А-2210
1.10 Обвязка емкостей, шт.:					
- на площадке ПВО	V=25 м ³	2	49.258-4	49-230А-844	
- пожарной	V=50 м ³	1	49.258-4	49-230А-844	
- для долива скважины	V=5 м ³	1	49.258-4	49-230А-844	
1.11 Амортизация:					
-вагон-домики, шт.		4		49-306-2128-1А	49-306-2128-1А
2. Строительные работы:					
2.1 Подкладки из бревен под емкости, м ³					
- на площадке ПВО	V=20 м ³	0,83	49.102-5	49-201А-403-Б	
- пожарной	V=50 м ³		49.102-5	49-201А-403-Б	
- для долива скважины	V=5 м ³		49.102-5	49-201А-403-Б	
2.2 Отбойные щиты для ручного управления превенторами, шт.		1		49-203-479	
3. Транспортировка:					
3.1 Машин и механизмов, км	автомобильный	7		49-327А-4359-36	

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

53

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

Таблица 9.3 – Расчет максимально-возможных нагрузок от веса оборудования

Наименование объекта	Вес оборудования, т	Общий вес оборудования и фундамента, т	Тип фундамента	Площадь опоры фундамента, м ²	Расчетное давление на грунт, кПа	Прочность на сжатие ж/б плиты, кПа	Расчетное давление на 1 ж/б плиту, кПа
1	2	3	4	5	6	7	8
Агрегат УПА-60/80	66,2	93,2	ж/б плиты 6 плиты)	6,0 × 2,2 м (1 плита)	11,58 (0,118 кгс/см ²)	20000	149,01 (1,519 кгс/см ²)

Примечания:

1. Вес 1 ж/б плиты размером 6,0×2,2×0,24 = 4,5 т.
2. Площадь опоры 1 ноги домкрата вышечного блока = 0,16 м².

- Фундаменты укладываются на площадку, где при бурении скважины размещалась буровая установка.
- Устройство фундаментов выполнять исходя из максимально-возможных нагрузок от веса оборудования и в соответствии с требованиями "Инструкции по эксплуатации подъемного агрегата УПА-60/80".

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

54

Согласовано

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

Таблица 10.2 – Метрологическое обеспечение

Объект измерения	Требования к проектируемым измерениям				Технические условия (стандартизация)	Данные о средствах измерений, планируемых к применению				
	измеряемая физическая величина	единицы измерения	диапазон измерения	допустимая погрешность		средства измерения, тип	диапазон измерений	класс точности	устойчивость к внешним воздействиям	плановый срок проверки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1. Измерение основных технологических параметров										
Вес инструмента и осевая нагрузка	Усилие натяжения неподвижного конца талевого каната	кН	5-250	2,50%	-	Гидравлический индикатор веса ГИВ-2	5-250	2,50%	от -50°C до +50°C, относ. влажн. <80%	при установке, через 4 мес
Крутящий момент на механическом ключе	Усилие на рычаге ключа	кН	0-70	5,00%	-	Измеритель крутящего момента ГМК-1	0-70	5,00%	от - 50°C до +50°C	через 4 мес
Расход промывочной жидкости (ПЖ)	Расход промывочной жидкости в нагнетательной линии	м ³ /сут	0-0.06	2,50%	-	Индукционный расходомер РГР-7 РГР-100	0-0.075 0-0.1	2,50% 1,50%	от - 40°C до +50°C	через 4 мес
Уровень ПЖ в приемных емкостях	Измерение поверхности ПЖ относительно первоначального	м	0-0.9	8%	-	Указатель уровня УМП-100	0-0.9	6%	от - 30°C до +50°C	через 4 мес
Давление нагнетания ПЖ	Давление ПЖ в нагнетательной линии	МПа	0-0.25	2,50%	-	Манометр буровой геликсный ИБГ-1	0-25	2,50%	от - 30°C до +50°C	через 4 мес
2. Измерение параметров промывочной жидкости и тампонажного раствора										
Промывочная жидкость и тампонажный раствор	Плотность	г/см ³	0.8-2.5	0,05	Метод сравнения с мерой ГД2.843.000РЭ	Весы рычажные - плотномер ВРП-1	0.8-2.6	0,05	+5°C...+50°C	1 раз в год
						Ареометр АБР-1	0.8-1.7	0,01	+5°C...+60°C	1 раз в 2г.
							1.7-2.6	0,02	+60°C...+80°C	1 раз в 2г.
	Плотномер АВП-1	1-2.5	0,015	+30°C...+50°C отн. влаж.95%	1 раз в 2г.					
	Водоотдача (фильтрация)	см ³ /30 мин	0-40	0,5	ТУ25-08-260-67	Прибор ВМ-6	0-40	0,5	+10°C...+35°C	1 раз в 2г.
ТУ25-04-2774-74					Фильтр-пресс ФЛР-1	0-120	0,5	+5°C...+50°C отн. влаж.80%	1 раз в 2г.	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

56

Согласовано

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

Продолжение табл. 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Промывочная жидкость и тампонажный раствор	Условная вязкость	с	15-200	0,5	ТУ25-1604.003-82	Полевой вискозиметр СПВ-2, СПВ-5, ВСР-1	15-200	0,5	+40°С...+45°С отн.влаж.80%	перед измерен.
	Статическое напряжение сдвига	н/м2	0-90	5%	ТУ25-04-2559-75	Ротационный вискозиметр ВСН-3 прибор СНС-2	0-45	5%	+10°С...+35°С отн.влаж.80%	1 раз в год
							0-90	5%		
							0-80	5%		
	Содержание взвешенных частиц	%	0-100	2%	ГД2.845.000.РЭ	Отстойник ОМ-2	0-100	2%	-	1 раз в год
Температура	°С	0-100	1	-	Технический термометр ТТП	0-100	1	-	1 раз в год	
Водородный показатель	pH	0-14			-	Индикаторная бумага "Рифан"	0-14	-	-	-
Тампонажный раствор	Растекаемость (подвижность)	мм	100-250	2,5	ТУ25-04-52-75	Конус АзНИИ КР-1	100-250	2,5	+10°С...+50°С отн.влаж.65%	1 раз в год
	Срок схватывания	мм	до 40	0,05	ГОСТ1581-85	Прибор Вика типа ИВ-2	до 40	0,05	+1°С...+40°С отн.влаж.65%	1 раз в год
	Степень загустевания (консистенция)	МПа	0-160	5%	-	Консистометр КЦ-3	0-160	5%	отн.влаж.80% до +200°С	1 раз в год
КЦ-5						0-160	5%	+5°С...+40°С		
3. Измерение износа (толщины) стенок обсадных труб										
Обсадные трубы	Толщина стенок обсадных труб	мм	146-324	1	АХБ-431.524.002ТО	ДСИ - индикатор дефектов скважинный	146-324	1	-10°С...+15°С	через 50 СПО
	Расстояние до порывов и трещин	мм	60	-	АХБ-431.524.002ТО	ДСИ - индикатор дефектов скважинный	60	60	до 80 МПа	-
4. Измерение герметичности обсадной колонны, устьевого оборудования методом опрессовки давлением или снижения уровня и измерение уровня										
Уровень жидкости в скважине	Расстояние от устья до уровня жидкости	м	400-1000		РД 39-093-91	Аппарат Яковлева, уровнемер, каротажный подъемник, трубы	0-1000	ПДТ	-	-

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

57

Согласовано

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

Продолжение табл. 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Давление на устье	Давление	МПа	0-70	1,50%	РД 39-093-91	Манометры МО	0.1-60	0,40%	+5°C...+40°C	1раз в год
						Манометры МТИ	0.1-160	1,00%	+50°C...+60°C	1раз в год
						Манометры МТИ	0.1-160	1,50%	отн.влаж.30%	1раз в год
5. Измерение качества крепления скважины										
Скважина	Время распространения продольной волны в породе (АКЦ)	МКС	400-1500		ТУ41-06-86	Акустический цементомер АКЦ-Н8-48	400-1500	НТД на экране	-10°C...+50°C отн.влаж.90%	перед выездом на скв.
	Время пробега упругой волны от излучателя к приемнику (АК и АКЦ)	МКС	200-1000	<=10%	ТУ-41-06-081-87	Аппаратура акустического каротажа СПАК-8	200-1000	10%	до +120°C до 100 МПа	перед выездом на скв.
						СПАК-4	200-1600	1%		
	Температура	°C	0-200	2	ЛЯП.1.470.0 01.ТО	Термометр электронный, глубинный ТЭГ-36	0-150	0,8	до +150°C до 100МПа	-
						ТЭГ-60	0-200	2	до +200°C до 120МПа	-
						Термометр скважинный Т-5	10-200	0,3	-	-
6. Измерение дебита флюидов										
Скважина	Дебит газа	м ³ /сут			Метод переменного перепада давления	Диафрагменный измеритель критического течения ДИКТ	НТД не задан	-	-	-
7. Измерение устьевого, забойного и пластового давления										
Устьевое давление	Давление	МПа	0.1-60	1,50%	Инструкция по комплексному исследованию скважин и пластов	Манометры МО	0.1-60	0,40%	+5°C...+40°C отн.влаж.80%	1раз в год
						МТИ	0.1-60	1%		
						МТИ	0.1-160	1,50%	+5°C...+40°C	

Изм.	Коп.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

58

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

Продолжение табл. 10.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
8. Измерение температурного режима скважины											
Температура на устье	Температура	°С	0-60	3%	Инструкция по комплексному исследованию скважин и пластов	Термометр ТП-8	-8...+60	1			1 раз в 3 мес.
						Термометр лабораторный ТЛ-5	-30...+70				

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

59

11. ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ, ПРОМЫШЛЕННАЯ САНИТАРИЯ, ПРОТИВОПОЖАРНЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНЫХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ

11.1 Техника безопасности и охрана труда

Для создания безопасных условий труда при проведении работ объект следует оснастить техническими средствами, устройствами и приспособлениями, позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы, а также обеспечить рабочий и инженерно-технический персонал необходимой нормативно-технической документацией по безопасности труда и пожарной безопасности, оснастить объект работ первичными средствами пожаротушения.

Для организации безопасного ведения работ, инженерно-технический и рабочий персонал следует обеспечить следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда:

- сборник инструкций по охране труда и технике безопасности для рабочих бригад текущего и капитального ремонта скважин;
- инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования;
- правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
- проект на ликвидацию и консервацию скважины и план проведения работ;
- вахтовый журнал;
- журнал регистрации параметров промывочной жидкости;
- акты:
- опрессовки установленного на устье противовыбросового оборудования;
- испытания обсадной колонны на герметичность;
- опрессовки нагнетательных линий;
- журнал регистрации обучения и инструктажа персонала на рабочем месте и проверки состояния условий труда;
- журнал инструктажа по ТБ на рабочем месте;
- журнал проверки состояния ОТ и ТБ контролирующим персоналом;
- должностные инструкции на бурильщика, машиниста, дизелиста, мастера;
- комплект инструкций по эксплуатации установленного на объекте работ оборудования, инструмента, КИП;
- инструкция по предупреждению и первичным действиям вахты по ликвидации газо-нефтеводопроявлений;
- комплект пусковой документации (выдается мастеру при приемке объекта в эксплуатацию);
- приказ об укомплектовании бригады и профессиональном обучении;
- журнал учета результатов обследования воздушной среды;
- журнал проверки технологии проведения работ;
- журнал замера бурильных труб.

На объекте работ следует оборудовать уголок техники безопасности с комплектом инструкций и плакатов по ТБ. Ежемесячно с бригадой необходимо проводить “День охраны труда”. Проверка знаний требований охраны труда работников проводится на соответствии с п.Ш. Постановление Минтруда РФ и Минобразования РФ от 13 января 2003 г. № 1/29 "Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций"

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										60

Для снижения уровня травматизма следует обеспечить выполнение плана организационно-технических мероприятий по охране труда, предупреждению уровня травматизма и заболеваемости в организации.

Особое внимание обратить на выполнение следующих мероприятий:

- проведение дефектоскопии ответственных узлов нагнетательных линий и спуско-подъемного инструмента;
- проведение гидроиспытания манифольда (производить не реже одного раза в три месяца);
- не допускать использование механизмов и приспособлений, не имеющих технологической и эксплуатационной документации;
- подогрев диафрагменных узлов насосов в зимнее время;
- обеспечить надзор за правильностью эксплуатации грузоподъемных механизмов в зимнее время.

При проведении опасных и особо опасных работ с целью предупреждения несчастных случаев, следует проводить дополнительный инструктаж по технике безопасности перед их выполнением.

Ниже приведен перечень указанных работ:

- огневые работы (сварочные и т.д.);
- работа в емкостях, аппаратах, колодцах;
- погрузочно-разгрузочные работы, работа по перемещению тяжестей и транспортированию грузов;
- испытание под давлением манифольдов, паровых, водяных линий и линий ГСМ;
- работы на высоте;
- работы с оборудованием, находящимся под давлением (насосы, цементируемые агрегаты и т.д.);
- работы с оборудованием и механизмами при СПО;
- действия бригады при НГВП и пожарах (боевой расчет).

11.2 Промсанитария

Для обеспечения высокопроизводительного труда при ликвидации ли консервации скважины и выполнения основных требований по промышленной санитарии и гигиене труда, проектом предусмотрены санитарно-бытовые помещения, средства коллективной и индивидуальной защиты, спецодежда, спецобувь, средства защиты органов дыхания, а также средства контроля воздушной среды и необходимый уровень освещенности.

Должностной состав персонала, в том числе занятого в основном производстве и нуждающегося в спецсредствах защиты, приведен в таблице 11.1.

Подрядчик работ должен организовать проведение лабораторно-инструментальных исследований и замеров вредных производственных факторов, для подтверждения соответствия оборудования гигиеническим нормативам. Исследования должны проводиться ближайшей аттестованной лабораторией по разработанным и утвержденным ЦГСЭН программам. В число обязательно исследуемых производственных факторов должны быть включены: освещенность, шум, вибрация, наличие загрязняющих веществ в воздухе рабочей зоны, наличие радиоактивного загрязнения.

Состав жилого комплекса из мобильных вагон-домиков, перечень помещений, входящих в состав жилого комплекса приведен в таблице 11.2.

Предусмотренная система отопления и вентиляции обеспечивает микроклиматические

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Индв. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										61

параметры бытовых помещений в соответствии с требованиями СП 44.13330.2011 (температура в холодный период года 16-25°C, кратность воздухообмена не менее 30 м³/час на 1 человека).

Проектом предусмотрено дополнительно сооружение наружной утепленной уборной на два санприбора возле вахтового комплекса с устройством септика.

Для обеспечения безопасности работающих и профилактики профзаболеваний, проектом предусмотрены средства индивидуальной защиты: спецодежда, спецобувь, средства защиты органов дыхания, органов слуха, рук, лица, головы. Применение средств индивидуальной защиты предусмотрено в обязательном порядке отраслевыми правилами техники безопасности.

Выдача спецодежды, спецобуви и других индивидуальных средств защиты регламентирована "Типовыми отраслевыми нормами бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты" - Госкомтруд СССР, Президиум ВЦСПС, N 80/П-7 от 24.06.80 г. с дополнениями и изменениями. Перечень средств индивидуальной защиты для выдачи рабочему персоналу, приведен в таблице 11.3.

Так как при проведении работ возможно проявление углеводородных газов, члены бригады должны быть обеспечены противогазами. Для проведения работ в опасной зоне – воздушными изолирующими противогазами, время защитного действия которых 40-180 минут в зависимости от выполняемой работы, а для эвакуации людей из опасной зоны – противогазами марки В (коробка желтая). Время защитного действия 90 минут.

Для своевременного определения наличия газов в воздухе рабочих зон, в производственных и жилых помещениях, а так же для своевременного выяснения и устранения причин загазованности на объектах, проектом предусмотрен непрерывный автоматический контроль с помощью стационарных газосигнализаторов и периодический контроль с помощью персональных газосигнализаторов.

Таблица 11.1 - Должностной состав персонала

Наименование должности, профессии	Группа производственного процесса по СП 44.13330.2011	Количество человек	
		подготовительные работы	основные работы
1	2	3	4
Бурильщик	2г	1	1
Помощник бурильщика	2г	2	2
Машинист подъемника	1б	1	1
Машинист ЦА	1б	-	2
Машинист ППУ	1б	1	1
Дизелист-электрик	1б	1	1
Всего:	-	6	7
Из них заняты в основном производстве (спецодежда) и спецсредствах защиты	-	6	7

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

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

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

62

Таблица 11.2 - Санитарно-бытовые помещения (мобильные вагон-домики)

№ п/п	Наименование помещений	Количество комплектов вагон-домиков		
		подготовительные работы	основные работы	опрессовка
1	2	3	4	5
1	Помещение для отдыха вахты	1	1	1
2	Помещение для приема пищи	1	1	1
3	Гардеробная, сушилка для спец-одежды и обуви	1	1	1
4	Дежурное помещение с радиостанцией	1	1	1
	Всего:	4	4	4

Таблица 11.3 - Средства индивидуальной защиты, спецодежда

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр	ГОСТ, ТУ на изготовление	Потребное количество, компл.		
			подготовительные работы	основные работы	опрессовка
1	2	3	4	5	6
1.	Куртка х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 17222-71	6	7	7
2.	Брюки х/б на утепленной подкладке	ГОСТ 18235-72	6	7	7
3.	Валенки	ГОСТ 18724-80	6	7	7
4.	Полушубок	ГОСТ 4432-71	6	7	7
5.	Костюм брезентовый	ГОСТ 12.4.039-78	6	7	7
6.	Сапоги кирзовые	ГОСТ 5394-74	6	7	7
7.	Рукавицы брезентовые	ГОСТ 12.4.010-75	6	7	7
8.	Каска защитная "Труд"	ГОСТ 12.4.128-83	6	7	7
9.	Подшлемник под защитную каску	ТУ 17-08-149-81	6	7	7
10.	Наушники противозумные ВЦНИИОТ-1 (снижение шума на 25дБ)	ГОСТ 12.4.051-87 ТУ 1-01-0636-79	1	3	1
11.	Противозумные вкладыши (беруши) (снижение шума на 31дБ)	ГОСТ 12.4.051-87	1	3	1
12.	Полусапоги юфтевые на виброгасящей подошве	ТУ 17-11-39-20	-	3	-
13.	Рукавицы антивибрационные	ГОСТ 12.4.010	-	2	-
14.	Респиратор фильтрующий "Лепесток"	ГОСТ 12.4.028-76	-	2	2
15.	Противогаз марки "В"	ГОСТ 12.4.121-83	-	2	2
16.	Спецодежда верхняя огнестойкая из материала "NOMEX"	Фирма "Arctic Exploration Out fittere"	-	1	1

Перечень средств контроля воздушной среды на объекте работ и места их установки приведен в таблице 11.4.

Учитывая, что в процессе работ персонал подвергается воздействию повышенного уровня шума и вибрации, в соответствии с требованиями обеспечения санитарных норм (СН 2.2.4 / 2.1.8.562-96, СН 2.2.4 / 2.1.8.566-96) рабочие должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты (табл. 11.3), а подъемный агрегат должен быть оснащен коллективными средствами снижения уровня шума и вибрации, указанными в таблице 11.5.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							63

Таблица 11.4 - Средства защиты персонала и состав КИП для контроля состояния воздушной среды

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр	Количество	Место установки датчиков, газоанализаторов
1	2	3	4
1	Универсальный переносной газосигнализатор УГ-2 (с комплектом индикаторных трубок на H ₂ S, SO ₂ , CH ₄ , NO ₂ , CO, CH ₂ O)	1	Контроль воздушной среды переносными газосигнализаторами производится: - в рабочей зоне площадки у устья скважины и пультов управления лебедкой, механизмами АСП; - в рабочей зоне подвышечного основания у превентора и манифольдной линии;
2	Переносной анализатор углеводородов типа ИВП	1	- в рабочей зоне силового привода у пультов управления дизелями; - в рабочей зоне насосного блока ЦА у пультов управления насосами и пусковыми задвижками блока приготовления, очистки и дегазации промывочной жидкости; - в рабочей зоне блока циркуляционной системы; - в служебных, санитарно-бытовых, подсобных помещениях (вагон-домиках).

Таблица 11.5 - Средства коллективной защиты от шума и вибраций

№ п/п	Наименование, тип, вид, шифр	Место установки
1	2	3
1.	Кожухи	Силовой двигатель подъемного агрегата, дизель-электростанции и передвижной техники (ЦА, СМН, ППУ, Т-170)
2.	Антивибрационные коврики	В кабине машиниста подъемного агрегата
3.	Глушители шума	Выхлопные патрубки подъемного агрегата, дизель-электростанции и передвижной техники (ЦА, СМН, ППУ, Т-170)

Для создания необходимого и достаточного уровня освещенности на рабочих местах с целью обеспечения безопасных условий труда необходимо руководствоваться требованиями СНиП 23-05-95 “Естественное и искусственное освещение”, “Инструкции по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий” – М., Стройиздат, 1977, “Инструкции по монтажу электрооборудования силовых и осветительных сетей взрывоопасных зон” ВСН 332-74.

Исполнение, класс изоляции электрооборудования и способ его установки должны соответствовать номинальному напряжению сети и условиям окружающей среды.

На объекте работ следует предусмотреть рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение предусмотреть во всех помещениях и на неосвещаемых территориях для обеспечения нормальной работы, прохода людей и движения транспорта во время отсутствия или недостатка естественного освещения, аварийное освещение предусмотреть на рабочих поверхностях, где требуется продолжение работ при отключении электроэнергии.

Нормы освещенности рабочих мест приведены в таблице 11.6.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							64

Показатель ослепленности для производственных помещений не должен превышать значений, указанных в таблице 11.6.

Для улучшения условий видения и уменьшения слепимости световые приборы на подъемнике (вышке) должны иметь жалюзные насадки или козырьки, экранирующие источники света или отражатель от бурильщика.

При устройстве общего освещения для пультов управления источники света следует располагать таким образом, чтобы отраженные от защитного стекла измерительных приборов блики не попадали в глаза работающих.

Проектом предусмотрен вахтовый метод организации труда и отдыха. График режима труда и отдыха: 12 через 12 часов в течение 14 суток с пересменкой в середине вахты и 14-дневным отдыхом в месте постоянного проживания (12x12 – 14x14).

Допуск к профессии, прохождение предварительного и периодических медицинских освидетельствований производится в соответствии с приказом № 302Н от 12.04.2011 г. Минздрава РФ.

Сведения о производственных факторах, медицинских регламентах и требуемых мерах защиты персонала при производстве работ приведены в таблице 11.7.

Для персонала, работающего на открытом воздухе в условиях охлаждающего микроклимата в зимний период (бурильщик и помощники бурильщика), предусмотрены внутрисменные перерывы по 10 минут после каждого часа работы в теплом (дежурном) помещении. При температуре окружающего воздуха ниже – 42°С работы на открытом воздухе не производятся.

Условия труда, быта и отдыха персонала субподрядных организаций, привлекаемых к работам по отдельным договорам (изыскатели, топографы, дорожные строители, авиаторы, водители автотранспорта, геофизики), а также различного рода инспектора и контролеры (инспектора Ростехнадзора, Роспотребнадзора, Рыбоохраны, комитета охраны природы, командированные специалисты) настоящим проектом не регламентируются, как не относящиеся к проектируемым работам. На время нахождения этих работников на скважине им предоставляется питание и место отдыха на общих основаниях.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Лист
GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011									Лист
									65

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

Таблица 11.6 – Нормы освещенности

№ п/п	Рабочие места	Рабочая поверхность, на которой нормируется освещенность	Плоскость нормирования освещенности: Г - горизонт. В - вертик.	Разряд и подразряд зрительной работы	Рабочее освещение				Аварийное освещение. Освещенность, лк
					освещенность, лк		показатель ослепленности, %	коэффициент пульсации, %	
					при лампах накаливания	при газоразрядных лампах			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Измерительная аппаратура, пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	Шкала приборов, кнопки управления	Г, В	IV в	150	200	40	20	10
2.	Пульт и щит управления без измерительной аппаратуры	Рычаги, рукоятки	Г, В	VI	150	200	40	20	10
3.	Стол оператора, машиниста, аппаратчика, дежурного	Стол	Г	IV г	150	200	40	20	10
4.	Задвижка насоса, штурвал задвижки насоса, рукоятка и рычаг управления, контрольный сифонный кран, клапан предохранительный, места замены манжет клапанов и набивки сальников	Задвижка, штурвал, рукоятка, рычаг, кран, клапан, манжета, сальник	Г, В	VIII б	30	75	-	-	10
5.	Стеллажи, приемный мост	Насосно-компрессорные трубы, приемный мост	Г	XII	10	10	-	-	-
6.	Лестничные марши, площадки, сходы с рабочей площадки	Ступени и пол площадки	Г	XII	10	10	-	-	-
7.	Рабочая площадка	Пол	Г	IX	50	50	-	-	10
8.	Лебедка подъемника	Барaban	В	X	75	75	-	-	-
9.	Путь движения талевого блока	Талевый блок	В	X	30	30	-	-	-
10.	Механизм спуска и подъема труб МСП	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-	-
11.	Установка для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций АСП	Механизм захвата	Г	IX	50	50	-	-	-
12.	Кронблочная площадка, кронблок	Рабочие блоки	Г, В	X	30	30	-	-	10

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

66

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

Продолжение табл. 11.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
13.	Редуктор (коробка скоростей)	Место замера уровня масла	В	VIII б	30	75	-	-	5
14.	Емкость (резервуар) для хранения раствора	Место замера уровня раствора	В	VIII в	20	50	-	-	-
15.	Воздушный компрессор насоса	Баллон	В	VI	150	200	40	20	5
16.	Превентор, штурвал дистанционного управления превентором	Превентор, штурвал	В	VIII б	75	150	-	-	-
17.	Пульт дистанционного управления превентором	Пульт	В	IV г	150	200	40	20	10
18.	Цементировочная головка	Кран	В	X	50	50	-	-	-
19.	Мерный бак цементировочного агрегата (цементировочного насоса), бочки для цементного раствора	Поверхность раствора	Г	X	30	30	-	-	-
20.	Дизельное помещение	0.8 м от пола	Г	VI	150	200	40	20	-
21.	Каротажный подъемник	Барабан, пульт кабины машиниста	В	IV г	150	200	40	20	-
22.	Путь движения геофизического кабеля от каротажного подъемника до блок-баланса, от подвесного ролика до устья скважины	Кабель	Г	XI	20	20	-	-	-
23.	Блок-баланс	Блок-баланс	В	X	30	30	-	-	-
24.	Рабочее место у устья скважины	Рабочее место	Г	IX	100	100	-	-	-
25.	Каротажная лаборатория	0.8м от пола	Г	IV г	150	200	40	20	-

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

67

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

Таблица 11.7 - Сведения о производственных факторах, медицинских регламентах и требуемых мерах защиты персонала

№ п/п	Производственный фактор	Субъект воздействия	Периодичность медосмотров		Требуемые меры защиты	
			в лечебно-профилактическом учреждении	в центре профпатологии	индивидуальные (см. табл. 15.3)	коллективные (см. табл. 15.5)
1	2	3	4	5	6	7
1.	Химические соединения и элементы					
1.1.	Азота неорганические соединения (оксиды азота)	Весь персонал	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Противогазы	Рассеивание, гидрозатвор.
1.2.	Альдегиды алифатические и ароматические (акролеин)	Весь персонал	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года	Противогазы	Рассеивание, гидрозатвор.
1.27.	Сера и ее соединения:	Весь персонал	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Противогазы	Рассеивание, гидрозатвор.
1.27.1.	Серы оксиды					
1.32.	Углерода монооксид	Весь персонал	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Противогазы	Рассеивание, гидрозатвор.
2.	Сложные химические смеси					
2.5.	Смесь углеводородов (нефти, бензины, керосины, минеральные масла)	Весь персонал	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года	Противогазы	Рассеивание, гидрозатвор.
3.	Промышленные аэрозоли					
3.4.	Силикатные и силикатосодержащие:					
3.4.3.1.	Глина	пом. бурильщика	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Респираторы	Герметичный склад
3.4.3.2.	Цемент	пом. бурильщика	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года	Респираторы	
5.	Физические факторы					
5.3.	Производственная вибрация					
5.3.1.	Локальная вибрация	машинист	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года	Рукавицы антивибрационные	
5.3.2.	Общая вибрация	машинист	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Полусапоги юфтевые на виброгасящей подошве.	Антивибрационная площадка.
5.4.	Производственный шум от 100 дБА и выше	бурильщик, пом. бурильщика, дизелист	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года	Наушники противошумные. Противошумные вкладыши (беруши).	Противошумные кожухи. Глушители шума.

Изм.	Кол.ч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

68

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

Продолжение табл. 11.7

1	2	3	4	5	6	7
5.7.	Пониженная температура воздуха:					
5.7.1.	Общее охлаждение на открытой территории при средней температуре в зимнее время ниже -20 °С	бурильщик, пом. бурильщика	1 раз в 1 год	1 раз в 3 года	Внутрисменные перерывы, отдых в теплом помещении. Утепленная спецодежда	
6. Факторы трудового процесса						
6.1.	Физические перегрузки:					
6.1.1.	Подъем и перемещение груза вручную	пом.бурильщика	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Внутрисменные перерывы, отдых	
6.1.4.	Наклоны корпуса более 100 раз за смену	пом.бурильщика	1 раз в 2 года	1 раз в 5 лет	Внутрисменные перерывы, отдых	
Регламент медосвидетельствования в связи с характером проводимых работ						
4.1.	Работы в нефтяной и газовой промышленности в районах кр. Севера и приравненных к ним местностях	весь персонал	1 раз в 2 года	-	-	-
4.3.	Геологоразведочные работы в отдаленных, труднодоступных районах (в т.ч. вахтово-экспедиционным методом)	весь персонал	1 раз в 2 года	-	-	-
5.	Работы, связанные с обслуживанием сосудов под давлением	пом. бурильщика	1 раз в 3 года	-	-	-
8.	Военизированные части и отряды по предупреждению возникновения и ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов	дежурный персонал ВПФЧ	1 раз в 1 год (внеочередной после травмы, отравления, заболевания)	-	-	-

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

69

11.3 Противопожарные мероприятия

Общие требования к пожарной защите помещений, зданий и других сооружений на всех этапах ликвидации и консервации скважины регламентированы СП 112.13330.2011 “Пожарная безопасность зданий и сооружений”. Для организации безопасного ведения работ персонал должен быть обеспечен следующей нормативно-технической документацией по противопожарной безопасности:

- ППР в РФ. “Правила противопожарного режима в Российской Федерации”.
- ППБО-85. “Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности”.
- Типовое положение о порядке обустройства и эксплуатации вахтовых поселков организаций Мингео СССР. Мингео СССР, 1982 г.

На объекте работ должны соблюдаться следующие организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности:

- к работе допускаются работники только после прохождения дополнительного обучения по программе пожарно-технического минимума по предупреждению и тушению возможных пожаров;
- определяется порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара;
- устанавливается порядок действия работников при обнаружении пожара;
- регламентируется порядок проведения временных огневых работ;
- устанавливается порядок подачи средств пожаротушения к очагу пожара, а так же проведения мероприятий по спасению людей и материальных ценностей.

Проектом предусмотрены так же дополнительные меры, препятствующие возникновению чрезвычайных ситуаций из-за проявления загазованности:

- буровое основание обеспечивает свободное размещение противовыбросового оборудования и естественное вентилирование подвышечного пространства;
- в подроторном пространстве (зона 2 по классификации взрывоопасности) электрооборудование отсутствует, обогрев превенторов осуществляется паром;
- в период вскрытия интервалов с углеводородами не допускается использование переносных светильников общего назначения, курение, использование открытого огня, сварочные работы;
- в помещениях и на открытых площадках, где могут образовываться по условиям технологического процесса взрыв или пожароопасные смеси, электротехническое оборудование и светильники запроектированы во взрывозащитном, пыленепроницаемом исполнении.

В соответствии с НПБ 104-2003 “Системы оповещения и управления эвакуацией людей при пожарах в зданиях и сооружениях” для объекта работ предусмотрен I тип системы оповещения людей о пожаре: способ оповещения – звуковой (звонки, тонированный сигнал и др.); очередность оповещения – всех одновременно.

В соответствии со СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности» для склада ГСМ предусмотрена электрическая пожарная сигнализация с ручными пожарными извещателями со звуковой сиреной. Оповещатели пожарные звуковые О26 “Гамма-3” (изготовитель ТОО “НПО Пожарная автоматика сервис”, г. Москва) устанавливаются возле хозбытового комплекса – 1 комплект.

Учитывая временность сооружений на объекте работ, отдаленность объекта от постоянных источников водоснабжения, подача воды на охлаждение и тушение пожара предусмотрена от водяной емкости 50 м³, находящейся на площадке буровой.

Согласно ППР в РФ и “Руководству по обеспечению пожарной безопасности и пожарнотехническому обследованию объектов”, объект работ должен быть обеспечен первичными

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Индв. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										70

средствами пожаротушения, указанными в таблице 11.8.

Для тушения пожара предусматривается трехкратный запас пенообразователя типа ПО-1, равный 927 л ($900 \text{ с} \times 0,36 \text{ л/с} \times 3$). Время тушения принято равным 15 минутам (по СП 155.13130.2014 «Склады нефти и нефтепродуктов. Требования пожарной безопасности»).

При ведении монтажных и строительных работ (СМР) необходимо выполнение следующих мероприятий, предусмотренных требованиями ППР в РФ и ППБО-85, которые повышают пожарную безопасность объекта:

- возле устья скважины предусмотрены площадки для размещения пожарной техники с обеспечением расстояния от площадок до устья скважины не более 15 м (п. 7.1.1.2 ППБО-85);

- выхлопные трубы ДВС оборудуются искрогасителями (гидрозатвор на выхлопном коллекторе);

- электрооборудование вагон-домиков выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 23274-84 и ПУЭ-2002; после монтажа электрических сетей производится замер сопротивления изоляции электропроводки; в дальнейшем такие замеры производятся не реже 1 раза в 3 года с оформлением соответствующего акта (протокола);

- в зимнее время обеспечивается утепление предусмотренных проектом пожарных резервуаров, устанавливаются светоотражающие указатели (ППР в РФ);

- хранение пожарной мотопомпы в зимнее время осуществляется в отапливаемом помещении (у котельной возле пожарных резервуаров). Количество и тип пожарных рукавов, пожарных стволов, разветвлений и другого оборудования для мотопомпы согласовывается с местным отрядом ГПС. Приказом (распоряжением) назначается лицо, ответственное за хранение и исправность пожарной мотопомпы (ППР в РФ);

- все пожарно-техническое оборудование, используемое на объекте должно иметь сертификат пожарной безопасности;

- для хозяйственных помещений и каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка разрабатываются инструкции о мерах пожарной безопасности, которые утверждаются приказом руководителя предприятия, приказ направляется в инспекцию госпожнадзора района;

- со всеми работниками бригады проводится противопожарный инструктаж с проставлением отметок в журнале инструктажей;

- приказом (распоряжением) создается на объекте добровольная пожарная дружина (команда), в котором определяется ее численность, обязанности членов дружины (команды), порядок обучения дружины (команды), и порядок ее действия при пожаре. Приказ согласовывается с местным отрядом ГПС (п.1.9 ППБО-85).

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №							Лист
			GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док	Подп.	Дата				

Таблица 11.8 - Первичные средства пожаротушения

№ п/п	Наименование	ГОСТ, ТУ на изготовление	Количество, шт.	Примечание
1	2	3	4	5
1.	Огнетушители порошковые ОП-10:	ТУ 4854-157-21352393	-	-
	- подъемный агрегат	-	2	-
	- хозяйственной комплекс	-	2	-
2.	Огнетушители порошковые:	ТУ У 13485476.007-97	-	-
	передвижные с баллонами	код ОКП 48 5433	-	-
	сжатого газа ОП-100	код ТН ВЭД 8424 10 900	-	-
	- склад ГСМ	-	1	-
3.	Огнетушители углекислотные ОУ-5:	ТУ 22-150-128-89	-	-
	- склад химреагентов	-	2	-
	- дизель-электростанция	-	2	-
4.	Мотопомпа МП-1600 в комплекте:	-	1	-
	- сетка	-	1	-
	- рукав напорно-всасывающий	-	2	-
	- напорный рукав Д = 66 мм	-	120 м	-
	- напорный рукав Д = 51мм	-	40 м	-
	- разветвление	-	1	-
	- генератор пены	-	-	-
	- средней кратности ГПС-600	-	2	-
	- стволы пожарные РС-50,70	-	2	-
- пеносмеситель ПО-1	-	1 м ³	-	
5.	Емкости пожарные, 50 м ³	-	1	-
6.	Щиты пожарные в комплекте:	-	-	-
	- ЩП-А (у хозяйственной комплекса)	-	2	-
	- ящик с песком	-	2x0,5 м ³	ЩП-В
	- бочка для воды	-	1x0,2 м ³	ЩП-А
	- лопата штыковая	ГОСТ 3620-76	3	ЩП-А, ЩП-В
	- лопата совковая	-	3	ЩП-А, ЩП-В
	- ведра пожарные ВП	ТУ 220 РФ	5	ЩП-А, ЩП-В
	- лом пожарный ЛПЛ	ГОСТ 16714-71	4	ЩП-А, ЩП-В
	- багры пожарные БПМ	ГОСТ 16714-71	3	ЩП-А
	- кошма негорючая 1x1м	-	2	ЩП-В
- огнетушители ОП-10	ТУ 4854-157-21352393	3	ЩП-А, ЩП-В	
7.	Извещатель пожарный О26 "Гамма-3"	ТУ 4371-005-40168287	1	ручной, звук.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

72

11.4 Основные требования противofонтанной безопасности

11.4.1. Общие требования. Подготовительные мероприятия.

Технологические, технические и организационные решения по предупреждению, обнаружению и ликвидации газонефтеводопроявлений выполняются в соответствии со следующими основными инструктивными документами:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утвержденные приказом от 15.12.2020 г. № 534 (ФНиП «ПБ НГП», 2020 г.)
2. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. РД 153-39-023-97.
3. Инструкция по предупреждению газонефтепроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. РД 08-254-98. Госгортехнадзор России. М., 1998.
4. Инструкция по организации и безопасному ведению работ при ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов на объектах на объектах нефтяной отрасли. Госгортехнадзор. 22.05.95 г.

К работам на скважине допускаются рабочие и специалисты, прошедшие подготовку по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при газонефтеводопроявлениях" в специализированных учебных центрах (комбинатах), имеющих соответствующую лицензию. Проверка знаний и переподготовка этих кадров проводятся не реже одного раза в 3 года.

Перед началом работ проводится инструктаж членов буровой бригады и ИТР по практическим действиям при ликвидации газонефтепроявлений согласно плану ликвидации аварий (ПЛА).

Изоляционно-ликвидационные работы должно производиться после проверки и установления готовности скважины и технологического оборудования к проведению этих работ комиссией под представительством главного инженера подрядной организации с участием представителей противofонтанной службы и территориального органа Ростехнадзора.

По результатам проверки составляется акт готовности и противofонтанной службой выдается письменное разрешение на проведение работ.

Бригада капремонта должна быть укомплектована техническими средствами и КИП для обнаружения газонефтепроявлений:

- комплектом приборов лаборанта КЛР;
- прибором для определения газосодержания в буровом растворе ВГ-1М (ВГ-2);
- газоанализаторами в соответствии с таблицей 11.4.

Проектом предусматривается проведение работ по ликвидации или консервации скважины в стволе, обсаженном эксплуатационной колонной с перфорацией в интервале продуктивного объекта.

В соответствии с данными о типе залежи, величине пластового давления и свойствах флюида (табл. 4.5, 4.8) применяется противовыбросовое оборудование по схеме ОП2 ГОСТ 13862-90, включающей два плащечных превентора с трубными и глухими плашками. Принципиальная схема ПВО показана в Приложении Б. Схема установки и обвязки ПВО разрабатывается Исполнителем работ (подрядной организацией), согласовывается с Заказчиком, территориальным органом Ростехнадзора и противofонтанной службой. Установленное ПВО опрессовать до конечных задвижек манифольдов высокого давления на давление, равное давлению первоначальной опрессовки эксплуатационной колонны. Выкидные линии после конечных задвижек опрессовать водой на давление 5,0 МПа. Опрессовка ПВО проводится в присутствии представителя противofонтанной службы и оформляется актом.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. инв. №	Подп. и дата	Изм. инв. №	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										73

Проверка ПВО производится мастером ежедневно, бурильщиком – ежесменно перед началом работ.

Для долива скважины на расстоянии 10 м от устья установить и обвязать цементировочный агрегат. Объем доливаемой жидкости контролируется по мерной емкости агрегата.

Приготовить запас раствора хлористого кальция в объеме скважины в соответствии с требованиями указанными в главе 7.

На рабочей площадке иметь опрессованную трубу с наверху шаровым краном в открытом положении.

11.4.2. Мероприятия по предупреждению и раннему обнаружению ГНВП.

ГНВП возможны на следующих этапах ликвидационных работ:

- при разгерметизации устья скважины;
- при замене жидкости в скважине на солевой раствор.

После глушения скважины и соблюдения требований по доливу скважины объективных причин для ГНВП в силу низкого пластового давления и низкого дебита скважин нет.

Для предупреждения ГНВП плотность раствора (технологической жидкости) в скважине должна поддерживаться на уровне 1100 кг/м³

На начальном этапе работ после глушения замены жидкости в скважине и промывки ствола до кровли перфорированного интервала производится технологическая «выстойка» продолжительностью не менее 3 часов для проверки постоянства уровня жидкости на устье и отсутствия проявления. По истечении 3 часов восстанавливается циркуляцию, скважина промывается с регистрацией плотности солевого раствора по циклу. При выявлении признаков проявления принимаются действия по глушению скважины в соответствии с ПЛА. Аналогичная операция проводится перед проведением ГИС.

На всех этапах работ вести постоянный контроль за признаками ГНВП:

- уровнем промывочного раствора в приемных емкостях при СПО, промывке скважины;
- газонасыщенностью, плотностью и скоростью выходящего потока раствора хлористого кальция;
- уровнем раствора на устье скважины при остановках циркуляции;
- загазованностью воздушной среды по углеводородам на рабочей площадке и в блоке циркуляционной системы.

При обнаружении первых признаков ГНВП загерметизировать устье скважины и дальнейшие работы выполнять в соответствии с планом ликвидации возможных ГНВП.

При перерывах в работе устье скважины должно быть герметизировано: затрубное пространство герметизируется превентором, а трубное – шаровым краном. Глубина спуска труб при остановках работ определяется из условия противодействия их выталкиванию при полном опорожнении скважины от жидкости в случае ГНВП. Расчет выполняется по формуле:

$$L = 10 \times S \times P / q,$$

где L – глубина спуска труб, м;

S – площадь сечения труб по наружному диаметру, см²;

P – ожидаемое максимальное давление на устье скважины, МПа;

q – масса 1 п.м. труб, спущенных в скважину, кг.

Расчетное значение записывается в буровой журнал перед началом работ на скважине.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										74

11.5 Электробезопасность

Монтаж электроустановок должен производиться в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ, изд.7, Госэнергонадзор, М., 2002 г.), а эксплуатация их в соответствии с «Правилами эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей» (изд.4, Госэнергонадзор, М., 2000 г.).

Электроснабжение буровой установки производится от собственных электростанций или от ЛЭП. Длина пролета воздушных линий должна быть не более 35 м. Пересечение воздушных линий электропередачи с оттяжками вышек не допускается.

Прокладка незащищенных изолированных проводов на изоляторах должна производиться от уровня пола или площадки обслуживания на высоте не менее 2 м при напряжении сети до 36 В и не менее 2,5 м при напряжении выше 36 В. При невозможности выполнения этого условия провода должны быть защищены от случайного прикосновения к ним.

Пересечение проводами трубопроводов должно выполняться на расстоянии от них не менее 50 мм, а от трубопроводов с горючими жидкостями или газами не менее 100 мм.

Расстояние от проводов и кабелей, пересекающих пути для перевозки грузов до поверхности земли должно быть не менее 6 м, в непроезжей части не менее 3,5 м.

Расстояние между проложенными электрическими кабелями и всякого рода трубопроводами, как правило, должно быть не менее 0,5 м (параллельная прокладка кабелей и трубопроводов не допускается). При меньших расстояниях сближения и при пересечениях, кабели должны быть защищены от механических повреждений на всем участке сближения плюс 0,5 м с каждой стороны, а в необходимых случаях защищены от перегрева. Прокладка кабелей и установочных проводов под полом насосного или других помещений и конструкций - запрещается.

Соединения и заделки на кабельных линиях должны быть защищены от механических повреждений и проникновения в них влаги. Кабели и провода не должны подвергаться воздействию масел, иметь большую слабины.

Присоединение кабелей к аппаратам должно выполняться при помощи кабельных наконечников или зажимов. Запрещается делать скрутки или спайки кабелей между наконечниками.

На распределительном щите 380/220 В каждой буровой установке независимо от вида привода должны быть установлены коммутационные аппараты для присоединения сварочных трансформаторов. Размещение сварочных трансформаторов должно обеспечить невозможность пользования ими без ведома и разрешения ответственного руководителя.

При защите сетей предохранителями последние должны устанавливаться на всех нормально незаземленных фазах. Установка предохранителей в нулевых проводниках, используемых для заземления, запрещается.

Защита должна обеспечивать отключение аварийного участка при коротких замыканиях в конце защищаемой линии.

Номинальные токи плавких вставок предохранителей и токи вставок автоматических выключателей следует выбирать таким образом, чтобы не отключали электроустановки при пусковых токах.

На вышке буровой должны устанавливаться светильники в пыленепроницаемом исполнении, пригодные для наружной установки; у превентора – во взрывозащищенном, а в остальных местах допускается применение светильников в открытом исполнении.

Провода должны вводиться в светильник таким образом, чтобы в месте ввода они не испытывали механических усилий. Соединение проводов внутри труб или кронштейнов, при помощи которых устанавливается арматура, запрещается. Осветительную арматуру запрещается

Изм.	Кол.уч	Лист	№ док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Индв. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										75

подвешивать на питающих ее проводах.

Для обеспечения безопасности людей по условиям режимов работы сетей, защиты оборудования от грозových и других перенапряжений, и т.д., на буровых установках должны быть заземляющие устройства.

Заземлению подлежат металлические конструкции буровой установки:

- корпуса электрических машин, аппаратов, светильников;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитов управления, щитков и шкафов;
- трубопроводы различных назначений;
- металлические щиты покрытия вагон - домиков и котельной;
- металлические корпуса передвижных и переносных электроприемников;
- емкость ГСМ.

В качестве естественных заземлителей для буровых установок используются:

- проложенные в земле трубопроводы, за исключением трубопроводов горючих жидкостей и газов, а также трубопроводов, покрытых изоляцией для защиты от коррозии;
- кондуктор скважины, если сопротивление заземления его не превышает 4 Ом.

Естественные заземлители необходимо соединить с заземляющим устройством буровой установки, что резко увеличивает безопасность обслуживания электроустановок. Запрещается использовать в качестве естественных заземлителей алюминиевые оболочки кабелей и голые алюминиевые проводки.

В качестве искусственных заземлителей следует применять:

- вертикально погруженные стальные трубы, угловую сталь, металлические стержни и т.п.;
- горизонтально проложенные стальные полосы, круглую сталь и т.п.

Искусственные заземлители располагаются вертикально, заглубляются на глубину 3-3,5 м, причем верхние их концы должны находиться на глубине 0,3-0,5 м и соединяться между собой и с блоками буровой установки не менее чем двумя проводниками, соединенными к заземлителю в разных местах.

Расположенные в земле заземлители и заземляющие проводники не должны иметь окраски.

Заземление электрооборудования вагон - домиков, блока ГСМ и т.д., питающихся по воздушным линиям электропередачи, осуществляется при помощи нулевого провода, проложенного на тех же опорах линии, что и фазные. Нулевые провода электропроводок и воздушных линий должны иметь изоляцию, равноценную изоляции разных проводов.

На концах воздушных линий (или ответвлений) длиной более 200 м, а также на вводах в здания, электроустановки которых подлежат заземлению, должны выполняться повторные заземления нулевого провода.

При размещении электроустановок подлежащих заземлению вне заданий, расстояние от электроустановок до ближайшего заземлителя повторного заземления нулевого провода воздушной линии электропередачи или до заземлителя нейтрали источника питания должно быть не более 100 м. Более частые заземления должны выполняться, если это требуется по условиям защиты от грозových перенапряжений.

Общее сопротивление заземляющих устройств всех повторных заземлений нулевого провода воздушной линии электропередачи должно быть не более 10 Ом.

Каждый элемент электроустановки, подлежащий заземлению, должен быть присоединен к

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Взам. инв. №	Подп. и дата	Инов. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										76

заземляющему устройству отдельным ответвлением. Последовательное соединение ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

Заземление оборудования, подвергающегося частому демонтажу или установленного на движущихся частях, должно выполняться при помощи гибких проводников. Применение стальных канатов не допускается.

Заземление переносных электроприемников должно осуществляться посредством специальной жилы переносного провода, которая не должна одновременно служить проводником рабочего тока. Использование для этой цели нулевого заземленного провода непосредственно у электроприемника ЗАПРЕЩАЕТСЯ.

Штепсельные розетки для переносных электроприемников должны быть снабжены специальными контактами для присоединения заземляющего проводника. Заземленный контакт штепсельной розетки должен быть электрически соединен с корпусом, если корпус выполнен из металла.

11.6 Анализ опасности и риска при проведении работ

Учитывая потенциальную опасность технологического процесса ликвидации или консервации скважины, существует определенная вероятность возникновения осложнений, нештатных и аварийных ситуаций.

Анализ статистических данных позволяет сделать вывод, что на долю неуправляемых нефтегазоводопроявлений приходится один случай на 1000 скважин; на осложнения, связанные с нарушением устойчивости пород стенок ствола скважины – 2 случая на 100 скважин; на естественное искривление ствола скважины, требующее исправительно-восстановительных работ – один случай на 100 скважин.

Структура возникновения осложнений, нештатных и аварийных ситуаций при строительстве бокового ствола и направления воздействия этих ситуаций на окружающую природную среду приведена на рис. 11.1.

Наиболее опасными и сложными по технологии ликвидации являются аварии с открытыми фонтанами при ликвидации или консервации скважины.

В результате этих аварий наносится огромный материальный ущерб. Начавшаяся в виде проявлений аварийная ситуация может перейти в открытый фонтан с возгоранием, уничтожением скважины, гибелью людей. Аварии, переходящие в катастрофы, отрицательно сказываются на окружающей среде, деятельности близлежащих промышленных объектов. Особенно опасны выбросы и открытые фонтаны на нефтяных и газовых месторождениях с наличием сероводорода, а также на месторождениях континентального шельфа и на охраняемых природных территориях.

Количественная оценка безопасности ликвидации или консервации скважины связана с определением степени риска. Под степенью риска понимается вероятность возникновения открытого фонтана, полученная на стадии проектирования и производства работ. Степень риска рассчитана по РД 03-418-01 «Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов».

Метод основан на построении логико-вероятностной расчетной схемы, графическая интерпретация которой, соответствует дереву, в вершине которого лежит нежелательное (головное) событие.

Вероятность такого события необходимо определить, зная вероятности базовых событий (событий нижнего уровня, дальше которого детализация не производится). В качестве нежелательного события обычно выбирается событие, имеющее наибольшую опасность для окружающей среды. Таким событием является открытый фонтан. Между головным и базовыми события-

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							77
Изнв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №					

ми имеются промежуточные. Взаимосвязь между событиями устанавливается с помощью логических связей - «И», «ИЛИ» и других ветвей дерева событий. Метод предполагает знание вероятности базовых событий и логические связи между ними. Кроме того, необходимо знание зависимости базовых событий. В случае зависимости базовых событий рассматривают комбинации первичных базовых событий, приводящих к головному. При независимости базовых событий применяется метод прямого аналитического решения, которое позволяет поэтапно анализировать события, кроме того, предоставляется возможность определить:

- а) «слабые узлы» и «узкие места» с точки зрения безопасности;
- б) наиболее опасные пути развития аварий.

На предварительном этапе определения степени риска проводится идентификация опасностей. В процессе ее проведения определяются причины нефтегазопроявлений, выбросов и открытых фонтанов.

Результаты идентификации дают возможность построить гистограммы, иллюстрирующие процентные соотношения причин аварий, пополнить исходные данные для расчета степени риска.

Основной задачей идентификации является выявление (на основе информации о данном объекте, результатов экспертизы и опыта работы подобных систем) и четкое описание всех присутствующих системе опасностей.

Главная опасность, которую необходимо учитывать на этапе проектирования строительства бокового ствола и проведения работ, является открытый фонтан. В процессе идентификации в первую очередь необходимо определить опасности (в дальнейшем будем называть их факторами), которые приводят к возникновению этого нежелательного события.

Можно выделить три группы факторов, приводящих к возникновению открытого фонтана.

Первая группа - факторы, характеризующие состояние оборудования.

Вторая группа - факторы, связанные с неправильными действиями буровой бригады при проведении работ.

Третья группа - факторы, связанные с нефтегазопроявлениями.

Система обеспечения безопасности от ситуации возникновения открытого фонтана построена таким образом, что последняя возможна только при совместном наступлении всех трех событий, характеризующихся указанными тремя группами факторов. Каждая из рассмотренных групп факторов может быть далее детализирована на факторы, являющиеся причинами их появления.

В таблице 11.10 приведена детализация групп факторов и оценена вероятность наступления событий по каждому фактору.

Обработка факторных вероятностей дает итоговую вероятность возникновения открытого фонтана, равную 0,000116, что соответствует 1 случаю на 8621 скважин.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Индв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
										78

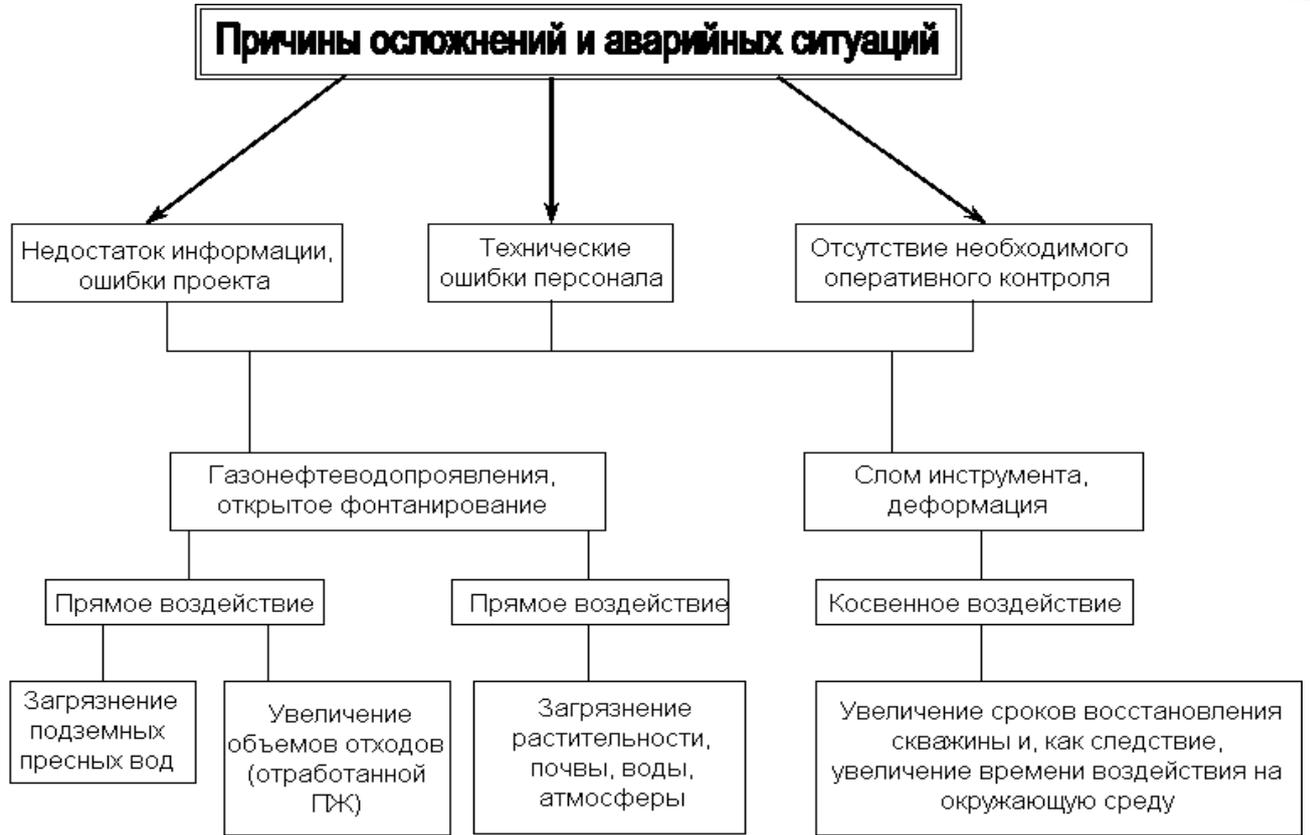


Рисунок 11.1 – Причины осложнений и аварийных ситуаций

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

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Таблица 11.10 - Количественная оценка степени риска возникновения открытого фонтана

№№ п/п	Группы факторов	Условия, причины	Вероятность
1	2	3	4
1. Состояние оборудования			
1.1.	Отсутствие противовыбросового оборудования	- не предусмотрено проектом	0,00000
		- не установлено перед началом работ	0,00100
1.2.	Неисправность противовыбросового оборудования	- неисправность (отказ) узла или агрегата	0,01000
		- отказ системы управления	0,01000
1.3.	Отсутствие или неисправность шарового крана на бурильных трубах	- недостаточный технический контроль	0,02000
2. Действия бригады			
2.1.	Неправильные действия бригады при проведении работ	- недостаточный технический контроль	0,02000
3. Нефтегазопроявления			
3.1.	Принятие пластового давления без должного обоснования	- брак допущенный при исследовании скважины	0,02000
		- ошибки при проектировании	0,00100
3.2.	Нефтегазопроявления, обусловленные несоответствием конструкции скважины геологическим условиям	- отсутствие геологической информации	0,00000
		- ошибки при проектировании	0,00000
3.3.	Избыточное давление на устье, перелив жидкости при ликвидации или консервации скважины	- разрушение ликвидационного моста	0,00500
		- брак при проведении ликвидационных работ	0,04000
3.4.	Разрушение обсадной колонны (ОК)	- коррозия	0,01000
		- отсутствие контроля за давлением в ОК	0,00000
3.5.	Поглощения бурового раствора	- завышение плотности раствора	0,00500
		- несоответствие других параметров раствора	0,00000
3.6.	Недостаточная плотность раствора в скважине	- недостаточный технический контроль	0,02000
3.7.	Недолив скважины	- недостаточный технический контроль	0,02000
3.8.	Отсутствие или неисправность приборов контроля за давлением в скважине	- недостаточный технический контроль	0,02000
Результаты расчета			
	Вероятность отказа оборудования		0,04100
	Неправильные действия бригады		0,02000
	Вероятность нефтегазопроявлений		0,14100
	Вероятность возникновения открытого фонтана		0,000116

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

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

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

80

11.7 Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте

Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на проектируемом объекте, представлены в таблице 11.11. На основании таблицы 11.11, при сравнении величин суммарного количества опасного вещества на вышеуказанном объекте с предельными количествами, установленными ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», данный объект не относится к декларируемым.

Таблица 11.11 – Сведения об использовании опасных веществ, обращающихся на объекте

Вещество				Признаки идентификации							
№ п/п	Наименование	Количество, т	Количество признаков	Воспламеняющиеся газы, т	Горючие жидкости		Токсичные вещества, т	Высокотоксичные вещества, т	Окисляющие вещества, т	Взрывчатые вещества, т	Вещества опасные для окружающей среды, т
					Склад ГСМ, т	В технологическом процессе, т					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Диз. топливо	10	1	-	-	10	-	-	-	-	-
2	Моторное масло	0,2	1	-	-	0,2	-	-	-	-	-
Всего				-	-	10,2	-	-	-	-	-

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011	Лист
							81

Согласовано

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

12. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТ

Таблица 12.1 – Маршруты транспортировки грузов и вахт

Пункты размещения промбаз предприятий и организаций исполнителей, карьеров по добыче местных материалов и местожиительство персонала (в том числе на территории заказчика, подрядчика), аэропортов отправления вахтово-экспедиционного персонала		Характеристика маршрута						
		общая протяженность, км	пункты следования по маршруту	расстояние между пунктами, км	вид транспорта (наземный, речной, морской, железнодорожный, авиа: вертолёт, самолёт)	Наземные пути подвоза		
						тип дороги (асфальт, грунтовая и т.д.)	вид транспортного средства (автомобиль, вездеход, и т.д.)	требуется ли сопровождение автотранспорта тракторами или вездеходами (да, нет)
наименование организации, промбаз, карьера и т.д.	пункт	3	4	5	6	7	8	9
1	2	3	4	5	6	7	8	9
г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	–	–	речной	–	водный	–
г. Нарьян-Мар	площадка скважины	70,0	–	–	авиа (вертолёт)	–	–	–
Карьер	площадка скважины	3,0	–	–	речной	–	водный	–

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

82

Согласовано

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

Таблица 12.2 – Условия транспортировки грузов

Наименование грузов и материалов	Период завоза	Вид транспорта	Пункты отправки и назначения, названия промбаз, карьеров		Расстояние, км	
			от	до	всего	в т.ч. бездорожье, грунтовая дорога, морской, речной путь
1	2	3	4	5	6	7
Подъемный агрегат	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
НКТ	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
Цементировочные агрегаты и другая цементировочная техника	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
Цемент, химреагенты	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
ПВО, вспомогательное оборудование	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
Дизельное топливо, масло	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
Песок	летний	речной	Карьер	площадка скважины	3,0	3,0
Дефектоскопическая установка	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
Строительные машины и механизмы, применяемые при строительных и монтажных работах	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0
Машины и механизмы, применяемые при биологической рекультивации земель	летний	речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	80,0	80,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

83

Согласовано

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

Таблица 12.3 - Условия транспортировки вахт

№№ п/п	Наименование бригад	Период завода	Суточная сменность вахт, час	Периодичность перерывов, сут.	Вид транспорта (в порядке использования)	Пункты назначения и отправки		Расстояние, км
						от	до	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КРС	зима / лето	12	15	авиа (вертолет) / речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	70 / 80
2	Промыслово-геофизическая партия	зима / лето	–	число рейсов по количеству вызовов	авиа (вертолет) / речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	70 / 80
3	Военизированная противодиверсионная часть	зима / лето	–	число рейсов по количеству вызовов	авиа (вертолет) / речной	г. Нарьян-Мар	площадка скважины	70 / 80

Таблица 12.4 - Схема водоснабжения

№№ п/п	Наименование этапа строительства скважины	Расчетная потребность в воде, м ³ /сут		Количество и объем запасных емкостей для технической воды, м ³ × шт.	Наименование источника водоснабжения	Способ транспортирования воды	Характеристика водовода		Характеристика водонасосной	
		техническое	на питьевые и хозяйственные нужды				диаметр, мм	длина, м	шифр насосов	количество
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Подготовительные и строительно-монтажные работы	-	0,15 на 1 человека	40 × 1	Технические нужды – водозаборная скважина	Завоз речным транспортом: на хозяйственные нужды – 80 км	–	–	–	–
2	Основные работы	Технические потребности			Хозяйственные нужды – привозная (г. Нарьян-Мар)					

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

84

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

Таблица 12.5 - Схема электроснабжения

№№ п/п	Наименование этапа строительства	Количество потребляемой электроэнергии, кВтч/сут	Источник электроснабжения	Характеристика линий передачи электроэнергии		
				ЛЭП, кВ	подземный кабель, кВ	длина, м
1	2	3	4	5	6	7
1	СМР и подготовительные работы	-	ДЭС-100 кВт	световая	-	по прискважинной площадке
2	Основные работы	-	ДЭС-100 кВт			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док.	Подп.	Дата

GCF-NNG-PD-1300000-IOS7.2-00011

Лист

85

13. ПЕРЕЧЕНЬ НОРМАТИВНЫХ, ИНСТРУКТИВНЫХ И ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

1. Федеральный Закон от 21.07.1997 г. № 116 "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" с изменениями на 11 июня 2021 года.
2. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 534 от 15.12.2020 г.
3. ВСН 39-86. Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ.
4. РД 08-272-99. Требования безопасности к буровому оборудованию для нефтяной и газовой промышленности. Утверждены Госгортехнадзором России 17.03.1999 г. № 19.
5. РД 08-254-98. Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. Утверждена Постановлением Госгортехнадзора России №80 от 31.12.98 г.
6. ГОСТ 13862-90. Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции.
7. Инструкция по расчету колонн насосно-компрессорных труб. 1998 г.
8. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. 1997 г.
9. Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность. 1999 г.
10. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах.
11. РД 39-133-94. Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. 1994 г.
12. ГОСТ 1581-96. Портландцементы тампонажные. Технические условия.
13. Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые. 2000 г.
14. Единые нормы времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ. 1984 г.
15. Межотраслевые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин. 2000 г.
16. ПУЭ-2002. Правила устройства электроустановок.
17. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение.
18. СП 18.13330.2019. Производственные объекты. Планировочная организация земельного участка (Генеральные планы промышленных предприятий).
19. СП 44.13330.2011. Административные и бытовые здания.
20. Пособие по оценке опасности, связанной с возможными авариями при производстве, хранении, использовании и транспортировке больших количеств пожароопасных взрывоопасных и токсичных веществ. Межведомственный научно-методический центр «Информатики риска» (одобрено Управлением экологических нормативов и методического обеспечения Государственной экологической экспертизы).
21. А.Елохин. Анализ и управление риском: теория и практика. Страховая группа «ЛУ-КОЙЛ». Москва, 2000 г.
22. Аварии и несчастные случаи в нефтяной и газовой промышленности России. Под редакцией Ю.А. Дадонова, В.Я. Кершенбаума. ООО «Анализ опасностей», АНО «Технонефтегаз». Москва, 2001 г.

Изм.	Кол.уч	Лист	№док	Подп.	Дата	Изм. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № подл.	GCF-NNG-PD-1300000-IO57.2-00011	Лист
											86

АО «СН ИНВЕСТ»

«Утверждаю»

Генеральный директор
АО «СН Инвест»

А.Е. Маслов

« » _____ 2021 г.

«Согласовано»

Исполнительный директор
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»



Д.В. Шаров

« » _____ 2021 г.

**ЗАДАНИЕ
НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин
Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»**

г. Нарьян-Мар, 2021 г.

*Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионно-
го участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»*

АО «СН ИНВЕСТ»

ЗАДАНИЕ НА РАЗРАБОТКУ ПРОЕКТНО-СМЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»

1. Месторождение (площадь)	Кумжинское
2. Год ввода в пробную или в промышленную разработку	Месторождение в разработку не введено. Строительство скважин в соответствии с разработанным групповым рабочим проектом будет являться частью промышленной разработки месторождения
3. Местоположение месторождения (площади) (область, округ, район)	Российская Федерация Ненецкий автономный округ, Заполярный район. Приложение №3
4. Основание для проектирования (проект разведки, проект пробной эксплуатации, проект или тех. схема разработки, протокол)	Лицензия на право пользования недрами №НРМ00813НР от 27.11.2017 г., Технологическая схема ОПР Кумжинского газоконденсатного месторождения - Протокол ЦКР от 24.12.2015 г. №1082 (уточняется на стадии проектирования)
5. Объем проектных работ	<p>Проектная документация разрабатывается в соответствии с требованиями ПБНГП, постановлением Правительства №87 и прочими нормативными актами РФ, регламентирующими требования по разработке, экспертизе, согласованию и утверждению проектной документации на строительство скважин и должна включать в себя следующие разделы (приведён минимальный перечень)</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. ОТР (основные технические решения) 1. ИИ (инженерные изыскания) 2. ПЗ (пояснительная записка); 3. ИОС (сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений); 4. ПЗУ (схема планировочной организации земельного участка); 5. Перечень мероприятий по охране окружающей среды, включая ОВОС; 6. ГОиЧС (перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного ха-

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

	<p>рактера);</p> <p>7. ТБЭ (требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства);</p> <p>8. Мероприятия по рекультивации нарушенных или загрязненных земельных участков и почвенного покрова.</p> <p>9. ПОС (Проект организации строительства)</p> <p>10. ПБ (Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности)</p> <p>11. КР (Конструктивные и объемно-планировочные решения)</p> <p>12. Раздел «Консервация и ликвидация скважин на Кумжинском ЛУ», в составе Группового проекта «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»</p> <p>13. Сметная документация;</p>
6. Особые условия проектирования	<ul style="list-style-type: none"> – геологические условия (набухающие глины, поглощения, осыпи и обвалы); – сероводород до 0,1%, углекислый газ до 2,6%; – ООПТ; – месторождение находится в долине (включая пойму) реки Печора с многочисленными протоками; – автономное месторождение, объекты инфраструктуры отсутствуют.
7. Цель бурения (поиск, разведка, эксплуатация)	Эксплуатация пласта С ₂₋₃ в целях добычи газа и газового конденсата
8. Количество кустов и скважин, которые будут строиться по данному проекту, их номера	<p>6 кустовых площадок;</p> <p>Общее количество скважин - 32.</p> <p>Номера кустов, скважин и их координаты уточняются Заказчиком на стадии проектирования.</p> <p>Предварительные географические координаты кустовых площадок, долготы/широта:</p> <p>КГС 1: 53°4'53"/68°9'6"</p> <p>КГС 2: 53°51'1"/68°6'39"</p> <p>КГС 3: 53°50'22"/68°3'59"</p> <p>КГС 4: 53°55'8"/68°9'32"</p> <p>КГС 5: 53°49'53"/68°10'27"</p> <p>КГС 6: 53°41'14"/68°13'5"</p>

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

9. Назначение скважин (поисковые, разведочные, эксплуатационные и т.п.)	Эксплуатационные
10. Стратиграфия и литология разреза, проектный коэффициент кавернозности	В соответствии с Приложением 1
11. Вид бурения (вертикальный, наклонно-направленный, горизонтальный)	Разработать два варианта технических и технологических решений: 1. Для вертикальных скважин с геологической нагрузкой; 2. Для наклонно-направленных скважин;
12. Способ бурения	Комбинированный (ротор/СВП + ВЗД, СВП + роторно-управляемая система)
13. Типы и глубины применения забойных двигателей и долот (по вертикали)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).
14. Планируемый к применению бурильный инструмент	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).
15. Тип буровой установки	По расчетам организации-проектировщика (МБУ, БУ 3900 и т.д.) Дополнительно обосновывается проектным институтом и согласовывается Заказчиком при разработке проектной документации. Предусмотреть возможность применения верхних силовых приводов (СВП). В составе ПД необходимо предоставить спецификации БУ.
16. Вид энергии	Рассмотреть два варианта электро-снабжения: от ДЭС и от внешних источников электроснабжения
17. Вид строительства буровой установки	Первичный монтаж, передвижка БУ на кусте
18. Сведения о проекте строительства кустового (индивидуального) основания и подъездных дорог	Кустовая отсыпная площадка с шламонакопителями и амбарами (факельными и ПВО); Подъездная отсыпная дорога от площадки для разгрузки оборудования и вертолетной площадки до кустовой площадки; Вертолетная площадка; Площадка для разгрузки оборудования.
19. Размещение бурового шлама и жидких отходов	Безамбарное бурение, обезвреживание и/или вывоз буровых отходов на основании расчета объема бурового шлама (после обоснования и согласования Заказчиком).
20. Проектный горизонт, шифр пласта	С ₂₋₃

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

21. Глубина кровли проектного горизонта (пласта) $L_{пл}$ (по вертикали), общая толщина (мощность) пласта $h_{пл}$ (по вертикали)	C_{2-3}	$L_{пл}$ 2320	$h_{пл}$ 185
22. Глубина скважины $L_{скв.}$ по вертикали	2500 м (уточняется по расчетам организации-проектировщика)		
23. Вид проектного профиля, длина вертикального участка L_v максимально допустимый зенитный угол α_{max} , допустимая пространственная интенсивность изменения угла в интервале набора $i_{доп}$, проектное отклонение от вертикали точки входа в кровлю продуктивного пласта $L_{твп}$, зенитный угол α при входе в кровлю продуктивного пласта, градус)	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком).		
24. Радиус круга допуска точки входа в пласт, м	50 м		
25. Отклонение от вертикали по кровле пласта C_{2-3} для составления ПД	Вертикальные скважины – 0 м; Наклонно-направленные – 0 – 2000 м (уточняется Заказчиком на стадии проектирования).		
26. Конструкция скважины (диаметры D_k и глубины спуска L_k колонн <u>по вертикали</u>), диаметры долот D_d	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком). Рассмотреть возможность/ необходимость применения термокейсов в соответствии с градиентом температуры по разрезу. Предварительная альтитууда ротора - +14 м.		
27. Типы резьбовых соединений обсадных колонн	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком) в соответствии с ГОСТ 632-80. Рассмотреть применение газогерметичных резьбовых соединений.		
28. Минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком).		
29. Конструкция забоя (зацементированная колонна, готовый фильтр, открытый забой, перфорированная колонна или хвостовик)	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком).		
30. Тип цемента (облегченный, нормальный), высота подъема цементного раствора за колонной (по вертикали) и технология цементирования (одно- или двухступенчатая, российская, зарубежная, станция контроля):	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком). При цементировании обсадных колонн предусмотреть использование цемента по ГОСТ 1581-96. Предусмотреть использование заколонных пакеров с установкой в		

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжисинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта C_{2-3} »




АО «СН ИНВЕСТ»

	<p>предыдущей колонне, МСЦ</p> <p>С целью обеспечения высокого качества крепи и отсутствие МКД и МКП необходимо предусмотреть применение газоблокаторов, пластификаторов, расширителей, замедлителей, пеногасителей, понизителей фильтрации, стабилизаторов.</p> <p>Требования к буферной жидкости (БЖ): могут применяться моющие буферные жидкости на основе ПАВ, реологические многокомпонентные составы с возможностью регулирования реологических свойств в различном диапазоне плотностей и температур, а также их комбинация. БЖ должны быть совместимы с буровыми и тампонажными растворами.</p>
31. Способы контроля процесса и качества цементирования	СКЦ-01, АКЦ-ФКД, СГДТ-НВ
32. Тип бурового раствора (естественный, из глинопорошка), тип утяжелителя (барит, меловая крошка) и реагенты химобработки	<p>По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).</p> <p>Буровой раствор должен обеспечить качественную очистку ствола, снижение вероятности геологических осложнений (осыпи и обвалы, сужения ствола, поглощения, дифференциальные прихваты), а также качественное вскрытие продуктивного горизонта.</p>
33. Средства очистки бурового раствора (марка):	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком).
<ul style="list-style-type: none"> • вибросита • пескоотделитель • илоотделитель • центрифуга • дегазатор 	<p>Предусмотреть применение:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 4-х ступенчатой системы очистки буровых растворов (вибросита, гидроциклоны, илоотделители, центрифуги) - дегазатора.
34. Техника и технология первичного вскрытия продуктивного пласта	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).
35. Объекты и интервалы отбора керна (по вертикали). Тип колонкового снаряда	<p>С₂₋₃ 2320-2500 м.</p> <p>По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком). КERN изолированный, в пластиковых контейне-</p>

Задание на разработку проектно-сметной документации
Грунтовой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

	рах (диаметр керна 80 мм)		
36. Объекты и интервалы испытания в открытом стволе с помощью КИИ (по вертикали)	Не планируется (уточняется на стадии проектирования)		
37. Интервал отбора шлама (по вертикали)	650-1500 м – каждые 20 м. 1500-2500 м – каждые 5 м.		
38. Комплекс геофизических исследований в открытом стволе и в колонне	«Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», 1999г. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», 2001 г. РД 153-39.0-072-01. В соответствии с требованиями законодательства РФ. Расширенный комплекс ГИС по требованию Заказчика.		
39. Корректировка ствола с помощью телеметрической системы (MWD - система)	Да		
40. Давление опрессовки эксплуатационной колонны	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
41. Станция ГТИ	0 – окончание строительства скважины. Состав комплекса ГТИ, перечень работ, количество и перечень измеряемых параметров - по расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
42. Интервалы залегания газоносных пластов	1478-2505		
43. Интервалы перфорации проектного горизонта (пласта) (по вертикали)	C ₂₋₃	2320-2436	
	Интервалы перфорации уточняются по данным бурения и ГИС геологической службой Заказчика.		
44. Условия вторичного вскрытия пласта (на репрессии, на депрессии)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком). Рассмотреть возможность вскрытия на депрессии.		
45. Интервал залегания продуктивного горизонта, м (по вертикали)	C ₂₋₃	2320-2505	
46. Сведения о пластовых давлениях и температуре по геологическому разрезу (по подошве продуктивных пластов)		P, МПа	T, °C
	T _I	15,4	39
	P _{VIII}	17,6	44
	P _{VII}	18,7	46
	P _{VI}	19,0	46
	P _V	19,0	47
	P _{IV}	19,3	47
	P _{Iar}	21,7	52
P _{Is}	24,4	57	

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта C₂₋₃»

АО «СН ИНВЕСТ»

	C ₂₋₃	27,0	60
47. Ожидаемый газовый фактор, мЗ/т	-	-	-
48. Существующие зоны АВПД	-		
49. Тип перфоратора, плотность перфорации и условия перфорации (при депрессии или репрессии, перфорационная жидкость)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
50. Тип и диаметр НКГ при эксплуатации	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
51. Способы вызова притока и освоения скважины (свабирование, с помощью струйного насоса типа УОС, УГИС и т.п.)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
52. Виды гидродинамических исследований пласта на стадии освоения (КВД, КВУ, ИК)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
53. Плотность газа в пластовых условиях $\rho_{пл}$, кг/м ³ / вязкость газа в пластовых условиях μ_n , мПа·с / средняя проницаемость пласта, $K_{пр}$, мкм ²	T ₁ P _{IV-VIII} P _{1ар} P _{1с} C ₂₋₃	123 / 0,017 / 1,5 143 / 0,018 / 6,1 153 / 0,019 / 4,0 208 / 0,024 / 30,5 191 / 0,236 / 20,3	
54. Прогнозируемый дебит газодобывающей скважины, м ³ /сут	1 000 000		
55. Тип установки для освоения	По расчетам организации-проектировщика (по дополнительному согласованию с Заказчиком): А-50, "Кремко", УПА 60/80 либо аналоги грузоподъемностью не менее 50т. В соответствии с требованиями ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от от 15.12.2020 г. № 534		
56. Наличие в геологическом разрезе многолетнемерзлых пород (ММП) и интервал их залегания, м	Ожидаемый интервал 0-314 м (дополнительно уточняется Заказчиком)		
57. Ожидаемые градиенты пластовых давлений, МПа/100 м	0 - 1450 – 0,98 1450 - 1502 – 1,03 1502 - 2300 – 1,06 2300 - 2500 – 1,08 Уточняется дополнительно на стадии разработки проектной документации		
58. Максимально допустимое снижение уровня жидкости в скважине в процессе испытания (освоения) или эксплуатации, м	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).		
59. Способ интенсификации притока на стадии освоения	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком). Предусмотреть применение СКО, ГРП		

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта C₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

	иные методы интенсификации притока
60. Способ эксплуатации, интервалы установки глубинного насоса (по вертикали)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком).
61. Оборудование устья скважины (ПВО, колонная головка, фонтанная арматура)	По расчетам организации-проектировщика (после обоснования и согласования Заказчиком) с учётом наличия в скважине сероводорода и углекислого газа.
62. Рекомендуемая коммерческая скорость бурения	По расчету
63. Источник водоснабжения (скважина-колодец и т.п.)	Техническое водоснабжение - водозаборная скважина (разработка проекта на водозаборную скважину в соответствии с п. 67); Хозяйственно – питьевые нужды - привозная бутилированная вода.
64. Источник теплоснабжения	Предусмотреть, подтвердить расчетом в процессе бурения, освоения скважин - котельную установку
65. Связь	Обеспеченность бесперебойной и надежной двухсторонней связью (с использованием спутниковых, радио и др. средств связи) между буровой (ГТИ) и руководством предприятия, ВЧ. Так же буровая должна быть обеспечена прямой телефонной связью: представитель Заказчика – мастер, мастер – бурильщик, мастер – оператор станции ГТИ, бурильщик – оператор станции ГТИ
66. Дополнительные требования к проектированию	Разработать ОТР (основные технические решения) в составе тома ПЗУ (схема планировочной организации земельного участка): - на инженерную подготовку площадки строительства кустов эксплуатационных скважин - на строительство вертолетной площадки; - на строительство площадки для разгрузки оборудования; - на строительство подъездной отсыпной дороги площадка для разгрузки оборудования – вертолетная площадка – площадка строительства скважины; - Разработать ОТР, ПД (проектная документация) на строительство скважин для временного технического водоснабжения на период строительства

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

	<p>скважины, получить все необходимые экспертизы и согласования (включая гидрогеологическое заключение), обозначить точки строительства скважин на схемах кустовых площадок;</p> <p>- Разработать рыбохозяйственный раздел с согласованием его в компетентных органах (необходимость разработки данного раздела дополнительно уточняется в процессе разработки проектной документации);</p> <p>Исполнитель собственными силами (либо с привлечением субподрядчика по согласованию с Заказчиком) выполняет все проектно-изыскательские работы.</p> <p>До начала выполнения работ разработать и согласовать с Заказчиком график третьего уровня</p> <p>Разработать техническое задание на выполнение работ по строительству скважин «под ключ»</p>
67. Государственная экспертиза проекта	<p>Разработчик проекта по доверенности от Заказчика собственными силами осуществляет сопровождение и прохождение экспертизы промышленной безопасности, государственной экологической и глав госэкспертизы (в т.ч. проведение общественных слушаний) разработанной проектной документации, включая результаты ИИ в установленные Заказчиком сроки (ФЗ - 174 статья 11 п.7.9 – о необходимости проходить экологическую экспертизу, т.к. НАО – отнесено к Арктической зоне)</p>
68. Требования к выполнению инженерных изысканий	<p>Выполнить комплекс инженерных изысканий в соответствии с требованиями СНиП 11-04-97, СП 11-105-97, СП 47.13330.2016, СП 47.13330.2012 (Использовать пункты, включенные в Постановление Правительства РФ от 26 декабря 2014 г. N 1521) и СП 11-104-97 и других действующих нормативных документов, в объеме, достаточном для разработки проектной документации и прохождения государственной экспертизы, в том числе:</p> <ul style="list-style-type: none"> - инженерно-геодезические

*Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумэжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»*




АО «СН ИНВЕСТ»

	<p>изыскания;</p> <ul style="list-style-type: none"> – инженерно-геологические изыскания (в том числе инженерно-геофизические); – инженерно-гидрометеорологические изыскания; – инженерно-экологические изыскания; – инженерная разведка местности на предмет обнаружения ВОП; – историко-культурные исследования. <p>Обеспечить сопровождение материалов инженерных изысканий в экспертизе, для получения положительного заключения, вплоть до личного присутствия.</p> <p>До начала выполнения полевых работ разработать и согласовать с Заказчиком программы инженерных изысканий.</p> <p>Подготовить и согласовать с Заказчиком график выполнения работ.</p>
69. Требования по промышленной безопасности и экологические требования	<ol style="list-style-type: none"> 1. В соответствии с требованиями ФНП в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от от 15.12.2020 г. № 534 2. Выполнить в соответствии с действующим законодательством РФ, типовыми требованиями по вопросам охраны труда, пожарной и промышленной безопасности при разработке ПД (СЗ-ПР-7368 от 02.02.2016); 3. В соответствии с прочими действующими нормативными регламентирующими документами.
70. Этапы строительства	Мобилизация, первичный монтаж, бурение, передвигка на кусте, освоение, демонтаж, демобилизация
71. Консервация и ликвидация скважин	Разработать раздел в составе «Группового рабочего проекта на строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка, эксплуатация пласта С ₂₋₃ », «Консерва-

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

	ция, ликвидация скважин на Кумжинском ЛУ».
72. Состав выпускаемой документации	<ol style="list-style-type: none"> 1. Основные технические решения (варианты технических решений, сравнение и выбор); 2. ИИ 3. ПЗ (пояснительная записка); 4. ИОС (сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений); 5. ПЗУ (схема планировочной организации земельного участка); 6. ООС (перечень мероприятий по охране окружающей среды); 7. ГОиЧС (перечень мероприятий по гражданской обороне, мероприятий по предупреждению чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера); ТБЭ (требования к обеспечению безопасной эксплуатации объектов капитального строительства); 8. Мероприятия по рекультивации нарушенных или загрязненных земельных участков и почвенного покрова. 9. ПОС (Проект организации строительства) 10. ПБ (Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности) 11. КР (Конструктивные и объемно-планировочные решения) 12. Раздел «Консервация и ликвидация скважин на Кумжинском ЛУ, в составе Группового проекта «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃» 13. Сметная документация; 14. Отчёт об инженерных изысканиях; 15. Презентационный материал (предоставляется по каждому этапу работ и разделам документации); 16. Прочие материалы, запрашиваемые Заказчиком.
73. Требования к разработке сметной документации	Разработка сметных расчётов строительства скважин производится ресурсным методом по справкам, расчётам, калькуляциям и иным

*Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»*




АО «СН ИНВЕСТ»

	обосновывающим документам, утверждённым заказчиком. Перечень исходных данных и требования к сметному расчёту приведены в приложении №2 к ЗП
74. Требования к передаче документации	Групповой рабочий проект, включая заключения экспертиз (2 экз. в печатном виде и 1 экз. в электронном виде). Текстовые документы предоставить в оригинальных форматах (MS Office) и в неотредактируемом формате PDF. - Документация, передаваемая Заказчику в неотредактируемой форме (PDF), должна быть полностью подписана (т.е. должен быть отсканирован подписанный экземпляр ПСД);
75. Заказчик	АО «СН Инвест»
76. Генеральная проектная организация	ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Дополнительные требования, уточняющие объем проектных работ:

1. Исполнитель проекта для составления акта выбора земельного участка согласовывает с Заказчиком границы земельного отвода под кустовую площадку, подъездную отсыпную дорогу от площадки для разгрузки оборудования и вертолетной площадки, вертолетную площадку, площадка для разгрузки оборудования;
2. Непосредственно после заключения договора Исполнитель проекта разрабатывает и утверждает Заказчиком задание на выполнение инженерных изысканий;
3. Предоставить на согласование Заказчику с целью последующего включения в проектную документацию варианты по заканчиванию скважин (компоновки нижнего и верхнего заканчивания, брейкерные составы, клапан-отсекатель и пр.), методам борьбы и предупреждению преждевременного выхода из строя из-за повышенной коррозии скважинного (обсадные колонны, лифт НКТ и пр.) и наземного (колонные головки и фонтанные арматуры) оборудования, связанного с наличием в скважинах сероводорода и углекислого газа;
4. Исполнитель проекта собственными силами осуществляет авторский надзор за соблюдением проектных решений путём предоставления Заказчику безотзывной оферты;
5. До начала выполнения работ разработать и согласовать с Заказчиком график третьего уровня;
6. Результатом работ является готовая для выполнения работ по строительству скважин проектно-сметная документация с положительными заключениями ГЭЭ, ГГЭ и ЭПБ;
7. Положительные заключения государственных экспертиз должны быть получены не позднее: ГЭЭ – 31.05.2022, ГГЭ – 31.08.2022.

*Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжисинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»*

АО «СН ИНВЕСТ»

Приложение №1 к ТЗ

Стратиграфическая характеристика геологического разреза месторождения Кумжинского в районе строительства проектных скважин, градиенты пластовых давлений и коэффициенты кавернозности

Таблица 1 - Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м (по вертикали)		Стратиграфическое подразделение		Коэффициент кавернозности в интервале
от (верх)	от (верх)	название	индекс	
0	140	Четвертичная система	Q	1,30
140	360	Меловая система <i>Нижний отдел</i>	K ₁	1,30
360	560	Юрская система <i>Верхний отдел</i>	J ₃	1,30
560	670	<i>Нижний и средний отделы</i>	J ₂₊₁	1,30
670	1450	Триасовая система <i>Верхний и средний отделы</i>	T ₃₊₂	1,20
1450	1502	<i>Нижний отдел</i>	T ₁	1,20
1502	1790	Пермская система <i>Верхний отдел</i>	P ₂	1,20
1790	1962	<i>Нижний отдел</i> Кунгурский ярус	P _{1k}	1,20
1962	2226	Аргинский ярус	P _{1ar}	1,20
2226	2300	Ассельский + сакмарский ярусы	P _{1a+s}	1,20
2300	2500	Каменноугольная система <i>Верхний и средний отделы</i>	C ₃₊₂	1,20

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»

АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 2 - Литологическая характеристика разреза

Индекс стра- тигра- фиче- ского под- разде- ления	Интервал, м		Краткое название горной по- роды	Про- цент содер- жания в интер- вале, %	Стандартное описание горной породы
	от (верх)	до (низ)			
1	2	3	4	5	6
Q	0	140	Суглинок Галька	50 50	Суглинки опесчаненные с гравием, галькой, валунами с линзами и прослой галечников.
K ₁	140	360	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Глины темно-серые и песчано-алевритовые породы, неравномерно глинистые.
J ₃	360	560	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Глины сильно известковистые, неравномерно алевритистые, в нижней части разреза – переслаивание глин неравномерно алевритистых, известковистых, песчаников неравномерно известковистых, глинистых и алевролитов глинистых.
J ₂₊₁	560	670	Песок Алевролит Глина Песчаник	40 20 20 20	Пески светло-серые, кварцевые, с прослоями алевролитов, глин и песчаников.
T ₃₊₂	670	1450	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Переслаивание глин зеленовато-серых, с включениями конкреций сидерита и углефицированных растительных остатков, песчаников серых, глинистых и алевритов светло-серых, мелкозернистых.
T ₁	1450	1502	Глина Песчаник Алевролит	40 30 30	Пестроцветная толща представляет собой переслаивание глин, песчаников, алевролитов.
P ₂	1502	1790	Глина Песчаник Алевролит Аргиллит Мергель	20 20 20 20 20	Неравномерное переслаивание серой аргиллитоподобной глины, зеленовато-серого, полимиктового песчаника, серых алевролитов и аргиллитов с прослоями темно-серых мергелей и плохо отсортированных галечников.
P _{1k}	1790	1962	Песчаник Алевролит Аргиллит Глина	40 30 20 10	Неравномерное переслаивание песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин.
P _{1ar}	1962	2226	Алевролит Известняк	60 40	Неравномерное переслаивание алевролитов известковистых и известняков глинистых.
P _{1a+s}	2226	2300	Известняк Алевролит	70 30	Известняки глинистые с прослоями алевролитов в верхней части разреза.
C ₃₊₂	2300	2500	Известняк Доломит	80 20	Известняки органогенно-обломочные, разнокристаллические, кавернозные, трещиноватые, в нижней части с прослоями доломита.

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжунского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»

АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 3 - Физико-механические свойства горных пород по разрезу

Индекс страти- графиче- ского под- разде- ления	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плот- ность, кг/м ³	Пори- сто- сть, %	Про- ница- емост ь, мД	Гли- ни- сто- сть, %	Кар- бо- нат- ность, %	Твер- дость по Шрей- неру кгс/мм ²	Абра- зив- ность	Категория породы по промышл. классифи- кации (твердая, мягкая и т.п.)	Ко- эф. Пуас- сона	Мо- дуль Юн- га, кгс/м ²
	от (верх)	до (низ)											
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Q	0	140	Суглинок	2330	38,6				10	2,0	мягкая	0,35	205
			Галька	2830	26,8				90	5,0	твердая	0,28	180
K ₁	140	360	Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
			Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
J ₃	360	560	Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
			Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
J ₂₊₁	560	670	Песок	2300	30,1				150		сыпучая	0,30	250
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
			Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
			Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
T ₃₊₂	670	1450	Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
			Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
T ₁	1450	1502	Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
			Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
P ₂	1502	1790	Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
			Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
			Аргиллит	2740	9,1				100	3,0	средняя	0,33	300
			Мергель	2610	9,1				100	3,0	мягкая	0,33	110
P _{1k}	1790	1962	Песчаник	2730	9,2				210	7,0	средняя	0,32	480
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
			Аргиллит	2740	9,1				100	3,0	средняя	0,33	300
			Глина	2710	30,1				80	1,5	мягкая	0,35	190
P _{1ar}	1962	2226	Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
			Известняк	2740	9,6				200	3,5	средняя	0,31	610
P _{1a+s}	2226	2300	Известняк	2740	9,6				200	3,5	средняя	0,31	610
			Алевролит	2650	13,2				100	6,5	мягкая	0,26	260
C ₃₊₂	2300	2500	Известняк	2740	9,6				200	3,5	средняя	0,31	610
			Доломит	2830	7,5				300	4,5	твердая	0,27	550

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжшского лицензионно-
го участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 4 - Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал (вертикаль/ствол), м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, Д/сПз	Содержание, % веса		Свободный дебит, т/сут	Параметры растворённого газа				
	от (верх)	до (низ)		в пластовых условиях	после дегазации		серы	парафина		содержание, %		относительная по воздуху плотность газа	коэффициент сжимаемости, 1/МПа*10 ⁻⁴	давление насыщения в пластовых условиях, МПа
										газовый фактор, м ³ /т	сероводород			
Нефтяные пласты не вскрываются.														

Таблица 5 - Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, газоконденсат)	Содержание сероводорода, % по объёму	Содержание углекисло-го газа, % по объёму	Относительная по воздуху плотность газа	Коэффициент сжимаемости газа в пластовых условиях	Свободный дебит, тыс. м ³ /сут	Плотность газоконденсата, кг/м ³		Фазовая проницаемость, мкм ²
	от (верх)	до (низ)								в пластовых условиях	после дегазации	
T ₁	1478	1497	терриг. поровый	газ, газоконденсат	отс.	0,41	0,609	0,9	до 40	н.д.	н.д.	1,5
P _{VIII}	1663	1666			отс.	0,15	0,600	0,9	до 320	н.д.	н.д.	8,6
P _{VII}	1761	1770			отс.	0,40	0,608	0,9	н.д.	н.д.	н.д.	3,3
P _{VI}	1788	1791			отс.	0,42	0,608	0,9	н.д.	н.д.	н.д.	8,6
P _V	1793	1797			отс.	0,42	0,608	0,9	н.д.	н.д.	н.д.	8,6
P _{IV}	1819	1820			отс.	0,73	0,614	0,9	до 20	н.д.	н.д.	1,8
P _{Iar}	2017	2047			отс.	0,075	0,762	0,9	до 250	н.д.	700	4,0
P _{Is}	2240	2300			отс.	0,075	0,762	0,9	до 250	н.д.	700	30,5
C ₂₋₃	2320	2500	карб. порово-трещ.		0,1	2,6	0,635	0,9	до 1500	н.д.	747	20,3

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумэжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 6 - Водоносность

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Тип коллектора	Плот- ность, кг/м ³	Дебит, м ³ /сут.	Тип воды по Сулину	Степень минера- лизации, г/л	Относится к источни- ку питье- вого водо- снабжения (да, нет)
	от (верх)	до (низ)						
1	2	3	4	5	6	7	8	9
T _I	1497	1510	поровый	1010 – 1030	до 140	ХЛН	до 54	нет
P _{VIII}	1666	1674	поровый	1010 – 1030	до 3	ХЛН	до 54	нет
P _{VII}	1770	1778	поровый	1010 – 1030	до 2	ХЛН	до 54	нет
P _{VI}	1791	1793	поровый	1010 – 1030	н.д.	ХЛН	до 54	нет
P _V	1797	1804	поровый	1010 – 1030	н.д.	ХЛН	до 54	нет
P _{IV}	1820	1834	поровый	1010 – 1030	до 3	ХЛН	до 54	нет

Примечание – тип воды по Сулину: СФН – сульфатонатриевый, ГКН – гидрокарбонатнатриевый, ХЛН – хлоридно-натриевый, ХЛК – хлоридно-кальциевый

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумэжинского лицензионно-
го участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 7 – Термобарические условия по разрезу

Индекс страти- графиче- ского подраз- деления	Интервал, м		Градиент давления, кгс/см ² на 10 м				Температура в конце ин- тервала, °С
	от (верх)	до (низ)	пластового	порового	горного	гидрораз- рыва	
1	2	3	4	5	6	7	8
Q	0	140	1,00	–	2,58	1,73	–
K ₁	140	360	1,00	–	2,65	1,76	9
J ₃	360	560	1,00	–	2,67	1,87	15
J ₂₊₁	560	670	1,00	–	2,65	1,73	17
T ₃₊₂	670	1450	1,00	–	2,67	1,77	38
T ₁	1450	1502	1,05	–	2,68	1,79	39
P ₂	1502	1790	1,08	–	2,68	1,82	47
P _{1k}	1790	1962	1,08	–	2,68	1,79	51
P _{1ar}	1962	2226	1,08	–	2,68	1,70	57
P _{1a+s}	2226	2300	1,08	–	2,68	1,75	57
C ₃₊₂	2300	2500	1,10	–	2,69	1,79	60

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжсинского лицензионно-
го участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Возможные осложнения при бурении скважин*

Таблица 8 - Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья до статического уровня, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, кгс/см ² на 10 м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
P ₂ - P ₁	1502	2300	50	н.д.	да	н.д.	н.д.	Вскрытие высокопроницаемых, трещиноватых пород. Плотность промывочной жидкости превышает ЭЦП в скважине давления начала поглощения (превышение допустимой скорости СПО, образование сальников, превышение плотности бурового раствора).

Таблица 9 - Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Буровые растворы, применявшиеся ранее			Время начала осложнения, сут	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)	тип раствора	плотность, кг/м ³	дополнительные данные по раствору, влияющие на устойчивость пород		
Q - J ₃	0	560	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	Повышенная водоотдача, пониженная вязкость и СНС бурового раствора. Недолив скважины, падение уровня бурового раствора в скважине.
J ₂₊₁ - T ₃₊₂	560	1450	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	Разупрочнение глинистых и глинисто-карбонатных пород различной степени литификации при длительном контакте с буровым раствором.
P ₂ - P _{1k}	1502	1962	н.д.	н.д.	н.д.	н.д.	

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжунского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 10 - Нефтегазоводопроявления

Индекс страти- графиче- ского под- разде- ления	Интервал по вертикали, м		Вид про- явля- емого флюи- да (вода, нефть, кон- ден- сат, газ)	Длина столба газа при ликви- дации НГВП, м	Плотность сме- си при проявле- нии для расчета избыточных давлений, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявле- ния (в виде пленок нефти, пузырьков газа, перелива во- ды, увеличения водоотдачи и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внут- ренне- го	наруж- ного		
T _I	1478	1497	газо- кон- денсат	-	-	-	Снижение уров- ня или плотно- сти бурового раствора при вскрытии про- дуктивного пла- ста	Пленка УВ, пу- зырьки газа, пере- ливы бурового рас- твора на устье скважины, увели- чение объема рас- твора в приемных емкостях
P _{VIII}	1663	1666		-	-	-		
P _{VII}	1761	1770		-	-	-		
P _{VI}	1788	1791		-	-	-		
P _V	1793	1797		-	-	-		
P _{IV}	1819	1820		-	-	-		
P _{Iar}	2017	2047		-	-	-		
P _{Is}	2240	2300		-	-	-		
C ₂₋₃	2320	2500		-	-	-		

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионно-
го участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»

АО «СН ИНВЕСТ»

Таблица 11 - Прихватоопасные зоны

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал по вертикали, м		Вид прихвата (от перепада давления, заклинки, сальникообразования и т.д.)	Раствор, при применении которого произошел прихват (тип, плотность, водоотдача, смазывающие добавки)	Наличие ограничений на оставление инструмента без движения или промывки (да, нет)	Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				
Q – J ₃	0	560	при осыпании породы	н.д.	да	В процессе бурения скважины, при СПО, при оставлении БИ без промывки и расхаживания, при спуске обсадных колонн.
J ₂₊₁ – T ₃₊₂	560	1450	при осыпании породы	н.д.		
P ₂ - P ₁	1502	2300	дифференциальный, при осыпании породы	н.д.		
C ₃₊₂	2300	2500	дифференциальный	н.д.		

* возможные осложнения при бурении могут быть дополнены Заказчиком и/или Исполнителем на стадии проектирования.

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжсинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Приложение №2 к ЗП

**Перечень исходных данных
для определения сметной стоимости строительства скважин**

Разработка сметных расчётов строительства скважин производится по справкам, расчётам, калькуляциям и иным обосновывающим документам, утверждённым организацией - заказчиком.

Наименование*	Показатель (значение)*
1. Накладные расходы, %	
2. Инфляционный коэффициент	
3. Плановые накопления, %	
4. Добровольное страхование,	
5. Форма оплаты труда буровой бригады	
6. Количество рабочих в бригаде, чел.	
7. Количество смен в бурении, смен	
8. Количество дополнительных рабочих в бригаде в бурении (слесарь, электрик), чел.	
9. Форма оплаты труда вышкомонтажной бригады	
10. Количество смен в вышкостроении	
11. Количество работающих в смену, чел.	
12. Количество вахт в месяц	
13. Продолжительность рабочей смены, час	
14. Количество работающих котлов, шт.	
- при бурении, креплении	
- при испытании в колонне	
- при консервации, расконсервации, ликвидации скважины	
15. Стоимость топографо-геодезических работ, руб.	
16. Транспортные услуги (автотранспорт, водный транспорт)	
17. Количество вагон-домиков	
- СМР	
- Бурение	
- Испытание	
18. Стоимость проведения профилактических работ по ПФБ при строительстве скважины согласно расчёту ПВЧ	
- при бурении и креплении	
- при испытании одного объекта с БУ	
19. Продолжительность дежурства трактора на период бурения, крепления и освоения, час/сут.	
20. Тампонажная контора или цех	
21. Средства связи	
22. Затраты на проведение отсыпки основания площадки бурения, транспортировки грунта для их проведения выделить в отдельный сметный расчёт	
23. Включить в смету затраты на рекультивацию площадки для строительства скважины.	
24. Включить в смету затраты на обращение с отходами.	

* показатель согласовывается с Заказчиком перед составлением смет

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»




АО «СН ИНВЕСТ»

Сметная документация выдается Заказчику:

- 4 экз. на бумажном носителе, сшитые спиральным зажимом;
- 2 экз. на электронном носителе (CD, DVD, флеш-накопитель), сформированные по томам в составе: в формате MS Office Word, MS Excel, а также в формате программы «Гранд-Смета», и неотредактируемом формате Adobe Acrobat.

Требования к сметной документации.

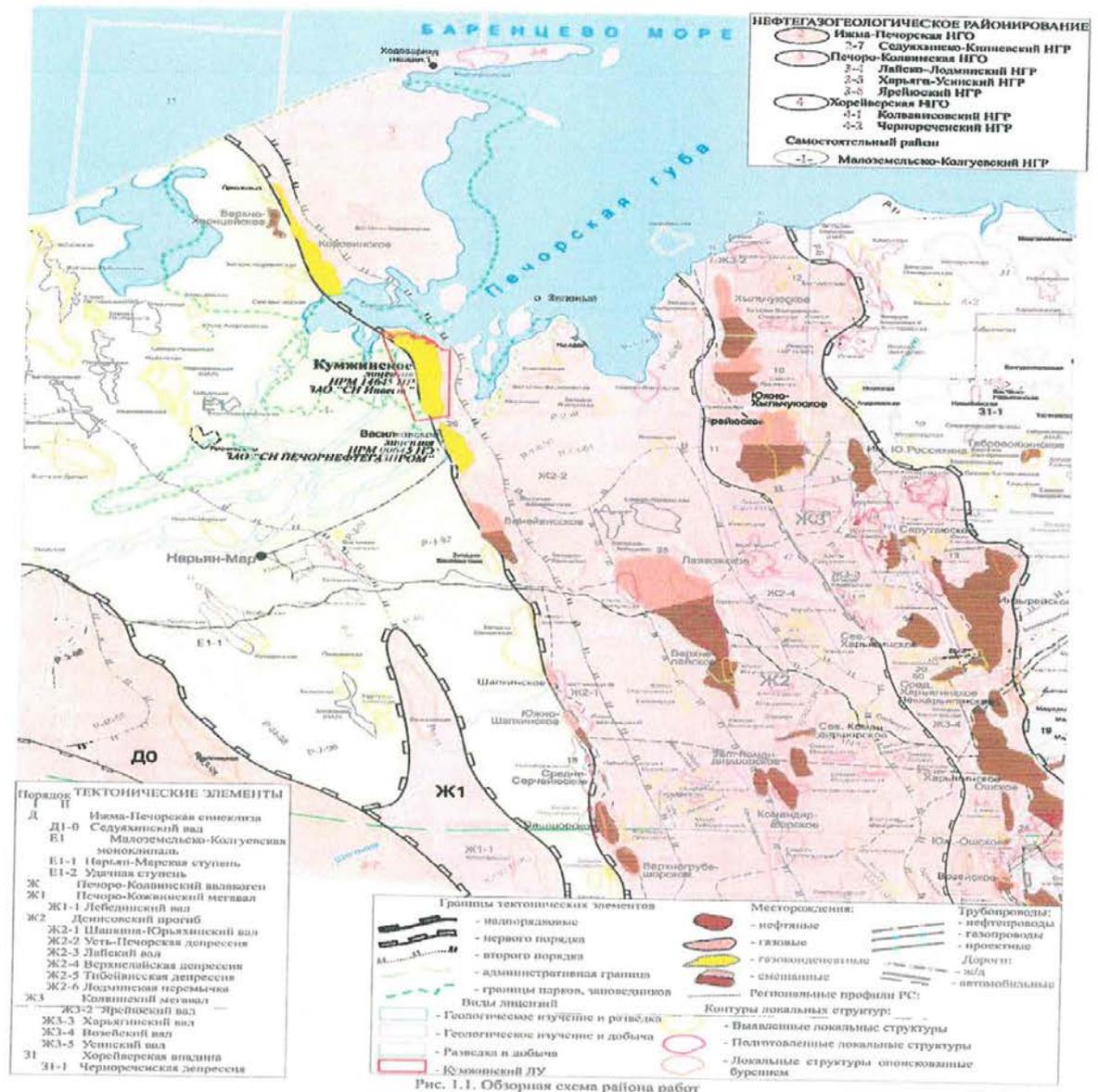
1. Сметная документация должна быть составлена в соответствии с «Методикой определения сметной стоимости строительства, реконструкции, капитального ремонта, сноса объектов капитального строительства, работ по сохранению объектов культурного наследия (памятников истории и культуры) народов Российской Федерации на территории Российской Федерации», утвержденной приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 4 августа 2020 г. N 421/пр. (далее – Методика), в базе ТЕР-2001 Ненецкого АО, в отсутствие разработанных территориальных расценок, расчеты выполнить в базе ФЕР-2001, базисно - индексным методом с применением индексов пересчета сметной стоимости по видам строительства, рекомендуемых к применению Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на соответствующую дату, нормативы накладных расходов принять согласно МДС 81-34.2004, нормативы сметной прибыли принять согласно МДС 81-25.2001, затраты на временные здания и сооружения и затраты на производство работ в зимнее время принять в соответствии с требованиями нормативных документов, включенных в Федеральный реестр сметных нормативов.
2. В пояснительной записке к сводному сметному расчету указать значение всех принимаемых коэффициентов, нормативов, индексов с указанием источника – наименование документа, его номер, номер пункта, таблицы и т.д.
3. Сводный сметный расчет составить в 2 уровнях цен: базисный по состоянию на 01.01.2001 и текущий на дату составления сметной документации.
4. Смету на ПИР оформить в виде расчета на основании Справочников базовых цен на проектные работы и инженерные изыскания, внесенных в Федеральный реестр сметных нормативов.
5. При отсутствии данных по отдельным материальным ресурсам во ФГИС ЦС их сметная цена в текущем уровне формируется на основании расчета в соответствии со сметными нормативами, сведения о которых включены в ФРСН, и результатов конъюнктурного анализа текущих цен не менее 3 (трех) (при наличии) производителей и (или) поставщиков в соответствии с положениями пунктов 13 - 21 Методики. Конъюнктурный анализ текущих цен и коммерческие предложения от поставщиков/производителей представить отдельным томом. Стоимость материалов, оборудования и доставки должны быть согласованы с Заказчиком, о чем должна свидетельствовать подпись уполномоченного на то лица.
6. В сметной документации предусмотреть затраты на приобретение производственного и хозяйственного инвентаря, лабораторного оборудования; инструмента для осуществления технологических процессов, предназначенных для первоначального оснащения строящегося объекта капитального строительства и его функциональной эксплуатации.
7. Затраты на ЗИП и аварийный запас в локальных сметных расчетах выделять в отдельный раздел сметы.
8. Отдельным томом предоставить «Ведомости объемов работ», подтверждающие объемы, учтенные в сметной документации.

*Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»*



АО «СН ИНВЕСТ»

Приложение №3 к ЗП



Согласовано:

Главный инженер проекта
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

А.Н. Николаев

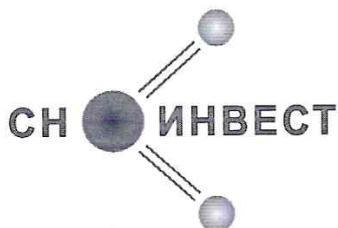
От АО «СН Инвест»
Главный геолог

С.В. Чубаров

Руководитель направления по строительству скважин и КРС

А.Ю. Прокофьев

Задание на разработку проектно-сметной документации
Групповой рабочий проект «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского лицензионного участка. Эксплуатация пласта С₂₋₃»



АО «СН Инвест», 166700, Россия, Ненецкий автономный округ, г. Нарьян-Мар, пгт. Искателей, ул. Строителей, д.8
тел/факс: (81853) 42270, www.pechoralng.com

Исх. № СНИ - 47
От 05.07.2021

Исполнительному директору
ООО «НИПИ нефти и газа УГТУ»

Д.В. Шарову

О выполнении землеустроительных работ

Уважаемый Денис Владимирович!

В ответ на Ваше письмо №03-1-07-3362 от 02.07.2021 сообщаю, что переименование группового рабочего проекта бурения скважин на новое наименование «Строительство эксплуатационных скважин Кумжинского газоконденсатного месторождения. Эксплуатация пласта С₂₋₃» согласовано.

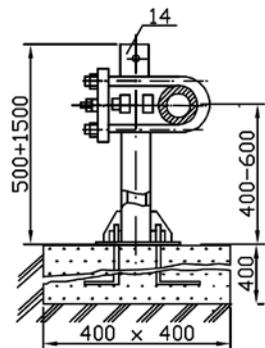
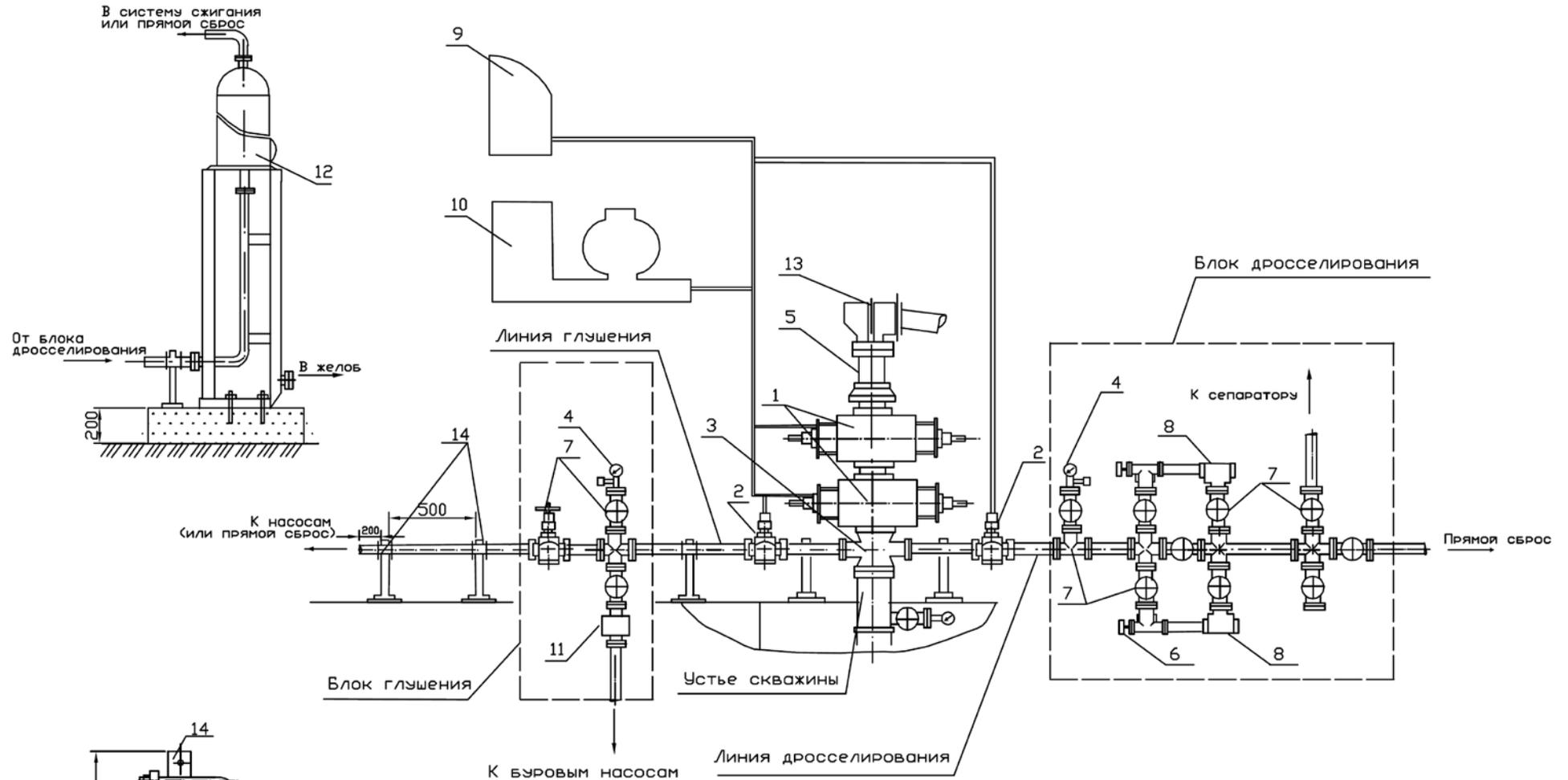
Генеральный директор

А.Е. Маслов

Исп.: Прокофьев А.Ю.
prokofiev@rushimcom.ru



ТИПОВАЯ СХЕМА ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ОП4



П Р И М Е Ч А Н И Я:

1. Повороты выкидных линий выполняются через кованные згольники или тройники с буферными устройствами. Повороты выкидных линий после блока задвижек запрещаются.
2. Расстояние от устья до блоков задвижек должно быть не менее 15 метров.
3. Плашечные превентора оснащаются: верхний - трубными плашками; нижний - глухими плашками.
4. Допускается крепление манифольдов ПВО на зацементированных стойках, заглубленных на 1,2 м.

Пор.	Наименование	К-во	Примеч.
1	Плашечный превентор	2	
2	Задвижка с гидравлическим управл.	2	
3	Устьевая крестовина	1	
4	Манометр с запорным и разрядным устройствами с разделителем сред	2	
5	Надпревенторная катушка	1	
6	Регулируемый дроссель с ручным управлением	2	
7	Задвижка с ручным управлением	12	
8	Гаситель патока	2	
9	Вспомогательный пульт	1	
10	Станция гидропривода	1	
11	Обратный клапан	1	
12	Сепаратор	1	
13	Разъемный желоб	1	
14	Якорь крепления	12	

