


АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»

СОГЛАСОВАНО
Главный инженер проекта
ООО «Газпром проектирование»

 П.С. Складановский

«10» октября 2022 г.

**ПОДКЛЮЧЕНИЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ЗАЛЕЖЕЙ ПЛАСТОВ
А1/1 - А4/1 ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ**

ПРОЕКТНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

**Раздел 4. Здания, строения и сооружения, входящие в
инфраструктуру линейного объекта
Подраздел 3. Сведения об инженерном оборудовании, о сетях
инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-
технических мероприятий, содержание технологических
решений
Часть 2. Технологические решения
Часть 1. Текстовая часть**

0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1

Том 4.3.2.1.1
(Изм.2)

Инов. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	228431

Первый заместитель
генерального директора -
главный инженер



10.10.2022

А.Б. Ганбаров

Главный инженер проекта



10.10.2022

Р.С. Кокорев




Содержание тома 4.3.2.1.1

Обозначение	Наименование	Примечание
0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1-С	Содержание тома 4.3.2.1.1	1 Изм.2 (зам.)
0548.002.П.0/0.0005-СП/15643.П.0-СП	Состав проектной документации	1 Изм.2 (зам.)
0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Технологические решения	153 Изм.2 (зам.)
	Всего листов:	155

Согласовано	

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22	<i>[Подпись]</i>	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1-С	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		
Разраб.	Долгих	<i>[Подпись]</i>	10.10.22	Содержание тома 4.3.2.1.1	Стадия	Лист	Листов
Пров.	Дубинкина	<i>[Подпись]</i>	10.10.22		П	1	
Н.контр.	Захарова	<i>[Подпись]</i>	10.10.22		 АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»		

Состав проектной документации

№ тома	Обозначение	Наименование	Примечание

*Состав проектной документации смотри том 0548.002.П.0/0.0005-СП/15643.П.0-СП «Состав проектной документации».

Согласовано	

Взам. инв. №	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22
Разраб.		Кокорев			10.10.22
Н.контр.		Захарова			10.10.22
ГИП		Кокорев			10.10.22

0548.002.П.0/0.0005-СП/15643.П.0-СП

Состав проектной документации

Стадия	Лист	Листов
П		1

АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»

Содержание

Принятые сокращения	3
Перечень основных нормативных документов	4
1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоёмкости изготовления продукции	8
1.1 Существующее положение. Краткая характеристика УКПГ-10	9
2 Основные потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд	11
2.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов	12
3 Описание источников поступления сырья	12
4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции	13
5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования	13
6 Обоснование количества типов вспомогательного оборудования, в том числе грузоподъемного оборудования, транспортных средств и механизмов	14
7 Перечень мероприятий по обеспечению выполнения требований, предъявляемых к техническим устройствам, оборудованию, зданиям, строениям и сооружениям на опасных производственных объектах	15
8 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств	21
9 Сведения о расчётной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости	22
10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства	23
11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе	25
12 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники	26
13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду	27
14 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов	29
14.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов	29
15 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов.	31
15.1 Основное технологическое оборудование	32
15.1.1 Обязка устьев газовых скважин и прискважинные сооружения	32

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431	Согласовано			10.10.22	10.10.22	10.10.22	Гусева	Сосунов	Кириленко
			Нач. отдела..	Каракозова	Гуслинский						
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						
Разраб.	Долгих				10.10.22	Сведения об инженерном оборудовании, о сетях инженерно-технического обеспечения, перечень инженерно-технических мероприятий, содержание технологических решений. Технологические решения	Стадия	Лист	Листов		
Пров.	Дубинкина				10.10.22		П	1	153		
Гл.спец.	Дубинкина				10.10.22		АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»				
Н.контр.	Захарова				10.10.22						

Принятые сокращения

АСВ	- асфальто-смолистые вещества;
АСПС, КЗ и ПТ	- автоматическая система пожарной сигнализации, контроля загазованности и пожаротушения;
АСУ	- автоматизированная система управления;
АСУ ТП	- автоматизированная система управления технологическими процессами;
БВС	- блок входных сепараторов;
ГЖ	- горючая жидкость;
ГКС	- газокompрессорная служба;
ГПЗ	- газоперерабатывающий завод;
ГПУ	- газопромысловое управление;
ГЩУ	- главный щит управления;
ГФУ	- горизонтальная факельная установка;
ДКС	- дожимная компрессорная станция;
ДНС	- дожимная насосная станция;
ЖУВ	- жидкие углеводороды;
ЗИП	- запасные изделия и приборы;
ИТСО	- инженерно-технические средства охраны;
КИП и А	- контрольно-измерительные приборы и автоматика;
КИГик	- комплексный ингибитор гидратообразования и коррозии;
ЛВЖ	- легковоспламеняющаяся жидкость;
НКПР	- нижний концентрационный предел распространения пламени;
НТД	- нормативно-техническая документация;
ОНГКМ	- Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение;
ПАЗ	- противоаварийная защита;
ПДК	- предельно-допустимая концентрация;
ПК АРМ	- персональный компьютер автоматизированного рабочего места;
ПС	- подъемные сооружения;
САУ	- система автоматического управления;
ТСО	- технические средства охраны;
УКПГ	- установка комплексной подготовки газа;
УППК	- установка приема, подготовки и перекачки жидких углеводородов;
ФВД	- факел высокого давления;
ФНД	- факел низкого давления.

Изм. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431	
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	3
№ док	Зам. 2107-22	Подпись	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	
Дата					

Перечень основных нормативных документов

Настоящий раздел проектной документации выполнен в соответствии с основными действующими нормативными и руководящими документами:

- Федеральный закон от 21 июля 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (с изменением от 29.07.2018);
- Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (с изменением от 29.07.2017);
- Федеральный закон от 30 декабря 2009 г. № 384-ФЗ «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» (с изменением от 02.07.2013);
- «Правила противопожарного режима в Российской Федерации», утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации № 1479 от 16 сентября 2020 г.;
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011);
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» (ТР ТС 012/2011);
- Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под давлением» (ТР ТС 032/2013). Серия 20. Выпуск 14;
- Руководство по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 27 декабря 2012г № 784;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020г № 534;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов», утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 11 декабря 2020г № 534;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств», утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020г № 533;
- Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением», утверждено Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15 декабря 2020г № 536;

Инд. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							Лист
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

- СТО Газпром 2-1.12-434-2010 «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство зданий и сооружений ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-2.1-588-2011 «Типовые технические требования к технологическому оборудованию для объектов добычи газа»;
- СТО Газпром 2-2.2-136-2007 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов», часть I;
- СТО Газпром 2-2.3-425-2010 «Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов», часть IV;
- СТО Газпром 2-2.4-083-2006 «Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов»;
- СТО Газпром 2-3.5-1048-2016 «Осушка полости магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях»;
- СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-4.1-223-2008 «Технические требования к электросварным сероводородостойким трубам»;
- СТО Газпром 2-4.1-713-2013 «Технические требования к трубам и соединительным деталям»;
- СТО Газпром 2-4.1-951-2015 «Инструкция по выбору и применению стальных сероводородостойких труб на объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-4.1-971-2015 «Инструкция по применению стальных труб и соединительных деталей на объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 2-4.1-1019-2015 «Детали соединительные в сероводородостойком исполнении. Общие технические условия»;
- СТО Газпром 2-4.1-1108-2017 «Арматура трубопроводная. Краны шаровые специальные. Общие технические условия»;
- СТО Газпром 9.1-035-2014 «Защита от коррозии. Основные требования к системам внутренних и наружных лакокрасочных покрытий для противокоррозионной защиты технологического оборудования и металлоконструкций на объектах ОАО «Газпром»;
- СТО Газпром 9.3-011-2011 «Защита от коррозии. Ингибиторная защита от коррозии промысловых объектов и трубопроводов»;
- Временные требования к организации сварочно-монтажных работ, применяемым технологиям сварки, неразрушающему контролю качества сварных соединений и оснащённости

Взам. инв.№	228431						
Подп. и дата							
Инв. № подл.	229411						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		
							Лист
							6

подрядных организаций при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте магистральных газопроводов ОАО «Газпром»;

- ВСН 006-89 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка»;
- ВСН 008-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов.

Противокоррозионная и тепловая изоляция»;

- ВСН 011-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Очистка полости и испытание»;

- ВСН 012-88 «Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ. Часть I»;

- ВСН 39-1.22-007-2002 «Указания по применению вставок электроизолирующих для газопровода».

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

1 Сведения о производственной программе и номенклатуре продукции, характеристика принятой технологической схемы производства в целом и характеристика отдельных параметров технологического процесса, требования к организации производства, данные о трудоёмкости изготовления продукции

Оренбургское НГКМ месторождение находится в промышленной разработке с 1974 г. и является основной сырьевой базой Оренбургского газохимического комплекса по добыче и переработке углеводородного сырья.

Сбор и подготовка пластового газа производится на УКПГ. Подготовка газа на УКПГ, после исчерпания дроссель эффекта, осуществляется механической 2-х ступенчатой сепарацией. Подготовленный на УКПГ газ и углеводородный конденсат по газоконденсатопроводам УКПГ-ДКС-ГПЗ транспортируется на Оренбургский газоперерабатывающий завод. В настоящее время на Оренбургском НГКМ эксплуатируются три дожимные компрессорные станции. ДКС-1 используется для компримирования потоков газа и перекачки газового конденсата на ОГПЗ, поступающих с УКПГ-7,8,9,10. Эксплуатация месторождения осложняется избирательным обводнением.

Установка комплексной подготовки газа № 10 предназначена для первичной подготовки газа:

- ОНГКМ, КоНГКМ, Чкаловского НГКМ;
 - попутного нефтяного газа ЗАО «Карбон»;
 - и нефти:
 - Ассельской залежи ОНГКМ;
 - Башкирской и Артинской залежи нефти КоНГКМ
- и транспорту на Оренбургский ГПЗ ООО «Газпром переработка».

УКПГ-10 эксплуатируется с 1978 года, генеральный проектировщик ПАО «ЮЖНИИГИПРОГАЗ» г. Донецк. Проектировщик технологической части - фирма «ДЭВИ ПАУЭР ГАЗ» (ФРГ). Проектировщик КИПиА - фирма "КОМСИП" (Франция). Генеральный проектировщик по нефтяным технологическим линиям ПКСБ ГПУ.

Сырьем для установки служит природный газ и нефть, поступающие из скважин. Общий фонд газовых скважин УКПГ-10 составляет 173 скважины Оренбургского НГКМ (из них 166 в эксплуатационном фонде) с производительностью от 2 до 94 тыс.м³/сут. В общем фонде нефтяных скважин Ассельской залежи находится 56 скважин (54 в эксплуатационном фонде) с производительностью 0,3-14 тонн/сут.

Проект «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ к установкам комплексной подготовки газа № 10 (УКПГ-10)» выполняется для обустройства

Инва. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв.№	228431

																				Лист
2	-	Зам.	2107-22			10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т													
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата															8

скважин, запланированных строительством на Оренбургском НГКМ с целью поддержания проектных уровней добычи газа и обеспечения сырьем Оренбургского газоперерабатывающего завода.

1.1 Существующее положение. Краткая характеристика УКПГ-10

УКПГ-10 является составной частью системы добычи сероводородсодержащего газа и углеводородного конденсата ГПУ.

На основании полученных данных от ООО «Газпром добыча Оренбург» по компонентному составу проб газа в таблице 1.1 приведены физико-химические показатели транспортируемого сероводородсодержащего газа.

Паспорт на газ представлен в приложении А.

Таблица 1.1 Физико-химические показатели транспортируемого газа

Компонент	Компонентный состав газа (молярные доли, %)
Метан (СН ₄)	84,60
Этан (С ₂ Н ₆)	3,14
Пропан (С ₃ Н ₈)	1,37
изо-Бутан (С ₄ Н _{10-i})	0,266
н-Бутан (С ₄ Н ₁₀)	0,55
изо-Пентан (С ₅ Н _{12-i})	0,209
н-Пентан (С ₅ Н ₁₂)	0,2113
Гексан (С _{6+высш})	0,245
Гептан	0,069
Октан	0,0069
Бензол	0,0183
Толуол	0,0072
Гелий	0,047
Водород	0,0012
Азот (N ₂)	2,79
Диоксид углерода (СО ₂)	1,86 Возможны колебания до 6,0
Сероводород (Н ₂ С)	4,61 Возможны колебания до 6,0
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м ³	0,59
Плотность газа при стандартных условиях, кг/м ³	0,808
Категория взрывоопасной смеси (по ГОСТ 30852.11-2002)	IIВ
Группа взрывоопасной смеси (по ГОСТ 30852.5-2002)	Т3

В состав УКПГ-10 входит установка сепарации:

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411					0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

- три технологических линий подготовки газа: 1-я - подготовка газа КоНГКМ, 2-я и 3-я - подготовка газа ОНГКМ;
- две технологические линии подготовка нефти: 4-я и 5-я.

Подготовка газа осуществляется методом низкотемпературной сепарации. Так как в настоящее время запас избыточного пластового давления исчерпан, то подготовка газа осуществляется методом механической сепарации на трех технологических нитках.

Подготовка газа ОНГКМ и КоНГКМ осуществлялась отдельно: до 2010 года - газ ОНГКМ на 3-ей технологической линии, газ КоНГКМ на 2-ой технологической линии. В 2010 году реализована схема оптимизации подготовки и транспорта углеводородного сырья по которой подготовка газа ОНГКМ осуществляется на существующих 2-й и 3-й технологических линиях, подготовка газа КоНГКМ (АО «Уралнефтегазпром») и попутный нефтяной газ ЗАО «Карбон» - на дополнительной 1-й технологической линии.

Нефть Восточной зоны ОНГКМ, после подготовки на УПНГ ООО «Сервиснефтегаз», по нефтепроводу поступает на УКПГ-10, проходит через УКПГ-10 по участку трубопровода попутного газа УПНГ и подключается к конденсатопроводу УКПГ-10 - ГПЗ (минуя ДКС-1). Газ с УПНГ не подается в газопровод УКПГ-10.

Проектная производительность технологической линии по газу - 166,6 тыс.м³/час. Производительность технологической линии в существующих условиях эксплуатации по отсепарированному газу составляет: 1 тех. линия – 0,70 млн.м³/сутки (по сепаратору С-101); 2 и 3 тех. линии - 3,35 млн.м³/сутки. Фактическая загрузка установки по газу составляет: 1 тех. линия - 0,69 млн.м³/сутки, 2 и 3-я тех. линия – по 1,8 млн.м³/сутки.

Подготовка нефти на УКПГ-10 осуществляется на 4-й (ОНГКМ) и 5-й (КоНГКМ) нефтяных технологических линиях методом двухступенчатой сепарации при давлении, обеспечивающем безкомпрессорную утилизацию попутного нефтяного газа второй ступени сепарации при помощи эжекторов 1-й, 2-й и 3-й газовых технологических линий. Фактическая загрузка КоНГКМ - 110-140 тонн/сутки, объем поступающей нефти Ассельской залежи ОНГКМ – 140-150 тонн/сутки.

Продукцией УКПГ-10 является отсепарированный газ, нестабильный конденсат и нефть, поступающие на ДКС-1 для дальнейшей подготовки и транспортировки на ГПЗ.

Для предотвращения коррозии оборудования применяется ингибитор коррозии ИНКОРГАЗ 21Т, Аминкор. Для предотвращения гидратообразования используется метанол.

Для разрушения водонефтяных эмульсий при добыче и подготовке нефти и газа применяется деэмульгатор «Геркулес».

На прилегающей к УКПГ-10 площадке расположена малотоннажная установка по дополнительной подготовке нефти для собственных нужд, эксплуатация которой ведется по отдельной инструкции. Эксплуатация установки осуществляется с 1989г.

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

Сбросы сероводородсодержащего газа производятся на факельную установку через факельные сепараторы. Факельная система служит для сжигания сбросов сероводородсодержащего газа от технологического оборудования на факел высокого давления – ФВД и на факел низкого давления – ФНД с целью перевода сероводорода в менее токсичный ангидрид.

Дренажные сбросы с трубопроводов и аппаратов предусмотрены в емкость дренажную.

Также на территории УКПГ 10 размещен склад метанола и емкости химреагентов, насосная КИГиК, компрессорная сжатого воздуха, система подогрева ДЭГа.

2 Основные потребности в основных видах ресурсов для технологических нужд

Потребность в основных видах ресурсов объектов реконструкции ДКС-2 для технологических нужд приведена в [таблице 2.1](#).

Таблица 2.1

Наименование объекта	Потребность	Единица измерения	Количество	Примечание
Скважина 110	Комплексный ингибитор гитратообразования и коррозии (КИГиК)	м ³ / 20 суток	2,12 – 4,8	по годам добычи с 2024 г. до 2060г.
Скважина 111	Комплексный ингибитор гитратообразования и коррозии (КИГиК)	м ³ / 20 суток	1,92 – 5,76	по годам добычи с 2024 г. до 2060г.
УКПГ-10	Комплексный ингибитор гитратообразования и коррозии (КИГиК)	м ³ / 20 суток	4,04- 10,56	Для новых скважин 110, 111 по годам добычи до 2060г.

Объем и параметры поступающего газа по скважинам № 110, 111, приняты в соответствии с протоколом ЦКР № 7890 от 20.12.2019 ([приложение Б](#))

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431							Лист 11
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

2.1 Описание мест расположения приборов учета используемых в производственном процессе энергетических ресурсов и устройств сбора и передачи данных от таких приборов

Для учета газа, поступающего из скважин № 110 и № 111, на территории УКПГ-10 установлен расходомер. Учет газа предусмотрен отдельно по каждой скважине. Типы приборов и проектные решения по метрологическому обеспечению и организации измерений приведены в томе 10.4 «Метрологическое обеспечение, организация измерений расхода и определения качества газа» (0548.002.П.0/0.0005 – МЕО/15643.П.0 – ИОСМЕО).

Для учета КИГиК на каждой скважине предусмотрен датчик комплексный с вычислителем расхода «ГиперФлоу-3Пм» КРАУ1.456.001-06 в комплекте с датчиком перепада давления ДП-019 и датчиками избыточного давления ДИ-017, входящий в комплект поставки системы подачи ингибитора (СПИ-02) блочного исполнения. Погрешность измерения расхода в диапазоне $1:25 \pm (3+0,3*Q_{max}/Q_{изм})$ плюс стабильность «нуля», в диапазоне от 0,1 до 5,0 кг/ч ± 10 от верхнего значения диапазона.

Марки оборудования приведены в качестве аналога.

3 Описание источников поступления сырья

Сырьем для УКПГ-10 служит газ, поступающий из скважин Оренбургского НГКМ, КоНГКМ, Чкаловского НГКМ, попутного нефтяного газа ЗАО "Карбон" и нефть, поступающая из скважин Ассельской залежи, Башкирской и Артинской залежей нефти КоНГКМ.

Поток сырого газа содержит углеводородный конденсат, пластовую воду, механические примеси, метанол, ингибитор коррозии, соли. Поток сырой нефти содержит пластовую воду, механические примеси, соли, парафины, смолы.

В проектной документации предусматривается обустройство 2-х газоконденсатных скважин (№ 110, 111) пластов А1/1 – А4/1 и предназначены для добычи высоконапорного газа с целью его последующего использования для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин Ассельской НГКЗ. Проектом бурения предусматриваются вертикальные скважины, размещение скважин одиночное. Газ по индивидуальным шлейфам подается от скважин на УКПГ-10.

В соответствии с «Технологическим проектом разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (Протокол ЦКР Роснедр от 20.12.2019 № 7860) данные по подключаемым скважинам с 2024 по 2060 гг. приведены в [приложении Б](#).

Поставка метанола, ингибитора коррозии осуществляется централизованно ООО «Газпром добыча Оренбург» автотранспортом на существующий склад УКПГ-10.

Взам. инв.№	228431							Лист
Подп. и дата								
Инв. № подл.	229411							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т		
							12	

4 Описание требований к параметрам и качественным характеристикам продукции

УКПГ-10 предназначена для сбора и подготовки газа и нефти для дальнейшей подачи на Оренбургский газоперерабатывающий завод.

Газ из новых газоконденсатных скважин (№ 110, 111) пластов А1/1 – А4/1 предназначен для использования в качестве газлифтного газа для эксплуатации нефтяных скважин. На территории УКПГ-10 проектными решениями предусматривается его очистка от капельной влаги и механических примесей.

Качество газа, поступающего на ДКС-1, соответствует требованиям СТО 03-3.1-2011 (с изменением №1, 2,3) «Газ природный отсепарированный Оренбургского и Копанского нефтегазоконденсатных месторождений. Технические условия».

5 Обоснование показателей и характеристик принятых технологических процессов и оборудования

Показатели и характеристики технологических процессов приняты в соответствии с заданием и техническими требованиями на разработку проекта. Принятые технические решения отвечают действующим нормам и правилам в области промышленной, пожарной, санитарной и экологической безопасности. Современное технологическое оборудование принято в соответствии с проводимыми технологическими процессами и видами работ.

В соответствии с «Технологическим проектом разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (Протокол ЦКР Роснедр от 20.12.2019 № 7860) приняты данные по подключаемым скважинам № 110, 111 с 2024 по 2060 гг. приведены в [приложении Б](#).

В проектной документации предусматривается обустройство 2-х газоконденсатных скважин (№ 110, 111) пластов А1/1 – А4/1. Для добычи газлифтного газа предусмотрены отдельные шлейфы к площадке УКПГ-10 и новое оборудование с подключением к существующим коммуникациям.

Проектной документацией предусматривается максимальное использование технологических коммуникаций, зданий, инженерных сооружений и сетей, действующих на площадке, не отработавших установленный ресурс и пригодных к дальнейшей эксплуатации.

Технические показатели оборудования для добычи газлифтного газа скважин № 110, 111 приведены в [таблице 5.2](#).

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Для обеспечения мер по максимальному снижению взрывоопасности всей технологической схемы в целом проектной документацией предусмотрено разделение на отдельные технологические блоки, проведена оценка энергетического уровня каждого технологического блока и определена категория взрывоопасности технологических блоков в соответствии с приложением № 2 к Федеральным нормам и правилам в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожаро-опасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств». Классификация технологических блоков по взрывоопасности определена по расчётным значениям относительных энергетических потенциалов и приведённой массе парогазовой среды и представлена в [таблице 7.1.](#)

Технологические производства, имеющие в своём составе технологические блоки I-ой категорий взрывоопасности, оснащены автоматизированными системами управления с функциями противоаварийной автоматической защиты, обеспечивающими автоматическое регулирование процесса и безаварийную остановку производства по специальным программам, определяющим последовательность и время выполнения операций при аварийных выбросах взрывопожароопасных веществ из технологического оборудования, а также снижение или исключение возможности ошибочных действий производственного персонала при ведении процесса, пуске или остановке производства. Эти производства также оснащены средствами контроля параметров, значения которых определяют взрывоопасность процесса, эффективными быстродействующими системами, обеспечивающими приведение технологических параметров к регламентированным значениям или остановке процесса.

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

– автоматическое, дистанционное и местное отключение сепаратора и трубопроводов технологических установок при повышении на 10% или при понижении на 20% давления по отношению к рабочему, повышении температуры при аварии, загазованности или пожаре;

– в помещениях категории «А» и на открытых технологических площадках категории «АН» осуществляется автоматический контроль и световая сигнализация загазованности по сероводороду, метану, метанолу, а в помещениях также автоматическое включение вытяжной вентиляции. В соответствии с требованиями раздела 20 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 обеспечивается непрерывный контроль утечек взрывоопасных газов на наружных технологических площадках и в производственных помещениях, с предоставлением информации (световой, звуковой) о появлении опасных концентраций в воздухе (предупредительный сигнал и включение систем аварийной вентиляции при 10% от НКПР и аварийный при 20 % от НКПР) в диспетчерскую. При концентрации 10% по CH₄, 3 мг/м³ по H₂S, 3 мг/м³ по метанолу включается предупредительная сигнализация. При концентрации 20% по CH₄, 10 мг/м³ по H₂S, 5 мг/м³ по метанолу включается аварийная сигнализация на щите загазованности и производится автоматический останов технологического оборудования;

– все пожароопасные помещения оснащаются установками автоматического пожаротушения, либо системой автоматической пожарной сигнализации;

– оборудование, арматура и трубопроводы рассчитаны на давление, превышающее максимально возможное рабочее давление;

– применение оборудования и приборов, выполненных во взрывопожаробезопасном исполнении во взрывоопасных и пожароопасных зонах;

– обеспечение автоматического и визуального контроля параметров технологического процесса, обеспечивающее предотвращение аварий;

– прокладка технологических трубопроводов предусмотрена надземная на опорах на высоте не менее 0,5 м, подземная на глубине не менее 0,8 м до верха трубы;

– технологические установки и трубопроводы межцеховых технологических коммуникаций оснащены системами аварийного опорожнения от взрыво- и пожароопасных веществ;

– срабатывание систем ПАЗ от отдельных датчиков, контролирующих опасные параметры с дублированием сигналов;

– трубопроводы и оборудование оснащены быстродействующей отсекающей арматурой;

– выбросы от предохранительных клапанов, сброс рабочей среды предусмотрен на факельную установку, размещенную за пределами промплощадки;

Инд. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

- трубопроводы сероводородсодержащего газа, углеводородного конденсата, дренажа, ингибитора коррозии помимо гидравлических испытаний на прочность и плотность подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность;
- все соединения трубопроводов сероводородсодержащего газа, конденсата, дренажа, ингибитора коррозии сварные. Контроль качества каждого сварного соединения производится в объеме 100% визуальный и измерительный контроль, 100% гаммаграфический контроль, 100% капиллярный контроль;
- объем контроля сварных соединений трубопроводов воздуха производится в объеме 2% (ультразвуковой контроль);
- в качестве защиты подземных газопроводов от коррозии применена система «Карбофлекс» производства ООО НПО "СпецПолимер" (производитель и тип покрытия указан в качестве аналога);
- для защиты от коррозии надземных трубопроводов применена система «СпецПротект 008/109» производства ООО НПО "СпецПолимер" (производитель и тип покрытия указан в качестве аналога);
- защита трубопроводов и оборудования от коррозии осуществляется путем подачи ингибитора коррозии;
- для вытеснения сероводородсодержащего сырья и продувки оборудования и трубопроводов предусмотрен подвод продувочного «чистого» газа из газопровода «Союз»;
- для продувки газовых коммуникаций при ремонте и испытаниях применяется азот, от имеющейся в ООО «Газпром добыча Оренбург» азотной станции;

Мероприятия по обеспечению промышленной безопасности в целом по площадкам скважин и УКПГ-10 приведены в томе 8 «Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности» (0548.002.П.0/0.0005-ПБ/15643.П.0-МПБ), в томе 10.2.1 Книга 1 «Декларация промышленной безопасности» (0548.002.П.0/0.0005ДПБ2.1/15643.П.0-ДПБ).

8 Сведения о наличии сертификатов соответствия требованиям промышленной безопасности и разрешений на применение технологического оборудования и технических устройств

В проектной документации применено технологическое оборудование, а также трубопроводная арматура, трубы, соединительные детали трубопроводов, изоляционные покрытия и другие материалы, сертифицированные в установленном порядке, имеющие сертификаты соответствия или декларацию соответствия таможенному союзу.

Взам. инв.№	228431							Лист
Подп. и дата								21
Инв. № подл.	229411							
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т		

В тоже время оборудование, арматура, трубы, соединительные детали газопроводов, защитные покрытия, применяемые в проектной документации, приняты отечественных производителей, сертифицированы в установленном порядке в соответствии с требованиями статьи 7 Федерального закона №116-ФЗ, прошли приёмочные испытания на испытательных полигонах ОАО «Оргэнергогаз» и включены в «Единый реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению в производственной деятельности Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» (Единый реестр МТР).

Сертификаты соответствия, декларации соответствия таможенному союзу, предоставленные заводами-изготовителями, приведены в [приложении В](#).

9 Сведения о расчётной численности, профессионально-квалификационном составе работников с распределением по группам производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости

Численность эксплуатационного и обслуживающего персонала проектируемых подразделений определена в соответствии с технологией и схемой управления, характером выполняемых работ, степенью автоматизации отдельных процессов, установленными зонами обслуживания.

Сведения о численности персонала с указанием профессионально-квалификационного состава, групп производственных процессов, числе рабочих мест и их оснащённости, а также перечень мероприятий по обеспечению охраны труда, приведены в томе 10.18 «Организация и условия труда работников. Управление производством и предприятием» (0548.002П.0/0.005-ИД18/15643.П.0-УП).

Расчёт численности произведён в соответствии с «Нормативами численности рабочих в добыче газа» и «Типовые структуры управления и нормативы численности служащих газопромысловых управлений (ГПУ)».

Группы производственных процессов по санитарным характеристикам профессий для определения состава санитарно-бытовых помещений для персонала определены в соответствии с СТО Газпром РД 1.14-139-2005 «Классификатор групп производственных процессов организаций ОАО «Газпром» по санитарным характеристикам».

Бытовыми помещениями персонал обеспечен на территории УКПГ-10 в рамках существующих зданий без их реконструкции.

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		22

10 Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда при эксплуатации производственных и непромышленных объектов капитального строительства

Основой безопасной эксплуатации является выполнение действующих инструкций, требований нормативной документации, а также квалификация и внимательность обслуживающего персонала, строгое соблюдение персоналом требований правил и инструкций по охране труда, промышленной и пожарной безопасности, требований технологического регламента

Функционирующая на предприятии система управления охраной труда и промышленной безопасности направлена на сохранение жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включает в себя правовые, социально-экономические, организационно-технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

Основными задачами эксплуатационного персонала являются:

- обеспечение надежной и безопасной работы технологического оборудования;
- соблюдение требований НД;
- поддержание надлежащего технического состояния технологического оборудования, своевременное устранение выявленных в процессе эксплуатации дефектов и отказов;
- локализация аварий и ликвидация их последствий;
- соблюдение нормативов по выбросам загрязняющих веществ в окружающую среду.

В случае возникновения аварийной ситуации, угрожающей жизни людей и целостности объекта, необходимо действовать согласно утвержденному плану мероприятий по локализации и ликвидации последствия аварий (ПЛА).

В процессе эксплуатации устанавливается постоянное наблюдение и осуществляется контроль за ведением технологического процесса, исправного состояния оборудования, механизмов, блоков и сооружений, защитных и противопожарных средств, обеспечивающих безопасные условия труда обслуживающего персонала.

Расположение оборудования обеспечивает безопасное передвижение работников, удобные действия с инструментом, а также удобство проведения технического обслуживания и ремонта технологического и другого оборудования. При расстановке оборудования учтены требования по охране труда.

Эксплуатация и обслуживание всего оборудования и трубопроводов должно осуществляться в соответствии с технологическими регламентами, инструкциями и руководством по эксплуатации, разработанными на основании действующих нормативно-правовых документов, отраслевых нормативно-технических документов, технической документации

Взам. инв.№	228431							Лист
Подп. и дата								23
Инв. № подл.	229411							
		2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	
		Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

предприятий-изготовителей по эксплуатации оборудования, должностными инструкциями и графиками планово-предупредительных ремонтов.

Безопасные условия труда персонала обеспечиваются наличием сертифицированного оборудования, уровнем автоматизации производственных процессов, средствами индивидуальной защиты, и другими средствами, которые должны отвечать требованиям соответствующих стандартов охраны труда, соблюдением требований инструкций по охране труда, рабочих инструкций, инструкций по пожарной безопасности. Технологический процесс должен вестись в строгом соответствии с разработанным и утверждённым технологическим регламентом.

Решения, принятые в проектной документации, обеспечивают обслуживающему персоналу безопасность при работе, защиту от поражения электрическим током, а также обеспечивают требуемый уровень освещённости.

На технологических установках предусмотрены следующие средства защиты работающих от производственных опасностей:

- предупредительная сигнализация технологических параметров;
- сигнализация взрывоопасных концентраций на установке (НКПВ);
- системами автоматической противоаварийной защиты.

Для оповещения персонала о загазованности, предусмотрены стационарные автоматические сигнализаторы непрерывного действия. При срабатывании установленных в помещении сигнализаторов до взрывоопасных концентраций происходит автоматическое включение аварийной вентиляции.

Все пожароопасные помещения оснащаются установками автоматического газового пожаротушения или системой автоматической пожарной сигнализации.

Уровень аэродинамического шума на промплощадке не превышает 80 дБ.

Для предотвращения прямого контакта природного газа и атмосферного кислорода с целью повышения безопасности эксплуатационного обслуживания у эксплуатирующей организации имеется передвижная азотная установка для заполнения и вытеснения газа из участков технологических трубопроводов инертным газом (азотом).

В целях обеспечения максимальных условий безопасности и охраны труда обслуживающего персонала предусмотрены также следующие мероприятия:

- для обслуживания на высоте аппаратов и арматуры предусмотрены обслуживающие площадки с лестницами и освещением;
- молниезащита и защита оборудования и трубопроводов от вторичных проявлений молний и статического электричества;
- заземление всех нетоковедущих металлических частей электрооборудования, технологического оборудования, а также строительных металлоконструкций;

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инва. № подл. 229411									
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 24	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

- для обеспечения безопасности работы обслуживающего персонала во всех производственных, подсобно-производственных и вспомогательных помещениях предусматривается приточно-вытяжная вентиляция: кратность воздухообмена выбирается таким образом, чтобы концентрация вредных газов и паров не превышала ПДК;
- обеспечен свободный доступ к оборудованию и арматурным узлам при их обслуживании;
- внутри пожароопасных и взрывопожароопасных помещений не допускается курить, пользоваться электрическими нагревательными приборами, надлежит пользоваться переносными фонарями взрывобезопасного исполнения напряжением не более 12 В;
- для пожароопасных и взрывопожароопасных помещений внутри помещений и на дверях должны быть вывешены знаки безопасности, запрещающие пользование открытым огнём;
- площадки для обслуживания оборудования и контрольно-измерительных приборов имеют нескользкие настилы;
- эксплуатация установок осуществляется в строгом соответствии с инструкцией по эксплуатации, учитывающей требования норм по технике безопасности.

Производственные помещения, в которых проводятся работы с метанолом, снабжены приточно-вытяжной вентиляцией и местной вентиляцией, соответствующими требованиям ГОСТ 12.4.021, обеспечивающими состояние воздуха рабочей зоны в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.005.

В производственных помещениях, в которых проводится работа с метанолом, на видном месте располагаются знаки по ГОСТ Р 12.4.026. Средства индивидуальной защиты: защитные очки по ГОСТ 12.4.253, резиновые перчатки по ГОСТ 20010, спецодежда и обувь по ГОСТ Р 12.4.103 в соответствии с типовыми отраслевыми нормами, утверждёнными в установленном порядке. При высоких концентрациях паров (выше ПДК) следует использовать фильтрующий промышленный противогаз.

Разлитый метанол с поверхностей удаляют сухими опилками, которые подлежат сжиганию в отдельно отведенном месте, а место разлива промывают струей воды.

Для защиты окружающей среды при перекачке комплексного ингибитора коррозии и гидратообразования предусмотрена герметизация технологического оборудования.

11 Описание автоматизированных систем, используемых в производственном процессе

Описание систем автоматизации технологических процессов приведены в томе 3.3, часть 3 «Телемеханизация» (0548.002.П.0/0.0005-ТКР3/15643.П.0-ТХТЛМ), в томе 10.15, часть 15 «Система оперативно-диспетчерского управления» (0548.002.П.0/0.0005-ИД15/15643,п.0-ИОСА),

Изм. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв.№	228431

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		25

сведения по метрологическому обеспечению и учёту газа, приведены в томе 10.4, часть 4 «Метрологическое обеспечение» (0548.002.П.0/0.0005-МЕО/15643.П.0-ИОСМЕО).

12 Результаты расчетов о количестве и составе вредных выбросов в атмосферу и сбросов в водные источники

Возможные источники загрязнения атмосферы и количество выбросов из них загрязняющих веществ в атмосферу в период эксплуатации приведены в [таблице 12.1](#).

Таблица 12.1

Место-положение свечи	Назначение свечи	Среда	Диаметр и протяженность трубопроводов	Диаметр свечи, мм	Высота свечи, м	Периодичность выбросов
1	2	3	5	6	7	8
Газоконденсатная скважина № 110	Сжигание газа на установке горизонтальной факельной в амбаре	Природный газ	DN 80 L= 110м Дебит скважины 72 тыс.м ³ /сут – 190 тыс.м ³ /сут, P=2,8 – 24,4 МПа	DN 80	1,5	При выводе скважины на режим, при ремонтных работах
Газоконденсатная скважина № 111	Сжигание газа на установке горизонтальной факельной в амбаре	Природный газ	DN 80 L= 110м Дебит скважины 72 тыс.м ³ /сут – 190 тыс.м ³ /сут, P=2,2 – 24,8 МПа	DN 80	1,5	При выводе скважины на режим, при ремонтных работах
УКПГ-10. сепаратор газлифтного газа	Сброс газа на факел высокого давления (сущ)	Природный газ	DN 80 L= 100м, Сепаратор DN2600 L=12 м (1 шт.);	DN 80	50	При ремонтных работах
УКПГ-10. сепаратор газлифтного газа	Сброс с предохранительного клапана на факел высокого давления (сущ)	Природный газ	DN 80 L= 100м,	DN 80	50	При аварийных ситуациях

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№
229411		228431

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
					10.10.22		26

Место-положение свечи	Назначение свечи	Среда	Диаметр и протяженность трубопроводов	Диаметр свечи, мм	Высота свечи, м	Периодичность выбросов
1	2	3	5	6	7	8
УКПГ-10. сепаратор газлифтного газа	Сброс чистого газа на свечу (продувка продувочным газом)	Природный газ	DN 50 L= 25м Сепаратор DN2600 L=12 м (1 шт.);	DN 50	10	При ремонтных работах
УКПГ-10 Межцеховые коммуникации	Сброс с предохранительного клапана на факел высокого давления (сущ)	Природный газ	DN 150 L= 125м,	DN 80	50	При аварийных ситуациях

В соответствии с технологическим регламентом для предотвращения контакта с сероводородсодержащим природным газом и жидкими углеводородами в случае аварийной ситуации или при выводе станции в плановый ремонт (1 раз в год) все выбросы производятся в факельный коллектор высокого и низкого давления. После опорожнения технологических коммуникаций и оборудования от сероводородсодержащих сред производится продувка оборудования и коммуникаций «чистым» природным газом, поступающим от газопровода «Союз». Продувка осуществляется со сбросом газа через свечу.

Результаты расчётов о количестве и составе вредных выбросов приведены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (0548.002.П.0/0.0005-ООС1/15643.П.0-ООС).

13 Перечень мероприятий по предотвращению (сокращению) выбросов и сбросов вредных веществ в окружающую среду

В соответствии с нормами технологического проектирования все оборудование, арматура и трубопроводы на промплощадке УКПГ-10 и площадках скважин предусматриваются герметичными для исключения попадания природного газа в атмосферу при нормальной работе станции.

С целью снижения выбросов вредных веществ в атмосферу, а также в целях охраны, рационального использования и предупреждения загрязнения почвы в проектной документации предусмотрены следующие мероприятия:

Инд. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв.№	228431

												Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				27		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата							

- система автоматизации обеспечивает регулирование основных технологических параметров, предупредительную и аварийную сигнализацию при их нарушении и локализацию аварийных участков при возникновении аварийных ситуаций;
- вся запорная и предохранительная арматура принята по классу «А» герметичности затвора;
- оборудование, арматура, трубопроводы и фасонные детали рассчитаны на прочность по максимальному расчётному давлению, что уменьшает вероятность их разрыва;
- применение оборудования высокой заводской готовности в блочном исполнении, обеспечивающего низкую степень возможности возникновения аварии;
- обеспечение герметичности газопровода (исключение потерь газа через неплотности и сварные соединения при эксплуатации);
- периодический осмотр газопроводов и сооружений с целью своевременного выявления утечек, неисправностей и выполнение необходимых профилактических ремонтных работ;
- для обеспечения безопасности производства газоопасных и огневых работ на промплощадке имеется стационарная азотная установка для продувки оборудования и трубопроводов инертным газом (азотом);
- проектными решениями предусмотрена очистка природного газа от мехпримесей и капельной влаги в сепараторе;
- для предотвращения контакта с сероводородсодержащим природным газом и жидкими углеводородами все выбросы производятся в факельный коллектор высокого и низкого давления. Сброс на факел производится через факельные сепараторы для исключения попадания капельной влаги и механических примесей в факельную установку;
- конструкция факельного ствола обеспечивает бездымное сжигание сбросов;
- установка обратных клапанов на выходе из технологических установок на всех опасных продуктах, что исключает поступление опасных веществ к месту аварии от внешних сетей;
- выбросы от предохранительных клапанов, установленных на оборудовании, выведены на факел;
- надземные участки трубопроводов защищаются от атмосферной коррозии системой защитного лакокрасочного покрытия;
- предусматривается электрохимзащита подземных трубопроводов;
- предусмотрены стационарные автоматические газоанализаторы.

Инва. № подл.	229411	Взам. инв.№	228431
Подп. и дата			

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		28

14 Сведения о виде, составе и планируемом объеме отходов производства, подлежащих утилизации и захоронению, с указанием класса опасности отходов

Сведения о виде, составе и планируемом объёме отходов производства на территории кустовых площадок, подлежащих утилизации, с указанием класса опасности отходов приведены в томе 7.1 «Мероприятия по охране окружающей среды» (0548.002.П.0/0.0005-ООС1/15643.П.0-ООС).

К отходам, подлежащим утилизации на промплощадке УКПГ-10, относятся:

- шлам от сепаратора газлифтного газа в количестве 1т/год;
- пластовая вода с различными примесями от сепаратора газлифтного газа подается на полигон по закачке в пласт на УКПГ-7 в количестве до 1 м³/год.

При продувке скважин предусмотрено полное сжигание газового потока на горизонтальных устройствах в амбарах на кустах скважин, обеспечивающее минимальное содержание вредных веществ в окружающей среде.

Сбор отработанных задавочных растворов осуществляется в передвижные емкости.

14.1 Перечень мероприятий по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, используемым в производственном процессе, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов

Соблюдение требований энергетической эффективности достигается проектными решениями.

В проектной документации в технологической части предусматриваются энергосберегающие мероприятия, которые позволят снизить потери газа при его транспорте и потреблении:

- выбор оптимальных диаметров технологических трубопроводов (обеспечивает минимальные потери давления);
- применение шаровых кранов герметичности затвора класса «А»;
- испытание технологических трубопроводов на прочность и проверка на герметичность;
- контроль качества сварных соединений трубопроводов технологического газа, конденсата, дренажа, ингибитора гидратообразования и коррозии. Контроль качества каждого

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431							Лист 29
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

сварного соединения производится в объеме 100% визуальный и измерительный контроль, 100% гаммаграфический контроль, 100% капиллярный контроль;

- осуществление постоянного надзора за техническим состоянием технологического оборудования, своевременная замена изношенного оборудования;
- применение наиболее прогрессивных изоляционных материалов для подземных участков трубопроводов, при этом для защиты трубопровода от коррозии требуется меньшая величина тока, что обеспечивает экономию электроэнергии.

Проектными решениями предусмотрен электрообогрев арматурного блока сепаратора газлифтного газа. Учитывая требования к транспортировке блочного оборудования, арматурные блоки поставляются в полной заводской готовности на раме. Применение электрических кабелей для обогрева блоков более целесообразно, так как не требуют значительного по сравнению с обогревом теплоспутниками увеличения габаритов этих блоков.

Для снижения тепловых потерь обогреваемые трубопроводы покрываются тепловой изоляцией. Толщина тепловой изоляции выбрана из условий соблюдения нормативной плотности теплового потока через изолированную поверхность трубопроводов для района строительства.

Энергоэффективность применения тепловой изоляции обеспечивается соблюдением следующих требований:

- применение эффективной тепловой изоляции трубопроводов с низким коэффициентом теплопроводности;
- применение конструкции тепловой изоляции, исключающей ее деформацию и сползание теплоизоляционного слоя в процессе эксплуатации.

Энергосбережение предусматривается за счет выполнения следующих мероприятий:

- применения для передачи электроэнергии экономически обоснованного сечения кабелей;
- приближения источников бесперебойного питания и распределительных щитов к нагрузкам.

Мероприятия по обеспечению соблюдения установленных требований энергетической эффективности к устройствам, технологиям и материалам, позволяющих исключить нерациональный расход энергетических ресурсов приведены в томе 10.3 (0548.002.П.0/0.005-ЭЭ/15643.П.0-МЭЭ) «Мероприятия по обеспечению соблюдения требований энергетической эффективности и требований оснащенности зданий, строений и сооружений приборами учета используемых энергетических ресурсов».

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						30
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22						

15 Описание и обоснование проектных решений, направленных на соблюдение требований технологических регламентов.

Технологические регламенты, т.е. правила, регулирующие порядок, последовательность и режим технологических операций определяются техническими решениями и оборудованием, принятым в проектной документации, а также производственными инструкциями эксплуатирующей организации.

В соответствии с п.3 ТТ целевая задача проекта: Проект «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ к установкам комплексной подготовки газа № 10 (УКПГ-10)» выполняется для обустройства скважин, запланированных строительством на Оренбургском НГКМ с целью поддержания проектных уровней добычи газа и обеспечения сырьем Оренбургского газоперерабатывающего завода.

В соответствии с согласованными основными техническими решениями и «Протоколом согласования основных проектных решений по объекту» добываемый газ планируется использовать в качестве газлифтного и подавать в существующий кольцевой коллектор газлифтного газа.

Согласно действующему проектному документу на разработку Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на Восточном участке месторождения в границах горного отвода ООО «Газпром добыча Оренбург» предусматривается бурение 4-х газоконденсатных скважин на залежи пластов А1/1-А4/1 в московско-башкирских отложениях.

Лицензия на право пользования недрами ОРБ 02175 НЭ для геологического изучения, включающего поиски и оценку месторождений полезных ископаемых, разведки и добычи полезных ископаемых (углеводородного сырья) на участке недр Оренбургский-2 выдана ООО «Газпром добыча Оренбург» 04.07.2008.

В соответствии с п. 4.2.1 ТТ необходимо предусмотреть подключение 2-х газоконденсатных скважин (№№ 110, 111) с учетом отдельного транспорта, подготовки и учета к действующей УКПГ-10, с привязкой к существующего оборудования и проектным решениям «Техническое перевооружение и реконструкция объектов добычи газа ОНГКМ».

В соответствии с «Технологическим проектом разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (Протокол ЦКР Роснедр от 20.12.2019 № 7860) данные по подключаемым скважинам с 2024 по 2060 гг.:

- дебит скважин 72 ÷ 190 тыс. м3/сут;
- давление пластовое скв. 110 Руст 24,0 ÷ 7,0 МПа, скв. 111 Руст 23,3 ÷ 6,4 МПа
- давление на устье скв. 110 Руст 11,9 ÷ 2,8 МПа, скв. 111 Руст 11,1 ÷ 2,2 МПа;
- средняя начальная температура пластовая скв. 110 плюс 35,7 °С, скв. 111 плюс 36,7 °С;

Инва. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв.№	228431

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

– максимальное начальное пластовое давление скв. 110 Рпл.нач.=24,4 МПа, скв. 111 Рпл.нач=24,8 МПа;

– максимальное устьевое статическое давление скв. 110 Рст=20,5 МПа, скв. ,111 Рст =20,8 МПа.

Параметры по скважинам из протокола ЦКР № 7890 от 20.12.2019 представлены в [приложении Б](#).

Состав газа принят в соответствии с данными эксплуатирующей организации, ООО «Газпром добыча Оренбург», и представлен в [Приложении А](#). Содержание в добываемом газе сероводорода и СО₂ принято до 6%.

Решения по строительству скважин заложены в проекте бурения, выполняемому по отдельному техническому заданию «Бурение эксплуатационные газовых скважин на залежи пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ». Проект бурения не входит в состав данной проектной документации и разработан ООО «Газпром проектирование» Санкт-Петербургский филиал.

Проектными решениями предусмотрено подключение новых скважин индивидуальными газопроводами-шлейфами до УКПГ-10. Параллельно со шлейфами предусмотрена прокладка метаноопроводов. Решения по шлейфам представлены в томе 3.1.1 (0548.002.П.0/0.0005-ТКР1.1/15643.П.0-ТКР1).

В соответствии с п. 4.6 ТТ выполнены расчеты точек гидратообразования и количества метанола, которое необходимо подать на каждую скважину для исключения гидратообразования. Расчет выполнен согласно СТО Газпром 2-3.3-1242-2021 для каждого года эксплуатации месторождения в соответствии с данными протокола ЦКР № 7890 от 20.12.2019. Результаты расчета приведены в [приложении Г](#).

15.1 Основное технологическое оборудование

15.1.1 Обвязка устьев газовых скважин и прискважинные сооружения

Технологическая схема скважин № 110, 111 представлена на чертежах 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.А.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.01 и 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.Б.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.01 соответственно. План обвязки устья скважин представлен на чертежах 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.А.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.02 и 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.Б.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.02.

Координаты скважин приняты в соответствии с письмом ООО Газпром добыча Оренбург» от 23.04.2021 исх.№ 001-05-4292 ([приложение Д](#)).

Устья скважин оборудуются фонтанной арматурой типа АФ6В 80/80×35 К2 ХЛ и ОКК3-35-140х245х324х426 К2 ХЛ. Фонтанная арматура комплектуется электроприводными задвижками

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

						0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		32
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

центральная (стволовая) задвижка (СЗ) и первая от устья боковая задвижка (БК). Письмо о согласовании технических требований на фонтанную арматуру представлено в [приложении Е](#).

Заказ фонтанной арматуры предусматривается проектом на строительство скважин (проект бурения), разрабатываемыми ООО "Газпром проектирование" Санкт-Петербургский филиал.

В соответствии с п.4.3 ТТ Для поддержания оптимального режима эксплуатации в обвязке каждой скважины предусмотрено:

- периодический и непрерывный, местный и дистанционный контроль ее работы;
- проведение операции по задавливанию и освоению газовых скважин;
- подачу комплексного ингибитора гидратообразования и коррозии с целью предупреждения гидратообразования в стволе, в затрубном пространстве скважины, в амбарной линии и газосборной сети;
- подачу газа по рабочей линии в шлейф;
- сброс газа на амбар для сжигания при аварийных ситуациях, а также продувку скважин после ремонта и освоения;
- ударную закачку ингибитора в скважину из специализированных агрегатов;
- аварийный останов скважины в случае понижения давления в шлейфе (прорыв, утечка), пожара, превышения ПДК рабочей зоны по сероводороду;
- возможность дистанционного и местного управления задвижками фонтанной арматурой скважины.

В соответствии с Протоколом согласования основных технических решений по объекту и согласованных ТТ на фонтанную арматуру центральная (стволовая) задвижка (СЗ), первая от устья боковая задвижка (БК) приняты с электроприводом и возможностью автоматического и дистанционного управления через САУ ГС. Категория электроснабжения задвижек фонтанной арматуры принята 1, электроснабжение другого оборудования в обвязке устья скважины принято по 3 категории в соответствии с п.3.1 и п.5.1 СТО Газпром 2-6.2-1028-2015.

Управление приустьевым клапаном-отсекателем предусмотрено дистанционно и автоматически от станции управления фонтанной арматурой (СУФА).

В соответствии с п. 4.5 СТО Газпром НТП 1.8-001-2004 клапан-отсекатель в обвязке устья скважин не устанавливается, если в комплекс подземного оборудования включен приустьевой клапан-отсекатель или фонтанная арматура имеет в своем составе автоматические задвижки. По данным ООО "Газпром проектирование" Санкт-Петербургский филиал в проекте бурения предусмотрена установка клапана-отсекателя КОИ F281x21-K2, клапана ингибиторного 10-CN-556М модель CN10-RL.

Обвязка и подключение фонтанной арматуры к трубопроводам и системе управления выполнено с учетом решений проектной документации «Бурение эксплуатационное газовых скважин на залежи пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ», ООО «Газпром проектирование».

Взам. инв.№	228431				
Подп. и дата					
Инв. № подл.	229411				
	2	-	Зам.	2107-22	10.10.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
					Лист
					33

В обвязке устья каждой скважины предусмотрены:

- регулирующее устройство ручное;
- краны шаровые с электроприводом;
- система подачи КИГиК с поддержанием заданного расхода (по типу СПИ);
- приборы измерения давления и температуры.

Установка предохранительного клапана не требуется, так как трубопроводы, детали, арматура и оборудование рассчитаны на давление выше статического (не менее PN 25 МПа).

В обвязке скважин предусматривается регулятор давления и дебита, так как потери давления по стволу скважины не обеспечивают устьевое динамическое давление в соответствии с протоколом ЦКР № 7890 от 20.12.2019 ([приложение Б](#)).

Система подачи КИГиК представляет собой технологическое оборудование для дозирования и измерения расхода ингибитора. Подача заданного расхода КИГиК осуществляется посредством измерения проходного сечения клапана с контролем расхода в реальном режиме времени.

В соответствии с п.4.6 ТТ для контроля за технологическим режимом работы скважины предусмотрено измерение расхода по каждой скважине с передачей информации на диспетчерский пульт УКПГ-10. Замерный узел размещен на территории УКПГ-10 на входных нитках.

В соответствии с п. 4.4 ТТ продувка скважин при выводе на режим предусматривается на горизонтальной факельной установке. Проектными решениями предусматривается факельная линия и амбар. В амбаре предусмотрена площадка с твердым покрытием и плитой (фундаментом) с закладными конструкциями для крепления горизонтальной факельной установки (ГФУ) в соответствии с типовыми решениями СТО ГПУ 6.3-08-2020 «Требования к обустройству устья скважин», ООО «Газпром добыча Оренбург».

ГФУ монтируется на период освоения скважины и в случае аварийной ситуации. Проектными решениями предусматривается использование двух передвижных ГФУ, имеющих на балансе у эксплуатирующей организации ООО «Газпром добыча Оренбург». Доставка на скважину осуществляется с помощью грузового транспорта, время погрузки 1 час, время разгрузки 1 ч, время доставки до скважины 30 мин. Данные подтверждены письмом ООО «Газпром добыча Оренбург», технические характеристики ГФУ представлены в [приложении Л](#).

Расчет допустимой плотности теплового потока на горизонтальной факельной установке выполняется заводом-изготовителем оборудования. По аналогичным факельным установкам зона неограниченного пребывания обслуживающего персонала со стороны куста скважин составляет не менее 46 м.

Амбар размещен на расстоянии не менее 100 м от устья ближайшей к факельной установке скважины в соответствии с «Федеральными нормами правилами в области промышленной

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							Лист
											34
					2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Амбар служит для защиты от термического потока окружающей среды. Проектными решениями слив жидкости в амбар не предусматривается, при возможном поступлении пластовой воды с газовым потоком она сгорает, переходя в парообразное состояние.

В соответствии с требованием п. 80 «Руководства по безопасности факельных систем» обвалование предусмотрено емкостью не менее 1,5 объема возможного выброса жидкости с учетом времени перекрытия и уклоном дна в направлении от горелочного устройства.

В соответствии с требованиями нормативной документации продувочная линия проложена с уклоном не менее 0,003 в сторону амбара, направление факельных линий в сторону противоположенную от подъездных дорог.

Обустройство амбара выполнено в соответствии с СТО ГПУ 6.3-08-2020 «Требования к обустройству устья скважин», ООО «Газпром добыча Оренбург».

Проектными решениями предусмотрена станция управления фонтанной арматурой (СУФА), которая обеспечивает:

- ручное открытие/закрытие подземного клапана-отсекателя (ПКО);
- автоматическое закрытие ПКО при понижении давления в шлейфовом трубопроводе ниже уставки клапана контроля низкого давления;
- автоматическое закрытие ПКО при повышении давления в шлейфовом трубопроводе выше уставки клапана контроля высокого давления;
- автоматическое закрытие ПКО при пожаре на рабочем трубопроводе и расплавлении плавкой предохранительной пробки (при температуре выше 125 градС), расположенной в непосредственной близости от скважины.

СУФА с гидравлической системой управления полностью автономная без подключения к внешним источникам энергии.

Проектными решениями для поддержания оптимального режима эксплуатации предусмотрено для каждой скважины:

- ручное открытие/закрытие подземного клапана-отсекателя (ПКО), стволовой задвижки (СЗ), боковой задвижки (БЗ);
- ручное (аварийное) закрытие скважины в последовательности ПКО, СЗ, БЗ нажатием кнопки аварийного отключения;
- автоматическое закрытие фонтанной арматуры в последовательности ПКО, СЗ, БЗ при понижении давления в шлейфовом трубопроводе ниже уставки клапана контроля низкого давления;
- автоматическое закрытие фонтанной арматуры в последовательности ПКО, СЗ, БЗ при повышении давления шлейфовом трубопроводе выше уставки клапана контроля высокого давления;

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431						Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				

- автоматическое закрытие фонтанной арматуры в последовательности ПК0, СЗ, БЗ при пожаре на рабочем трубопроводе и расплавлении плавкой предохранительной пробки (при температуре выше 125 градС), расположенной в непосредственной близости от скважины;
- аварийное закрытие электроприводных кранов №1 (на шлейфе), 2 (на метаноопроводе) при загазованности метану и сероводороду.

В соответствии с п. 23.1 ТТ предусматривается контроль и мониторинг технологических параметров скважины: давления, температуры, расхода (на территории УКПГ-10).

На площадке скважины предусмотрен контроль состояния воздушной среды по сероводороду и метану. Сигнализация световая и звуковая при достижении порога загазованности 10% НКПРП по метану CH₄ и 3 мг/м³ ДВК по сероводороду H₂S. Отключение технологического оборудования при достижении аварийного порога загазованности 20% НКПРП по метану CH₄ и 10 мг/м³ ДВК по сероводороду H₂S.

При достижении аварийного порога загазованности перекрывается арматура на газовом шлейфе и на метаноопроводе, тем самым обеспечивая прекращение подачи газа и КИГИК.

Для обслуживания фонтанной арматуры устанавливается площадка обслуживания.

В соответствии с п. 4.4 предусмотрен шахтный колодец, который выполнен в соответствии с требованиями СТО ГПУ 6.3-08-2020 «Требования к обустройству устья скважин», ООО «Газпром добыча Оренбург». Устройство шахтного колодца выполнено с учетом решений проектной документации «Бурение эксплуатационное газовых скважин на залежи пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ», выполненных ООО «Газпром проектирование».

В пределах площадки скважины предусмотрена надземная прокладка трубопровода природного газа, метаноопровода, задавочных линий и факельного трубопровода. Расстановка опор выполнена на основании расчета на прочность.

Прокладка метаноопроводов предусмотрена совместно на одной эстакаде с газопроводами.

Обвязка устьев скважин и набор основных прискважинных сооружений предусматривают выполнение всех необходимых операций по эксплуатации, ремонту и глушению скважин. На расстоянии не менее 25 м от устья скважины располагаются площадки с твердым покрытием для установки цементирующего агрегата и блока емкостей с незамерзающей задавочной жидкостью (хлористый кальций) объемом не менее двух объемов эксплуатационной скважины.

Проектной документацией площадки с твердым покрытием для размещения цементирующего агрегата и блока емкостей предусмотрены в соответствии с требованиями действующей нормативной документации.

В соответствии с требованием п.4.7 СТО Газпром НТП 11.8-001-2004 для глушения скважин место подключения задавочного агрегата должно находиться за пределами скважины на расстоянии не менее 15 метров от скважины.

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					Лист
											36
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22						
229411											
Подп. и дата											
Взам. инв.№	228431										

Задавочная линия, обеспечивающая быстрое подключение цементировочного агрегата, имеющего в комплекте необходимую арматурную и трубную обвязку. На концах задавочных линий скважин, на расстоянии 15 м от устья скважин, предусмотрены быстроразъемные соединения для подключения цементировочного агрегата.

Размещение агрегата для ремонта скважин предусматривается на площадках с твердым покрытием у устья скважин. Работы подъемного агрегата предполагается проводить с применением инвентарных якорей.

В соответствии с п. 4.4. ТТ предусмотрено ограждение устья скважин с устройством щебеночного покрытия прискважинной территории. В ограждении предусмотрены ворота и калитка.

Обустройство территории скважин и технологическая схема обвязки устья скважин выполнена на основании типовой схемы обвязки газоконденсатных скважин ОНГКМ в соответствии с СТО ГПУ 6.3-08-2020 «Требования к обустройству устья скважин», ООО «Газпром добыча Оренбург».

15.1.2 Подача КИГик на устья газовых скважин

Необходимость подачи ингибитора гидратообразования определена на основании термодинамического расчета в соответствии с СТО Газпром 2-3.3-1242-2021, результаты расчета приведены в [Приложении Г](#).

На основании проведенного расчета для снижения выпадения гидратов на всем пути газа по проектируемым участкам скважин № 110 и № 111 до УКПГ-10 подачу раствора КИГик достаточно обеспечить только в точку затрубного пространства скважин, что позволит исключить возможные гидратообразования на всех расчетных участках.

На скважину 110 необходимо подать метанол в количестве 3,5÷7,9 кг/ч в зависимости от года эксплуатации.

На скважину 111 необходимо подать метанол в количестве 3,2÷9,5 кг/ч в зависимости от года эксплуатации.

Также подача ингибитора гидратообразования предусмотрена в амбарную линию в соответствии с п.4.3 ТТ.

Прокладка метанолопроводов от основной площадки УКПГ-10 предусмотрена параллельно газовым шлейфам. Прокладка метанолопроводов внутри площадки скважин выполнена совместно на одной эстакаде с газопроводами.

Для подачи КИГик (комплексного ингибитора гидратообразования и коррозии) в обвязке каждой скважины предусматривается система дозированной подачи.

В соответствии с п. 4.5 ТТ для подачи ингибитора на проектируемые скважины предусмотрены дополнительные дозирочные насосы.

Инд. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв.№	228431

							0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22			37
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

Для подачи КИГик на новые скважины проектными решениями предусмотрена установка агрегатов дозировочных мембранных (1 рабочий, 1 резервный) на территории УКПГ-10 в существующем помещении технологической насосной метанола. На территории скважин предусмотрена установка система подачи КИГик с поддержанием заданного расхода для каждой скважины в соответствии с расчетом по годам добычи.

Насосы установлены на свободной площади в помещении существующей технологической насосной метанола.

Подача КИГик на новые насосы осуществляется от существующего склада по существующему положению. Проектными решениями предусматривается врезка в существующий трубопровод подачи метанола со склада с установкой запорной арматуры. Фильтр перед насосным оборудованием предусмотрен на существующей общей линии подачи КИГик со склада. Возможность обеспечить хранение требуемых объемов ингибитора для новых скважин без реконструкции существующего склада подтверждена письмом ООО «Газпром добыча Оренбург» [приложение К](#).

На каждую скважину проектными решениями прокладывается отдельный метанолопровод DN 50, PN 25 МПа. На выходе из насосной на трубопроводе не менее чем за 3 м. от здания предусматривается пневмоуправляемая отключающая арматура.

Для подачи ингибитора на площадке УКПГ-10 перед регуляторами, установленными на входных нитках скважин № 110, 111, предусмотрено использование существующих резервных дозировочных головок, предложенных эксплуатирующей организацией ([приложение Ж](#)).

Проектными решениями предусмотрено подключение к блоку № 5 головки №6 производительность 0,1 м³/ч, давление нагнетания 16,0 МПа.

Также от блока № 5 головки №6 предусмотрен подвод ингибитора к блоку сепаратора газлифтного газа.

Ремонтные работы насосного оборудования в помещении насосной необходимо проводить с применением мобильного грузоподъемного оборудования, такелажным способом.

Внутри здания технологической насосной осуществляется постоянный контроль за содержанием углеводородов и паров метанола в воздухе. В случае превышения допустимых концентраций включается аварийная вытяжная вентиляция, на щите диспетчера (ПСС) и на АРМ диспетчера срабатывает сигнализация. Дважды в месяц НИЛ ООС контролирует содержание паров метанола в технологической насосной.

Реконструкция систем технологической насосной (отопление, вентиляция, пожаротушение) не требуется.

Технологическая схема насосного оборудования представлена на чертеже 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.В.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.02. План расположения оборудования в существующей насосной представлен на чертеже

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

						0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		38
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.2/15643.П.В.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.03.

15.1.3 Подключение скважин № 110, 111 к УКПГ-10

От каждой скважины к УКПГ-10 проложен индивидуальный шлейф DN 150 PN 25 и метаноопровод DN 50 PN 25. На территории площадок скважин и УКПГ диаметры шлейфа принят DN 100 PN 25.

Диаметр шлейфов подобран в соответствии с расчетом, информация представлена в томе 3.1.1.

Скважины №110, 111 предназначены для добычи высоконапорного газа с целью последующего его использования для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин Ассельской НГКЗ согласно «Технологическому проекту разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области».

В соответствии с «Технологическим проектом разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения Оренбургской области» (Протокол ЦКР Роснедр от 20.12.2019 № 7860) ([приложение Б](#)) давление в скважинах №110, 111 выше, чем у существующих БВН, то подключить их в сборно-распределительные гребенки невозможно, соответственно п. 4.2 ТТ о использовании существующей системы сбора выполнить невозможно.

В соответствии с Протоколом согласования основных технических решений по объекту для исключения влияний расчетных давлений аппаратов и трубопроводов существующих линий на снижение давления газа скважин залежей пластов А1/1-А4/1, с целью его использования для газлифтной эксплуатации нефтяных скважин Ассельской залежи предусмотрена установка дополнительного входного сепаратора газлифтного газа.

Сепаратор обеспечивает подготовку (очистку от мехпримесей и капельной влаги) газлифтного газа высокого давления.

Очищенный газ после сепаратора используется в качестве газлифтного газа для эксплуатации нефтяных скважин Ассельской залежи:

- 1-й выход с сепаратора по газу подключается к газопроводу УКПГ-10 – кольцо газлифтного газа Ассельской залежи;
- 2-й выход газа с сепаратора подключается на вход технологической линии №1 УКПГ-10 с установкой регулирующего устройства на выкидной линии.

В соответствии с гидравлическим расчетом параметры (максимально и минимально возможные) поступающего на УКПГ-10 газа составят:

- расход по каждому шлейфу 72 ÷ 190 тыс. м3/сут;
- давление скв. 110 Руст 2,74 ÷ 19,38 МПа, скв. 111 Руст 2,08 ÷ 17,47 МПа;

Взам. инв.№	228431	Подп. и дата		Инв. № подл.	229411																	
	2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т												Лист			
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата													39			

– температура скв. 110 плюс 3,6 ÷ плюс 17,16 град.С, скв. 111 плюс 3,78 ÷ плюс 7,19 град.С.

Необходимые параметры газлифтного газа по выходу №1 приняты на основании письма ООО «Газпром добыча оренбург» ([приложение И](#)) и составят:

– давление газлифтного газа, подаваемого в газопровод 7,0 – 11,0 МПа (после сепаратора).

Газ от скважин по индивидуальным шлейфам поступает на УКПГ-10. Строительство новых ниток предусмотрено рядом с БВН-1 на свободной территории.

На каждой входной нитке скважин № 110, 111 предусмотрена установка:

- кранов шаровых с пневмоприводом;
- замерного устройства;
- ручного клапана –регулятора.

Регулирующий клапан установлен для выравнивания давления из двух шлейфов. Далее газ от двух скважин объединяется в один коллектор и направляется в сепаратор газлифтного газа.

Блок сепаратора газлифтного газа предназначен для улавливания капельной жидкости и механических примесей и устанавливается на открытой площадке. При размещении блока газлифтного сепаратора предусмотрен демонтаж металлического контейнера, используемого под склад инвентаря, и вынос коммуникаций.

ВМС с сепаратора газлифтного газа направляется в существующий выветриватель С-203/1, на линии устанавливаются регулирующие клапаны для сброса давления.

Дренажи в существующую дренажную емкость Е-801.

Сброс сероводородсодержащего газа осуществляется в существующий факельный коллектор высокого давления.

Для предотвращения коррозии в сепаратор предусмотрена подача КИГиК (комплексного ингибитора гидратообразования и коррозии).

После сепаратора газ направляется либо к кольцевой коллектор газлифтного газа, либо в существующую технологическую нитку ТЛ1.

На каждом выходе из блока сепаратора газлифтного газа установлены:

- краны шаровые пневмоприводные;
- замерное устройство;
- регулирующий ручной клапан;
- блок предохранительный клапанов.

При невозможности использовать, добываемый из скважин № 110, 111, газ в качестве газлифтного по решению эксплуатирующей организации его необходимо направить на вход технологической линии ТЛ1.

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

																			Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т											40		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата														

Для подачи в ТЛ1 необходимо уменьшать давление газа перед входом в существующие сепараторы, так как существующий С-101 рассчитан на давление $P_{расч.}=10,0$ МПа, С-102 на давление $P_{расч.} = 7,0$ МПа.

Замерные узлы подобраны и описаны в томе 3.3, часть 4 «Метрологическое обеспечение» (0548.002.П.0/0.0005-МЕО/15643.П.0-ИОСМЕО).

К шлейфу № 34 проектными решениями предусмотрена прокладка газлифтного газа скважин № 110, 111 после очистки в сепараторе. Параметры очищенного газлифтного газа после сепаратора соответствуют требованиям к качеству газлифтного газа.

В соответствии с «Протоколом согласования основных технических решений по объекту» проектными решениями предусмотрен трубопровод-перемычка между газопроводом КоНГКМ и газопроводом УКПГ-10-ДКС-1. Перемычка необходима для организации транспорта газа КоНГКМ и ЗАО «Карбон» минуя УКПГ-10, ввиду разных залежей УВС и существенной разницы в давлениях с газом КоНГКМ и ЗАО «Карбон» и обеспечения возможности подготовки на технологической линии №1 только газа скважин залежей пластов А1/1 – А4/1 ОНГКМ (раздельная подготовка согласно п.4.2.1 ТТ).

Технологическая схема площадки УКПГ-10 представлена на чертеже 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.В.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.01, план площадки на чертеже 0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.2/15643.П.В.000.0-ИОСТХ2.ТХ.Г.02.

15.1.4 Требования к трубам

В соответствии с ГОСТ 32569-2013 трубопроводы в зависимости от транспортируемого вещества трубопроводы имеют следующую классификацию:

- транспортирующие природный газ с содержанием сероводорода, КИГиК относятся к группе А(б) категории I или II (в зависимости от давления продукта);
- трубопроводы сжатого воздуха - к трубопроводам группы В категории III, V.

Диаметры трубопроводов приняты на основании гидравлических расчётов из условия допустимых скоростей газа $5 \div 20$ м/с. и жидкости: на всасе насосов - до 0,5 – 1,0 м/с, на нагнетании – 1,5 - 3 м/с, ингибиторы – до 3 м/с.

Материал труб для сероводородсодержащего газа принят в соответствии с СТО Газпром 2-4.1-951-2015 «Инструкция по выбору и применению стальных сероводородостойких труб на объектах ОАО «Газпром».

Толщина стенки трубопроводов газа с содержанием сероводорода определена на основании требований ГОСТ Р 55990-2014, ГОСТ 32388-2013, с учетом рекомендаций,

Инд. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ИЛ03.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						41
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22						

изложенных в СТО Газпром 2-4.1-951-2015 и отвечает условиям прочности трубопроводов при рабочем давлении.

Все работы по испытанию трубопроводов газа с содержанием сероводорода, КИГиК производятся в соответствии с требованиями «Руководства по безопасности «Рекомендации по устройству и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов», СНиП 3.05.05-84, ГОСТ 32569-2013. Величина испытательного давления на прочность для стальных трубопроводов принимается равной:

- 1,5 P_{раб}, но не менее 0,2 МПа при P_{раб} до 0,5 МПа;
- 1,43 P_{раб}, но не менее 0,8 МПа при P_{раб} выше 0,5 МПа.

Трубопроводы сероводородсодержащего газа и КИГиК помимо гидравлических испытаний на прочность и плотность подвергаются дополнительному пневматическому испытанию на герметичность.

Объем контроля сварных соединений этих трубопроводов производится в объеме: 100% визуальный и измерительный контроль, 100% гаммаграфический контроль, 100% капиллярный контроль.

Для трубопроводов сероводородсодержащего газа, КИГиК (контактных с сероводородсодержащей средой) предусматривается 100% термическая обработка сварных соединений.

Объем контроля сварных соединений трубопроводов воздуха производится в объеме 1% (ультразвуковой контроль).

Испытания трубопроводов на прочность и герметичность производится, в основном, гидравлическим способом.

Перед началом испытаний предусмотрено выполнение мероприятий, обеспечивающих качественное проведение испытаний:

- установка воздушников и дренажных линий;
- установка необходимых заглушек;
- установка необходимых контрольно-измерительных приборов.

В состав работ по испытанию входят:

- подготовка к испытанию;
- заполнение трубопроводов и оборудования водой;
- подъём давления до испытательного и выдержка;
- сброс давления до рабочего;
- проверка на герметичность;
- удаление воды из системы.

Удаление воды должно производиться самотеком из нижних точек или вытеснением сжатым воздухом или азотом.

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						42
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Если испытываемый участок включает в себя кроме труб запорную арматуру, соединительные части, аппараты, то испытательное давление принимается равным наименьшему заводскому испытательному давлению из всех элементов, входящих в испытываемый участок, но не ниже 1,5 (1,43) рабочего давления трубопровода.

С целью предотвращения образования взрывоопасной газоздушнoй смеси при заполнении газопровода газом, до подачи газа трубопровод заполняется азотом с концентрацией не менее 98%, температурой точки росы минус 20°С до избыточного давления 0,02 МПа.

Трубопроводы, принятые проектной документацией, входят в Единый реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» (Единый реестр МТР) и прошли приёмочные испытания на испытательных полигонах ОАО «Оргэнергoгаз».

Соединительные детали трубопроводов

Соединительные детали для сероводородсoдержажих сред приняты из стали К48-К52 по ТУ 1469-005-58154529-2011, ТУ 1469-022-04834179-2011 и соответствуют требованиям СТО Газпром 2-4.1-1019-2015 «Детали соединительные в сероводородостойком исполнении». Заготовки, применяемые при изготовлении соединительных деталей, должны изготавливаться из сталей повышенной чистоты группы стойкости С-1. Соединения деталей трубопроводов с трубами и арматурой предусмотрены на сварке. Все соединительные детали термообработаны в заводских условиях.

Соединительные детали, принятые проектной документацией, входят в Единый реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» (Единый реестр МТР) и прошли приёмочные испытания на испытательных полигонах ОАО «Оргэнергoгаз».

Арматура

Устанавливаемые на трубопроводах с сероводородсoдержажей средой шаровые краны имеют герметичность затвора класс «А» по ГОСТ 9544-2015 и соответствуют требованиям СТО Газпром 2-4.1-212-2008 «Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром» и СТО Газпром 2-4.1-1108-2017 «Краны шаровые специальные. Общие технические условия». Материалы деталей проточной части, находящихся в контакте с рабочей средой, содержащей H2S и CO2 до 6%, соответствуют требованиям следующих нормативных документов:

- ГОСТ Р 53679-2009 (ИСО 15156-1:2001) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 1. Общие принципы выбора материалов, стойких к растрескиванию»;

Взам. инв.№	228431	
	Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411	
Изм.	Кол.уч.	Лист
2	-	Зам.
		№ док
		Подпись
		Дата
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т		Лист
		43

- ГОСТ Р 53678-2009 (ИСО 15156-2:2003) «Нефтяная и газовая промышленность. Материалы для применения в средах, содержащих сероводород, при добыче нефти и газа. Часть 2. Углеродистые и низколегированные стали, стойкие к растрескиванию, и применение чугунов».

Запорная арматура на трубопроводах сероводородсодержащего газа, КИГиК принята стальная фланцевая.

Запорная арматура на трубопроводах воздуха для управления кранами принята стальная приварная. Краны поставляются с приваренными к торцам корпуса патрубками (трубными катушками) диаметром, толщине и классу прочности соответствующих диаметру, толщине и классу прочности присоединяемых к ним основного трубопровода и полностью соответствующие требованиям СТО Газпром 2-4.1-223-2008 «Технические требования к электросварным сероводородостойким трубам».

Арматура, включенная в автоматическую схему управления процессом, выбрана в обвязке устья скважины с электроприводом, на площадке УКПГ-10 с пневмоприводом. В качестве управляющего газа принят воздух.

Арматура, принятая проектной документацией, входит в Единый реестр материально-технических ресурсов, допущенных к применению на объектах Общества и соответствующих требованиям ПАО «Газпром» (Единый реестр МТР), прошла приёмочные испытания на испытательных полигонах ОАО «Оргэнергогаз» и имеет положительный опыт эксплуатации на предприятиях добычи газа ПАО «Газпром». Все необходимые требования к изготовлению арматуры отражены в опросных листах (томе 4.3.2.1.2).

Сертификаты соответствия, декларации соответствия таможенному союзу, предоставленные заводами-изготовителями запорно-регулирующей и предохранительной арматуры, приведены в [приложении В](#).

Назначенный срок службы запорной и регулирующей арматуры, обратных клапанов, принятых в проектной документации, составляет не менее 30 лет, предохранительных клапанов – не менее 20 лет.

Изоляция и лакокрасочные материалы

Лакокрасочное покрытие подобрано с учётом корпоративных расцветок на объектах ПАО «Газпром» в соответствии с «Книгой фирменного стиля ПАО «Газпром» в новой редакции и Типовой книги фирменного стиля дочернего общества ПАО «Газпром», утверждённой постановлением Правления ПАО «Газпром» от 30.08.2016 № 33».

Толщина антикоррозионного лакокрасочного покрытия надземных трубопроводов и оборудования не менее 0,2 мм, отличительная окраска по ГОСТ 14202-69 «Трубопроводы промышленных предприятий. Оповестительная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки».

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

						0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		44
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Для защиты от коррозии надземных трубопроводов используется система защитного покрытия СпецПротект 008/109 ТУ 2312-016-81433175-2014. Общая толщина покрытия 240 мкм.

В качестве антикоррозионной изоляции подземных трубопроводов используется антикоррозионное полиуретановое покрытие "Карбофлекс" ТУ 20.30.12-018-81433175-2018. В местах выхода подземных трубопроводов на поверхность предусмотрен дополнительный изоляционный слой на 300 мм выше уровня площадки.

Тип покрытия приведен в качестве аналога.

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

Объекты проектирования оборудуются комплексом инженерно-технических средств охраны, включающим:

- инженерные средства охраны;
- технические средства охраны:
- периметральную охранную сигнализацию;
- объектовую охранную сигнализацию;
- систему сбора, обработки и отображения информации.

Полное описание принятых проектных решений по техническим средствам охраны приведено в томе 4.3.2.2 «Комплекс инженерно-технических средств охраны» (0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.2/15643.П.0.000.0-ИОСКИТСО)

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

**Приложение А
(обязательное)**

Состав природного газа

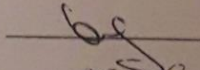
ООО "Газпром добыча Оренбург"
Газопромысловое управление (ГПУ)
Химико-аналитическая лаборатория (ХАЛ)
460503, Оренбургская обл., Оренбургский район, с. Дедуровка-2, тел. (3532) 73-61-72

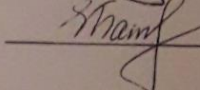
Справка № 245

от 25 марта 2021 г.

Наименование объекта: газ природный
 НД на объект: проект разработки ОНГКМ
 НД на отбор проб: ГОСТ 31370
 Место отбора: ЦДНГК
 Точка отбора: УИС "Porta-test" скв. 697
 Дата и время отбора: 24.03.2021 г. / 09:00
 Условия отбора: P = 26 кгс/см²; T=9 °C; Q =990 м³/ч
 Заказчик: геологическая служба
 Дата поступления: 24.03.2021 г.
 Дата испытания: 24-25.03.2021 г.
 Пробоотборник: 4106

№ п/п	Определяемый показатель	Единица измерения	НД на метод испытаний	Норматив по НД на объект	Результат измерений	Неопределённость
1	Плотность газа при стандартных условиях (20 °С и 101,325 кПа)	кг/м ³	ГОСТ 17310	не норм.	0,808	0,004
2	Компонентный состав:	% мол.	ГОСТ 31371.7 метод А	не норм.		
	метан				84,60	0,30
	этан				3,14	0,13
	пропан				1,37	0,08
	изо-бутан				0,266	0,016
	н-бутан				0,55	0,03
	нео-пентан				0,0033	0,0004
	изо-пентан				0,209	0,013
	н-пентан				0,208	0,013
	гексан				0,245	0,015
	гептан				0,069	0,004
	октан				0,0069	0,0008
	бензол				0,0183	0,0017
	толуол				0,0072	0,0008
	гелий				0,047	0,003
	водород				0,0012	0,0003
	диоксид углерода				1,86	0,11
азот	2,79	0,11				
3	Меркаптановая сера	г/м ³	ГОСТ 22387.2	не норм.	0,59	0,09
4	Сероводород	г/м ³			64,6	2,9
		% мол.			4,61	0,21

Начальник лаборатории  Г.П. Стрельчик

Инженер лаборатории  Е.С. Батурина

36-597 Батурина Е.С.

1. Справка распространяется только на пробу, прошедшую испытание.
 2. За представительность пробы, отобранной заказчиком, лаборатория ответственности не несёт.

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
					10.10.22		46

**Приложение Б
(обязательное)**

**Данные по скважинам № 110,111 письмо ООО «Газпром добыча Оренбург»
(протокол ЦКР № 7890 от 20.12.2019)**

Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460058
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-89
e-mail: orenburg@ifo.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04964476, ОГРН 1025901028221, ИНН 5610058026, КПП 897250001
10.11.2021 № 23/ор-2587
на № _____ от _____

Главному инженеру
Санкт-Петербургского филиала
ООО «Газпром проектирование»

Н.Е. Кривенко

Заместитель генерального
директора по проектированию
технологических объектов
АО «Газпроектинжиниринг»

В.Н. Бондареву

О предоставлении информации

**Уважаемый Николай Евгеньевич!
Уважаемый Владимир Николаевич!**

В соответствии с запросами ООО «Газпром проектирование» от 22.10.2021 № 01/01/02-9452 и АО «Газпроектинжиниринг» от 12.10.2021 № 21662/11, предоставленными в рамках проектирования объекта «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» (далее – Объект) направляю запрашиваемую информацию и разъяснения специалистов ООО «Газпром добыча Оренбург» по пунктам 4.2 и 4.5 технических требований на проектирование Объекта.

Дополнительно сообщая, что технологический регламент направлен 26.10.2021 в рабочем порядке в АО «Газпроектинжиниринг» на адрес электронной почты: *bev@GASP.RU*.

Приложение: 1. Служебные записки ОГ,РМ, ЛиН от 27.10.201.2021 №05-666 на _ л.
2. Служебные записки ОГ,РМ, ЛиН от 09.11.201.2021 №05-675 на _ л.
3. Служебная записка ПОДиТГ,ГКиН от 10.11.2021 №11-538 на _ л.

**Временно исполняющий обязанности
заместителя генерального директора
по ремонту и капитальному строительству**
(по доверенности от 05.08.2021 № 155,
по приказу от 13.09.2021 № 1130)



Д.А. Сороколетов

Абросимов Владимир Владимирович
(754) 31-133

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №21593е 10.11.2021

Инд. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подпись
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

Отдел геологии,
разработки месторождений,
лицензирования и недропользования

Начальнику СОРиСОФ

Д.А. Сороколетову

А.А. Сороколетов
10.11.21

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА

09.11.2021 № 05 - 675

*О предоставлении информации
По объекту (код ПИР:051-1005893)*

Уважаемая Дмитрий Анатольевич!

В соответствии с запросом от 22.10.2021 № 01/01/02-9452 с целью разработки основных технических решений, проектной документации «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» направляем Вам информацию по дебитам, Р пласт, Т пласт, Р уст, Т уст, Р стат по скважинам №№ 110, 111 на период до 2060 года.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

Начальник отдела геологии,
разработки месторождений,
лицензирования и недропользования



С.К. Самарцев

Новоженин Иван Васильевич
30-125

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №21593 *434* 10.11.2021

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подпись
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№
229411		228431

Изм.	2
Коп.уч.	-
Лист	Зам.
№ Док	2/07-22
Подпись	
Дата	10.10.22
	0548.002.П.00.0005-ИП03.2.1.1/5643.П.0-ИОСТХ1.Т
Лист	49

Год	Средний дебит скважин газз тыс. м³/сут	Среднее пластовое давление на конец года*		Устьевое динамическое давление на конец года		Устьевое статическое давление на конец года**	
		скв. 110	скв. 111	скв. 110	скв. 111	скв. 110	скв. 111
2024	157	24.0	23.2	11.9	11.1	20.2	19.5
2025	72	23.7	22.8	11.4	10.5	19.8	19.1
2026	72	23.9	22.4	11.0	10.1	19.5	18.8
2027	72	22.9	22.1	10.7	9.9	19.2	18.5
2028	72	22.6	21.8	10.3	9.5	18.9	18.3
2029	72	22.3	21.4	9.5	8.7	18.7	18.0
2030	72	21.9	21.1	9.4	8.6	18.4	17.7
2031	72	21.6	20.8	9.2	8.4	18.1	17.4
2032	72	21.3	20.5	8.3	7.5	17.8	17.2
2033	72	21.0	20.2	7.3	6.5	17.6	16.9
2034	72	20.7	19.9	6.9	6.1	17.3	16.7
2035	72	20.4	19.6	6.7	5.9	17.1	16.4
2036	72	20.1	19.3	6.5	5.7	16.8	16.2
2037	72	19.8	19.0	6.4	5.6	16.6	15.9
2038	72	19.5	18.7	6.1	5.3	16.3	15.7
2039	72	19.2	18.4	6.0	5.2	16.1	15.4
2040	71	18.9	18.1	5.8	5.0	15.9	15.2
2041	72	18.7	17.9	5.6	4.8	15.6	15.0
2042	72	18.4	17.6	5.5	4.7	15.4	14.8
2043	72	18.1	17.3	5.5	4.7	15.2	14.5
2044	72	17.9	17.0	5.6	4.8	15.0	14.3
2045	72	17.6	16.8	5.4	4.6	14.7	14.1
2046	72	17.3	16.5	5.2	4.4	14.5	13.9
2047	72	17.1	16.3	5.1	4.3	14.3	13.6
2048	72	16.8	16.0	4.8	4.0	14.1	13.4
2049	72	16.6	15.8	4.7	3.9	13.9	13.2
2050	72	16.3	15.5	4.5	3.7	13.7	13.0
2051	72	16.1	15.3	4.4	3.6	13.5	12.8
2052	118	14.3	13.8	3.7	3.2	12.0	11.6
2053	190	13.2	12.7	4.0	3.5	11.1	10.6
2054	181	12.2	11.6	4.1	3.5	10.2	9.7
2055	170	11.1	10.5	4.1	3.5	9.3	8.9
2056	159	10.2	9.6	4.1	3.4	8.6	8.0
2057	147	9.3	8.7	3.9	3.2	7.8	7.3
2058	134	8.5	7.9	3.6	2.9	7.1	6.6
2059	122	7.7	7.1	3.2	2.6	6.5	6.0
2060	110	7.0	6.4	2.8	2.2	5.9	5.4

Данные представлены в соответствии с технологическим проектом разработки Восточного участка Оренбургского НГМУ утвержденного Протоколом ЦРФ № 7860 от 20.12.2019

* среднее пластовое давление по вскрытому интервалу
** расчетное значение давления (барометрическая формула)

Начальник отдела геологии, разработки месторождений, лицензирования и недропользования

 С.К. Самарцев

Заместитель начальника центра - начальник службы разработки месторождений и геологоразведочных работ ИТЦ

 А.С. Колубаев

Скважина	Средняя начальная температура окружающей среды на устье	Температура окружающей среды на устье	Максимальное начальное пластовое давление (пласт А4/1)	Максимальное устьевое статическое давление**
	°C	°C	МПа	МПа
110	35.7	плюс 45 - минус 40	24.4	20.5
111	36.7	плюс 45 - минус 40	24.8	20.8



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460158
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-89
e-mail: orenburg@do.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04694476, ОГРН 1025601028221, ИНН 5610058025, КПП 507250001

16.06.2022 № 001-001/23-5802-ИЕК

на № _____ от _____

Заместителю генерального директора
по проектированию технологических
объектов

АО «Газпроектинжиниринг»

В.Н. Бондареву

*Об уточнении параметров
газлифтного газа*

Уважаемый Владимир Николаевич!

На запрос АО «Газпроектинжиниринг» от 27.05.2022 № 11291/11 по объекту «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» подтверждаем, что ранее выданная информация по параметрам скважин № 110 и № 111 соответствует данным действующего проектного документа на разработку месторождения (утвержден протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 27.12.2021 № 8489).

Дополнительно сообщаем, что в соответствии с существующим технологическим режимом работы Ассельской залежи необходимо предусмотреть минимальное значение давления газлифтного газа равным 7 Мпа, а верхний предел принять за рабочее давление газопровода кольца газлифтного газа 11 Мпа.

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству

 А.Е. Пятаев

Аброскмов Владимир Владимирович
(754) 31-133

АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №11741е 16.06.2022

Инд. № подл.	Взам. инв.№
229411	228431
Подп. и дата	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	

Лист
50

**Приложение В
(обязательное)**

Разрешительная документация



**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

Заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозировочной техники «Ареопаг».
Основной государственный регистрационный номер: 1037811051190.
Место нахождения: 194156, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68

Телефон: 8126433501, адрес электронной почты: info@areopag-spb.ru
в лице Генерального директора Бурданова Владимира Николаевича
заявляет, что

Агрегаты электронасосные дозировочные типа НД, НДМ
Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3632-007-46919837-2012 «Агрегаты электронасосные дозировочные типа НД, НДМ»

изготовитель Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозировочной техники «Ареопаг».
Место нахождения: 194156, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68

Адрес места осуществления деятельности: 197374, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, улица Мебельная, дом 5в

код ТН ВЭД ЕАЭС 8413 50 400 0

Серийный выпуск
соответствует требованиям
Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

Декларация о соответствии принята на основании сертификатов на тип №№ ЕАЭС RU.CT-RU.НА10.B.00120, ЕАЭС RU.CT-RU.НА10.B.00121 от 08.06.2018 года, выданных Обществом с ограниченной ответственностью "Эксперт-Сертификация" (аттестат аккредитации № RA.RU.11НА10); обоснования безопасности № ОБ 1037811051190-002; протоколов испытаний №№ 3606-2018, 3607-2018 от 07.06.2018 года, выданных испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «СДС-СЕРТ», аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.21A349; протокола заводских испытаний № 147 от 21.09.2016, 226 от 07.02.2018 года; руководства по эксплуатации № АРМ2Д-43-00-000-26.4-192 РЭ; паспорта № АРМ2Д-43-00-000-26.4-192 ПС

Схема декларирования: 5д

Дополнительная информация

Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации. Стандарт, обеспечивающий соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования": ГОСТ 31839-2012 (EN 809:1998) разделы 5 - 8 "Насосы и агрегаты насосные для перекачки жидкостей. Общие требования безопасности"

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 07.06.2023 включительно.



Бурданов Владимир Николаевич

(подпись)

(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС № RU Д-RU.НА10.B.00631

Дата регистрации декларации о соответствии: 08.06.2018

Взам. инв. №	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
							51

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AA87.B.00423/20

Серия **RU** № **0230832**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования (ОС ЦСВЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Центр по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования» (ООО «НАНИО ЦСВЭ»). Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 140004, Московская область, Люберецкий район, город Люберцы, поселок ВУГИ, АО «Завод «ЭКОМАШ», литера В, Объект 6, этаж 3, офис 26. Адрес места осуществления деятельности в области аккредитации: Россия, 140004, Московская область, Люберецкий район, город Люберцы, поселок ВУГИ, АО «Завод «ЭКОМАШ», Литера В, Объект 6, этаж 3, офисы 26/3, 26/4, 26/5, 27/6, 30/1, 32. Аттестат № RA.RU.11AA87 от 20.07.2015 г. Телефон: +7 (495) 558-83-53, +7 (495) 558-82-44. Адрес электронной почты: csve@csve.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозирочной техники «Ареопак» Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 194156, Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68. Адрес места осуществления деятельности: Россия, 197374, Санкт-Петербург, улица Оптиков, дом 4, корпус 3, литер А. ОГРН: 1037811051190. Телефон: +78126433501. Адрес электронной почты: info@areopag-spb.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозирочной техники «Ареопак» Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 194156, Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68. Адреса мест осуществления деятельности по изготовлению продукции: - Россия, 197374, Санкт-Петербург, улица Мебельная, дом 5, литер В.
- Россия, 188230, Ленинградская область, город Луга, улица Малая Инженерная, дом 2.

ПРОДУКЦИЯ Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ с Ех-маркировкой II Gb с ПС Т6...Т2 X или II Gb с ПВ Т6...Т2 X, III Db с ШВ Т85°С...Т200°С X IP6X или III Db с ПС Т85°С...Т200°С X IP6X с комплектующим взрывозащищенным оборудованием (см. приложение, бланки №№ 0736531 – 0736539).
Документы, в соответствии с которыми изготовлены изделия - см. приложение, бланк № 0736530. Серийный выпуск.

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8413 50 4000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ

Протокола испытаний № 159.2020-Г от 08.06.2020 Испытательной лаборатории технических устройств Автономной некоммерческой организации «Национальный испытательный и научно-исследовательский институт оборудования для взрывоопасных сред» ИЛ Ех ТУ (аттестат № РОСС RU.0001.21МШ19 выдан 16.10.2015); Акта анализа состояния производства № 127-А/19 от 20.12.2019 Органа по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования (ОС ЦСВЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Центр по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования» (ООО «НАНИО ЦСВЭ»); Документов, представленных заявителем в качестве доказательств соответствия продукции требованиям ТР ТС 012/2011 (см. приложение, бланк № 0736530). Схема сертификации – 1с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Перечень стандартов, применяемых на добровольной основе для соблюдения требований ТР ТС 012/2011 (см. приложение, бланк № 0736530). Условия и срок хранения указаны в эксплуатационной документации. Назначенный срок службы – 30 лет.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 10.06.2020 ПО 09.06.2025
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))



Залогин Александр Сергеевич (Ф.И.О.)

Орлов Александр Юрьевич (Ф.И.О.)

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				52
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.AA87.B.00423/20 Лист 1

Серия **RU** № **0736530**

I. ПЕРЕЧЕНЬ СТАНДАРТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ДОБРОВОЛЬНОЙ ОСНОВЕ ТР ТС 012/2011 «О БЕЗОПАСНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАБОТЫ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ СРЕДАХ»

Обозначение стандартов	Наименование стандартов
ГОСТ 31438.1-2011 (EN 1127-1:2007)	Взрывоопасные среды. Взрывозащита и предотвращение взрыва. Часть 1. Основополагающая концепция и методология
ГОСТ 31441.1-2011 (EN 13463-1:2001)	Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования
ГОСТ 31441.5-2011 (EN 13463-5:2003)	Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 5. Защита конструкционной безопасностью "с"

II. ДОКУМЕНТЫ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ЗАЯВИТЕЛЕМ В КАЧЕСТВЕ ДОКАЗАТЕЛЬСТВА СООТВЕТСТВИЯ ПРОДУКЦИИ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 012/2011

Технические условия «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ, НДС, НДСУ и запасные части к ним» ТУ 3632-003-46919837-2007 от 17.12.2007;
 Руководство по эксплуатации «Агрегаты электронасосные дозирочные мембранные типа НДМ» АРМ2-41.4-00-000-02.4 РЭ от 13.05.2019;
 Паспорт «Агрегаты электронасосные дозирочные мембранные типа НДМ» АРМ2-41.4-00-000-02.4 ПС от 13.05.2019;
 Руководство по эксплуатации «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД» АР00-00-000-01 РЭ от 22.06.2018;
 Паспорт «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД» АРТ30.1-00-004 ПС от 30.08.2019;
 Комплекты конструкторской документации № АРМ2.4-41.4-00-000 от 18.09.2018 г., № АР30.1-00-000-48 от 28.06.2019;
 Оценка рисков воспламенения «АГРЕГАТЫ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫЕ ДОЗИРОВОЧНЫЕ типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ ТУ 3632-003-46919837-2007» от 05.12.2019;
 Перечень стандартов см. п. I.

III. ДОКУМЕНТЫ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ ИЗГОТОВЛЕНА ПРОДУКЦИЯ

Технические условия «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ, НДС, НДСУ и запасные части к ним» ТУ 3632-003-46919837-2007 от 17.12.2007;
 Комплекты конструкторской документации № АРМ2.4-41.4-00-000 от 18.09.2018 г., № АР30.1-00-000-48 от 28.06.2019.

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

(подпись)

Залогин Александр Сергеевич
(Ф.И.О.)

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

Орлов Александр Юрьевич
(Ф.И.О.)

АО «Орелит» - Москва, 2019 г. - Б-Л. Лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ. ТЗ № 938. Сайт: www.orclit.ru

Взам. инв.№	228431	Подп. и дата		Инв. № подл.	229411	Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	2107-22	Подпись	10.10.22	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист	53
-------------	--------	--------------	--	--------------	--------	------	---	---------	---	------	------	---------	---------	----------	------	---	------	----



**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

Заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозировочной техники «Ареопаг». Основной государственный регистрационный номер: 1037811051190.
Место нахождения: 194156, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68
Телефон: 8126433501, адрес электронной почты: info@areopag-spb.ru
 в лице **Генерального директора Бурданова Владимира Николаевича**
 заявляет, что
Агрегаты электронасосные дозировочные типа НД, НДМ
 Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3632-007-46919837-2012 «Агрегаты электронасосные дозировочные типа НД, НДМ»
изготовитель Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозировочной техники «Ареопаг». Место нахождения: 194156, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68
Адрес места осуществления деятельности: 197374, Российская Федерация, город Санкт-Петербург, улица Мебельная, дом 5в

код ТН ВЭД ЕАЭС 8413 50 400 0
 Серийный выпуск
 соответствует требованиям
 Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"

Декларация о соответствии принята на основании
 сертификатов на тип №№ ЕАЭС RU.CT-RU.HA10.B.00120, ЕАЭС RU.CT-RU.HA10.B.00121 от 08.06.2018 года, выданных Обществом с ограниченной ответственностью "Эксперт-Сертификация" (аттестат аккредитации № RA.RU.11HA10); обоснования безопасности № ОБ 1037811051190-002; протоколов испытаний №№ 3606-2018, 3607-2018 от 07.06.2018 года, выданных испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью «СДС-СЕРТ», аттестат аккредитации регистрационный № RA.RU.21A349; протокола заводских испытаний № 147 от 21.09.2016, 226 от 07.02.2018 года; руководства по эксплуатации № АРМ2Д-43-00-000-26.4-192 РЭ; паспорта № АРМ2Д-43-00-000-26.4-192 ПС
Схема декларирования: 5д

Дополнительная информация
 Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации. Стандарт, обеспечивающий соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 "О безопасности машин и оборудования": ГОСТ 31839-2012 (EN 809:1998) разделы 5 - 8 "Насосы и агрегаты насосные для перекачки жидкостей. Общие требования безопасности"

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 07.06.2023 включительно.


 (подпись)


 М.П. Бурданов Владимир Николаевич
 (Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС № RU Д-RU.HA10.B.00631
 Дата регистрации декларации о соответствии: 08.06.2018

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431						0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист	
			2	-	Зам.	2107-22			10.10.22	54
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись		Дата	

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AA87.B.00423/20

Серия RU № 0230832

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования (ОС ЦСВЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Центр по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования» (ООО «НАНИО ЦСВЭ»). Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 140004, Московская область, Люберецкий район, город Люберцы, поселок ВУГИ, АО «Завод «ЭКОМАШ», литера В, Объект 6, этаж 3, офис 26. Адрес места осуществления деятельности в области аккредитации: Россия, 140004, Московская область, Люберецкий район, город Люберцы, поселок ВУГИ, АО «Завод «ЭКОМАШ», Литера В, Объект 6, этаж 3, офисы 26/3, 26/4, 26/5, 27/6, 30/1, 32. Аттестат № RA.RU.11AA87 от 20.07.2015 г. Телефон: +7 (495) 558-83-53, +7 (495) 558-82-44. Адрес электронной почты: ccve@ccve.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозирочной техники «Ареопак» Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 194156, Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68. Адрес места осуществления деятельности: Россия, 197374, Санкт-Петербург, улица Оптиков, дом 4, корпус 3, литер А. ОГРН: 1037811051190. Телефон: +78126433501. Адрес электронной почты: info@areopag-spb.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Завод дозирочной техники «Ареопак» Адрес места нахождения юридического лица: Россия, 194156, Санкт-Петербург, проспект Энгельса, дом 27, литера Ц, помещение 68. Адреса мест осуществления деятельности по изготовлению продукции:
- Россия, 197374, Санкт-Петербург, улица Мебельная, дом 5, литер В.
- Россия, 188230, Ленинградская область, город Луга, улица Малая Инженерная, дом 2.

ПРОДУКЦИЯ Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ с Ех-маркировкой II Gb с ПС Т6...Т2 X или II Gb с ПВ Т6...Т2 X, III Db с ПШ Т85°С...Т200°С X IP6X или III Db с ПС Т85°С...Т200°С X IP6X с комплектующим взрывозащищенным оборудованием (см. приложение, бланк №№ 0736531 – 0736539).
Документы, в соответствии с которыми изготовлены изделия - см. приложение, бланк № 0736530. Серийный выпуск.

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8413 50 4000

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ

Протокола испытаний № 159.2020-Г от 08.06.2020 Испытательной лаборатории технических устройств Автономной некоммерческой организации «Национальный испытательный и научно-исследовательский институт оборудования для взрывоопасных сред» ИЛ Ех ТУ (аттестат № РОСС RU.0001.21МШ19 выдан 16.10.2015); Акта анализа состояния производства № 127-А/19 от 20.12.2019 Органа по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования (ОС ЦСВЭ) Общества с ограниченной ответственностью «Центр по сертификации взрывозащищенного и рудничного оборудования» (ООО «НАНИО ЦСВЭ»); Документов, представленных заявителем в качестве доказательства соответствия продукции требованиям ТР ТС 012/2011 (см. приложение, бланк № 0736530). Схема сертификации – 1с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Перечень стандартов, применяемых на добровольной основе для соблюдения требований ТР ТС 012/2011 (см. приложение, бланк № 0736530). Условия и срок хранения указаны в эксплуатационной документации. Назначенный срок службы – 30 лет.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 10.06.2020

ПО 09.06.2025

ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)
(подпись)



Залогин Александр Сергеевич

(Ф.И.О.)

Орлов Александр Юрьевич

(Ф.И.О.)

АО «Ордан» - Москва, 2019 г. - «В». Лицензия № 05-05-09-1003 ФНС РФ. 13 № 369. Тел: (495) 726-47-42. www.ordan.ru

Взам. инв.№
228431

Подп. и дата

Инв. № подл.
229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	55
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						Лист

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.AA87.B.00423/20 Лист 1

Серия **RU** № **0736530**

I. ПЕРЕЧЕНЬ СТАНДАРТОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА ДОБРОВОЛЬНОЙ ОСНОВЕ ТР ТС 012/2011 «О БЕЗОПАСНОСТИ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ РАБОТЫ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ СРЕДАХ»

Обозначение стандартов	Наименование стандартов
ГОСТ 31438.1-2011 (EN 1127-1:2007)	Взрывоопасные среды. Взрывозащита и предотвращение взрыва. Часть 1. Основополагающая концепция и методология
ГОСТ 31441.1-2011 (EN 13463-1:2001)	Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 1. Общие требования
ГОСТ 31441.5-2011 (EN 13463-5:2003)	Оборудование неэлектрическое, предназначенное для применения в потенциально взрывоопасных средах. Часть 5. Защита конструкционной безопасностью "с"

II. ДОКУМЕНТЫ, ПРЕДСТАВЛЕННЫЕ ЗАЯВИТЕЛЕМ В КАЧЕСТВЕ ДОКАЗАТЕЛЬСТВА СООТВЕТСТВИЯ ПРОДУКЦИИ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 012/2011

Технические условия «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ, НДС, НДСУ и запасные части к ним» ТУ 3632-003-46919837-2007 от 17.12.2007;
 Руководство по эксплуатации «Агрегаты электронасосные дозирочные мембранные типа НДМ» АРМ2-41.4-00-000-02.4 РЭ от 13.05.2019;
 Паспорт «Агрегаты электронасосные дозирочные мембранные типа НДМ» АРМ2-41.4-00-000-02.4 ПС от 13.05.2019;
 Руководство по эксплуатации «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД» АР00-00-000-01 РЭ от 22.06.2018;
 Паспорт «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД» АРТ30.1-00-004 ПС от 30.08.2019;
 Комплекты конструкторской документации № АРМ2.4-41.4-00-000 от 18.09.2018 г., № АР30.1-00-000-48 от 28.06.2019;
 Оценка рисков воспламенения «АГРЕГАТЫ ЭЛЕКТРОНАСОСНЫЕ ДОЗИРОВОЧНЫЕ типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ ТУ 3632-003-46919837-2007» от 05.12.2019;
 Перечень стандартов см. п. I.

III. ДОКУМЕНТЫ, В СООТВЕТСТВИИ С КОТОРЫМИ ИЗГОТОВЛЕНА ПРОДУКЦИЯ

Технические условия «Агрегаты электронасосные дозирочные типа НД, НДУ, НДМ, НДМУ, НДС, НДСУ и запасные части к ним» ТУ 3632-003-46919837-2007 от 17.12.2007;
 Комплекты конструкторской документации № АРМ2.4-41.4-00-000 от 18.09.2018 г., № АР30.1-00-000-48 от 28.06.2019.

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

 Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))



Залогин Александр Сергеевич
(Ф.И.О.)

Орлов Александр Юрьевич
(Ф.И.О.)

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	56

0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00213/19

Серия RU № 0131782



ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ продукции и услуг "Башкирский центр сертификации и тестирования" Общества с ограниченной ответственностью "АРТГРУПП". Адрес места нахождения: Российская Федерация, 450005, Республика Башкортостан, город Уфа, улица 50-летия Октября, дом 24, офис 309. Регистрационный номер аттестата аккредитации RA.RU.10MH10 от 24.06.2015. Телефон +7(347)2460717, адрес электронной почты artgrupp10@ Rambler.ru.

ЗАЯВИТЕЛЬ Акционерное общество "Атомтрубопроводмонтаж". Адрес места нахождения: Строительный проезд, дом 7А, корпус 10, этаж 2, кабинет 1, город Москва, Российская Федерация, 125362. ОГРН: 1027700394303. Номер телефона +7(499)497-60-31, адрес электронной почты atm@atom-tm.ru.

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Акционерное общество "Атомтрубопроводмонтаж". Адрес места нахождения: Строительный проезд, дом 7А, корпус 10, город Москва, Российская Федерация, 125362. Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Жуковское шоссе, дом 10, корпус 1, город Волгодонск, Ростовская область, Российская Федерация, 347360.

ПРОДУКЦИЯ Элементы и детали трубопроводов торговой марки "Атомтрубопроводмонтаж", рабочая среда пар, газ, газожидкостная смесь, группы рабочей среды 1, 2, категория оборудования 3 в соответствии с приложением №1 ТР ТС 032/2013, смотри Приложение бланк № 0630999. Продукция изготовлена в соответствии с смотри Приложение бланк № 0630999. Серийный выпуск.

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 7307 93 110 0, 7307 93 190 0, 7307 93 910 0, 7307 93 990 0, 7307 99 800 9

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протоколов испытаний №№ 1265/19, 1266/19, 1267/19, 1268/19, 1269/19, 1270/19, 1271/19, 1272/19 от 16.07.2019 Испытательной лаборатории потенциально опасных объектов Общества с ограниченной ответственностью "Научно-технический центр экспертиза, диагностика, освидетельствование", аттестат аккредитации № RA.RU.21ГC01 от 27.11.2015, акта о результатах анализа состояния производства № 153ТС-19 от 27.06.2019, документов, подставленных заявителем, смотри Приложение бланк № 0631000. Схема сертификации: 1с.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Условия хранения, срок хранения без переконсервации и назначенный срок службы в соответствии с документацией предприятия изготовителя.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 24.07.2019 **ПО** 23.07.2024
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)
(подпись)

М.П.

Винокурова Елена Павловна
(Ф.И.О.)

Шавалдина Валентина Викторовна
(Ф.И.О.)

АО «Оризон», Москва, 2018 г., «Б», Лицензия № 05-02-003-ФНС РФ; ТЭ № 851. Тел.: (495) 728-47-42, www.orient.ru

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411							
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00213/19

Серия **RU** № **0630999**

Сведения о продукции, на которую выдан сертификат соответствия

Код ТН ВЭД ЕАЭС	Полное наименование продукции, сведения о продукции, обеспечивающие её идентификацию (тип, марка, модель, артикул и др.)	Наименование и реквизиты документа (документов), в соответствии с которыми изготовлена продукция
7307 93 110 0 7307 93 190 0	Отводы гнутые, рабочее давление до 31,4 МПа, номинальный диаметр свыше 100 мм, температура рабочей среды до 150°C	ТУ 1469-001-58154529-07 Отводы гнутые, изготовленные с использованием индукционного нагрева для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа(100 кгс/см ²) и промышленных трубопроводов на рабочее давление до 31,4 МПа (320 кгс/см ²)
7307 93 190 0	Детали соединительные, рабочее давление до 27,5 МПа, номинальный диаметр свыше 100 мм, температура рабочей среды до 150°C	ТУ 1469-002-58154529-07 Детали соединительные, для магистральных трубопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа(100 кгс/см ²) и промышленных трубопроводов на рабочее давление до 27,5 МПа (280 кгс/см ²)
7307 93 110 0 7307 93 190 0 7307 93 910 0 7307 93 990 0 7307 99 800 9	Соединительные детали трубопроводов, рабочее давление до 31,4 МПа, номинальный диаметр свыше 100 мм, температура рабочей среды до 150°C: - Отводы крутоизогнутые штампованные ОКШ; - Отводы горячегнутые ОГ; - Угольники точеные УТ; - Тройники штампованные ТШ; - Тройники точеные ТТ; - Переходы штампованные концентрические ПШК; - Переходы точеные концентрические ПТК; - Заглушки точеные ЗТ; - Днища штампованные эллиптические ДШ; - Заглушки точеные фланцевые с уплотнительной - поверхностью под овальную прокладку ЗТФ; - Фланцы точеные с уплотнительной поверхностью под овальную прокладку ФТ; - Обтюраторы точеные с уплотнительной поверхностью под овальную прокладку ОТ; - Штуцеры точеные ШТ; - Патрубки точеные ПТ; - Бобышки точеные БТ; - Нипполеты точеные НТ; - Детали с кольцами переходными ТС КП	ТУ 1469-005-58154529-2011 Соединительные детали трубопроводов для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа и промышленных трубопроводов на рабочее давление до 31,4 МПа, предназначенные для работы в сероводородосодержащих средах

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411
-----------------------	--------------	------------------------

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

Е.П. М.П.
В.И. М.П.

Винокурова Елена Павловна (ф.и.о.)

Щавалдина Валентина Викторовна (ф.и.о.)

АО «Опцион», Москва, 2018 г., «Б» Лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ. ТЗ № 861. Тел.: (495) 726-47-42, www.opcion.ru

							0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 58
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.MH10.B.00213/19

Серия RU № 0631000

Документы, представленные заявителем:

- паспорта №507-исп, №502-исп, №503-исп, №510-исп, №511-исп, №504-исп, №505-исп, №506-исп от 20.05.2019;
- руководство по эксплуатации АТМ-РЭ-05/15 от 22.12.2015;
- обоснование безопасности АТМ-ОБ-05/15 от 22.12.2015;
- чертежи 001.012.000.008 от 06.12.2018, 006.020.000.000 от 04.03.2019, 001.041.000.002 от 04.03.2019, 009.013.001.000 от 04.03.2019, 009.250.000.000 от 29.11.2017, 014.023.000.003 от 014.023.000.003 от 21.12.2017, 009.046.000.002 от 04.03.2019, 008.071.000.000 от 04.03.2019;
- протоколы гидравлических испытаний №1/11-исп, №2/11-исп, №3/11-исп, №4/13, №5/13, 6/13-исп от 20.05.2019;
- протоколы цветной дефектоскопии №1/6-исп, №2/6-исп, №3/6, №4/4, №5/4-исп, №6/4-исп, №7/4-исп, №8/4-исп от 20.05.2016
- протоколы ультразвукового контроля №1/4-исп, №2/4-исп, №3/4-исп, №4/4-исп, №5/11-исп, №6/11-исп, №6/13-исп, №7/11-исп, №8/5 от 20.05.2019
- удостоверения дефектоскопистов № 27.80/7335 от 30.05.2018, № 547-17 от 11.10.2017, №039-2627 от 26.08.2016;
- типовой технологический процесс изготовления отводов по ТУ 1469-001-58154529-07 гнутых на ТГС-159, ТГС-325, ТГС-530, ТГС-1000 №АТМ.1469-001-01.00 от 12.03.2016;
- типовой технологический процесс изготовления штампованных переходов по ТУ 1469-002-58154529-07 №АТМ.1469-002-01.00 от 16.10.2008;
- типовой технологический процесс изготовления доньшек по ТУ 1469-002-58154529-07 №АТМ.1469-002-02.00 от 16.10.2008;
- типовой технологический процесс на изготовление отводов горячегнутых по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-02.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление угольников точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-03.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление тройников точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-06.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление переходов штампованных концентрических по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-07.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление переходов точеных концентрических по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-08.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление заглушек точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-09.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление днищ штампованных эллиптических по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-10.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление заглушек точеных фланцевых по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-11.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление фланцев точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-12.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление обтюраторов точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-14.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление штуцеров точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-15.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление патрубков точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-16.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление бобышек точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-17.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление ниппелетов точеных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №АТМ.1469-005-18.00 от 05.02.2018;
- типовой технологический процесс на изготовление тройников штампованных по ТУ 1469-005-58154529-2011 №ТТП 03-04-037-02 от 05.02.2018;
- сертификаты на материалы № 11809 от 25.11.2015, № АС-012790/01 от 29.04.2012, № 11470-2 от 22.09.2012, №АС-600802-05 от 17.01.2012, № 5875/1 от 24.06.2015, №0935-2 от 19.09.2013.

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

(подпись)

Винокурова Елена Павловна (Ф.И.О.)

М.П.

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

Шавалдина Валентина Викторовна (Ф.И.О.)

АО «Олвис», Москва, 2018 г., «Б», Лицензия № 05-05-09/003 ФНС РФ, ТЗ № 861, Тел.: (495) 726-47-42, www.olvis.ru

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

Лист

59



**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

Заявитель ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

"НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА "ВЫМПЕЛ"

Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 410002, Россия, область Саратовская, город Саратов, улица Московская, 66

Основной государственный регистрационный номер 1026402672350.

Телефон: 8452740383 Адрес электронной почты: saratov@provympe1.ru

в лице Директора Степанова Андрея Робертовича

заявляет, что Системы подачи ингибитора СПИ-02 (со специальным сужающим устройством).

Изготовитель ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ

"НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА "ВЫМПЕЛ"

Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по

изготовлению продукции: 410002, Россия, область Саратовская, город Саратов, улица Московская, 66

Продукция изготовлена в соответствии с Техническими условиями «Системы подачи ингибитора СПИ-02 (со специальным сужающим устройством). Технические условия КРАУ2.833.014 ТУ».

Код (коды) ТН ВЭД ЕАЭС: 9032810000

Серийный выпуск

соответствует требованиям

Технического регламента Таможенного союза "Электромагнитная совместимость технических средств" (ТР ТС 020/2011)

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола испытаний № 262-06-20/12-ЦТ от 16.06.2020 года, выданного испытательной лабораторией «Научно-исследовательский испытательный центр «Циркон-тест» (регистрационный номер аттестата аккредитации РОСС RU.31485.04ИДЮ0.007)

руководства по эксплуатации; формуляра

Схема декларирования соответствия: 1д

Дополнительная информация

ГОСТ 30804.6.2-2013 "Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых в промышленных зонах. Требования и методы испытаний", ГОСТ 30804.6.4-2013 "Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитные помехи от технических средств, применяемых в промышленных зонах. Нормы и методы испытаний". Условия хранения продукции в соответствии с требованиями ГОСТ 15150-69. Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 17.06.2025 включительно.



М.П.

Степанов Андрей Робертович

(И.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-РУ.НВ26.В.01631/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 18.06.2020

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 60
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

ТАМОЖЕННЫЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ



№ ТС RU C-RU.BH02.B.00001/18

Серия RU № 0764147

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ взрывозащищенных средств измерений, контроля и элементов автоматики ФГУП «ВНИИФТРИ» (ОС ВСИ «ВНИИФТРИ»). Место нахождения: Российская Федерация, 141570, Московская область, Солнечногорский район, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус 11. Адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, 141570, Московская область, Солнечногорский район, рабочий поселок Менделеево, промзона ВНИИФТРИ, корпус климатической лаборатории и специализированный полигон для испытаний оборудования, входящего в состав системы ГЛЮНАСС. Аттестат аккредитации № RA.RU.11BH02 от 08.07.2015; телефон: +7 (495) 526-63-03; адрес электронной почты: ilvsi@vniiftri.ru

ЗАЯВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Вымпел»
Место нахождения: Российская Федерация, 410002, Саратовская область, город Саратов, улица Московская, дом 66
ОГРН - 1026402672350; телефон +7(8452)740-471; адрес электронной почты: saratov@provympel.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ
Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Вымпел»
Место нахождения: Российская Федерация, 410002, Саратовская область, город Саратов, улица Московская, дом 66

ПРОДУКЦИЯ

Системы подачи ингибитора СПИ-02 (со специальным сужающим устройством)
Приложение на бланке № 0577208
Технические условия КРАУ2.833.014 ТУ
Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ТС 9032 81 000 0

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011
«О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ

- 1. Протокол испытаний № 18.2737 от 04.12.2018 ИЛ ВСИ «ВНИИФТРИ» (№ RA.RU.21ИП09).
- 2. Акт о результатах анализа состояния производства от 11.10.2018 г.
- 3. Схема сертификации 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента ТР ТС 012/2011, приведены в Приложении на бланке № 0577208. Сертификат действителен с Приложением на бланках с № 0577208 по № 0577210. Условия, сроки хранения и срок службы - в соответствии с техническими условиями КРАУ2.833.014 ТУ.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 17.12.2018 ПО 16.12.2023 ВКЛЮЧИТЕЛЬНО



Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

Епихина
(подпись)

Епихина Галина Евгеньевна
(инициалы, фамилия)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

Мирошникова
(подпись)

Мирошникова Нина Юрьевна
(инициалы, фамилия)

Бланк разработан ЗАО "ЦИОП", www.cio.ru (лицензия № 05-05-00103 ФНС РФ) тел. (495) 726 4742, Москва, 2013

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		61



**Система добровольной сертификации
в области сейсмостойкости, виброустойчивости, вибропрочности,
стойкости к климатическим воздействующим факторам**

119311, г.Москва, ул. Крупской, д.8, корп. 3

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

Серия 001 № 727

Выдан

Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственная фирма «Вымпел».
Юридический адрес: Российская федерация, 410002, Саратовская обл., г. Саратов, ул.
Московская, 66.
Фактический адрес: 410002, область Саратовская, город Саратов, улица Московская, 66.
Телефон: +7(8452) 740-383, e-mail: saratov@provumpel.ru.
(наименование организации, получившей сертификат)

Настоящий сертификат удостоверяет, что продукция
Системы подачи ингибитора СПИ-02, выпускаемые по КРАУ2.833.014 ТУ;

(наименование продукции)

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ ГОСТ

(наименование нормативного документа)

ГОСТ 30546.1-98, ГОСТ 30546.2-98, ГОСТ 30546.3-98
(исполнение сейсмостойкости 9 баллов по шкале MSK-64).

НА ОСНОВАНИИ

(наименование протокола испытаний, актов проверок)

Протокола испытаний № 89-22/03 от 09.03.2022 года, выданного Испытательным центром
электротехнических изделий «Строймонтаж», регистрационный № РОСС RU.31297.04ЖТУ0.004.

Орган по сертификации: Общество с ограниченной ответственностью
«Центр сертификации «ВЕЛЕС»

Фактический адрес: 195009, г. Санкт-Петербург, ул. Академика Лебедева, д. 12,
корп. 2, лит. А, эт. 2, комн. 26

Регистрационный номер: СБ.ОС.011

Дата регистрации: 10.03.2022

Срок действия сертификата: 09.03.2025

Руководитель органа
по сертификации



Родзивон Г.А.

(ФИО)

(подпись)

Санкт-Петербург

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				
									Лист 62



ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ



Заявитель: АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ВОЛЖСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД",

Место нахождения: 404119, РОССИЯ, ОБЛАСТЬ ВОЛГОГРАДСКАЯ, ГОРОД ВОЛЖСКИЙ, ПРОСПЕКТ МЕТАЛЛУРГОВ, ДОМ 6,

Адрес места осуществления деятельности: 404119, РОССИЯ, Волгоградская обл, г Волжский, пр-кт Металлургов, дом 6, ОГРН: 1023401997101, Номер телефона: +7 8443551003, Адрес электронной почты: vtz@vtz.ru

В лице: Управляющий директор Четвериков Сергей Геннадьевич

заявляет, что Элементы (сборочные единицы) оборудования, выдерживающие воздействие давления: трубы стальные бесшовные горячедеформированные диаметром 42-426 мм для газопроводов, газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений, предназначенных для газов и паров рабочих сред групп 1, 2 категорий 1, 2; для жидкостей рабочих сред групп 1, 2 категорий 1, 2 в соответствии с Приложением №1 к ТР ТС 032/2013, с максимально допустимым рабочим давлением 63 МПа., Элементы (сборочные единицы) оборудования, выдерживающие воздействие давления: трубы стальные бесшовные горячедеформированные диаметром 42-426 мм для газопроводов, газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений, предназначенных для газов и паров рабочих сред групп 1, 2 категорий 1, 2; для жидкостей рабочих сред групп 1, 2 категорий 1, 2 в соответствии с Приложением №1 к ТР ТС 032/2013, с максимально допустимым рабочим давлением 63 МПа.

Изготовитель: АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ВОЛЖСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД",

Место нахождения: 404119, РОССИЯ, ОБЛАСТЬ ВОЛГОГРАДСКАЯ, ГОРОД ВОЛЖСКИЙ, ПРОСПЕКТ МЕТАЛЛУРГОВ, ДОМ 6,

Документ, в соответствии с которым изготовлена продукция:

Трубы стальные бесшовные хладостойкие для газопроводов, газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений, номер: ТУ 14-3Р-1128-2007 от 29.12.2007;

Трубы стальные бесшовные горячедеформированные для газопроводов, газлифтных систем добычи нефти и обустройства газовых месторождений, номер: ТУ 14-3-1128-2000 от 01.08.2000

Коды ТН ВЭД ЕАЭС: 7304199009; 7304199002; 7304193002; 7304191002; 7304193009; 7304191009 Серийный выпуск.

Соответствует требованиям ТР ТС 032/2013 О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением

Декларация о соответствии принята на основании протокола 113369-ИЛ21 выдан 31.03.2021 испытательной лабораторией "Испытательная лаборатория Общества с ограниченной ответственностью "Диагностика" RA.RU.21OT02; Схема декларирования: 3д

Дополнительная информация Стандарты и иные нормативные документы: ТР ТС 032/2013, О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением; Расчетный срок службы в зависимости от условий эксплуатации в соответствии с эксплуатационной документацией

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 19.04.2026 включительно



Четвериков Сергей Геннадьевич

(Ф. И. О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.PA01.B.24318/21

Дата регистрации декларации о соответствии: 20.04.2021

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 63
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

СЕРТИФИКАТ



соответствия системы менеджмента требованиям стандарта ISO 45001:2018

В соответствии с правилами сертификации подтверждено выполнение требований стандарта в организации



Акционерное общество
"ВОЛЖСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД"

404119, г. Волжский, проспект Metallургов, дом 6
Волгоградская область,
Российская Федерация

в области:

Производство стальных сварных труб большого диаметра, бесшовных труб из углеродистой, легированной или нержавеющей стали специального и общего назначения, обсадных труб и муфт к ним, нанесение на трубы антикоррозионного наружного и/или внутреннего гладкостного покрытия, производство заготовок из углеродистой, легированной и нержавеющей стали

Регистрационный номер сертификата: TIC 15 118 19077

Действителен до: 2023-01-27
Действителен с: 2020-01-28

Отчет по аудиту №: 3330 2N8K H0

Сертификация проведена в соответствии с процедурой аудиторирования и сертификации TIC и предусматривает проведение регулярных наблюдательных аудитов.

Орган по сертификации
систем и персонала
TÜV Thüringen e.V.



Москва, 2021-01-15



На официальном сертификате
программы.

Сертификат выдан в местной локации TÜV Thüringen e.V. в Москве.
Интерсертифика-ТЮБ совместно с ТЮБ Тюринген, ул. Архитектора Власова 33, 117303, Москва, Российская Федерация.

Срок действия сертификата может быть проверен на Интернет-странице www.tuev-thueringen.de
Zertifizierungsstelle des TÜV Thüringen e.V. • Ernst-Ruska-Ring 6 • D-07745 Jena • ☎ +49 3641 399745 • ✉ zertifizierung@tuev-thueringen.de

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 64		
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док			Подпись	Дата
			2	-	Зам.	2107-22				10.10.22



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22			10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			65

ДОБРОВОЛЬНАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ ПРОДУКЦИИ

для установления соответствия продукции документам по стандартизации

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АЮ42.Н02671

Срок действия с 20.07.2020 по 19.07.2023

№ 0012869

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР RA.RU.11АЮ42
МЕТАЛЛОВ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ПРОДУКЦИИ УРАЛЬСКОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ИНСТИТУТА
МЕТРОЛОГИИ - ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ "ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ ИМ. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА".
Адрес места нахождения: 620075, Российская Федерация, Свердловская область, Екатеринбург, Красноармейская, 4.
Телефон (343)350-71-12, адрес электронной почты certif42@gmail.com.

ПРОДУКЦИЯ ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ НЕФТЕГАЗОПРОВОДНЫЕ ИЗ
СТАЛИ ТИПА Х42SS СТОЙКИЕ ПРОТИВ СЕРОВОДОРОДНОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ
ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО "ГАЗПРОМ" наружным диаметром от 38,0 до 168,0 мм;
толщиной стенки от 3,2 до 16,0 мм; длиной немерной от 6,0 до 12,5 м/мерной в пределах
немерной.

ТУ 14-ЗР-132-2013.

Серийный выпуск.

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ТУ 14-ЗР-132-2013 (геометрические размеры (п.п.1.1.2, 1.1.3, 1.1.4), отклонения формы и
расположения поверхностей (п.п.1.1.5, 1.1.6), обработка концов (п.п.1.1.7, 1.1.8),
химический состав (п.1.3.1), микроструктура (п.п.1.3.3, 1.3.4, 1.3.5), механические свойства
(п.1.3.6.2), твердость (п.1.3.6.2), стойкость против коррозии (п.п.1.3.7, 1.3.8), сплошность
при неразрушающем контроле (п.1.3.9), стойкость при испытании внутренним
гидравлическим давлением (п.1.3.10), магнитные свойства (п.1.3.11), качество поверхности
(п.1.3.12)).

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Публичное акционерное общество "СИНАРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД".

Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции:
улица Заводской проезд, дом 1, город Каменск-Уральский, Свердловская область, Российская Федерация, 623401. ИНН:
6612000551.

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Публичное акционерное общество "СИНАРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД". ИНН
6612000551, КПП 997450001. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности
по изготовлению продукции: улица Заводской проезд, дом 1, город Каменск-Уральский, Свердловская область,
Российская Федерация, 623401. Телефон (3439)36-38-01, факс (3439)36-34-05.

НА ОСНОВАНИИ протоколов лабораторных испытаний № 105 от 10.06.2020, № 130 от 20.07.2020
Объединенной Лаборатории Контрольных Испытаний Общества с ограниченной ответственностью "Механо-литейный
завод", номер записи в реестре аккредитованных лиц RA.RU.22Ч82;

протокола коррозионных испытаний № 24-320 от 14.07.2020 Испытательной лаборатории Открытого акционерного
общества «Российский научно - исследовательский институт трубной промышленности», номер записи в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.21АМ22;

протокола № 7 от 09.06.2020 ОТК ПАО "СинТЗ";

сертификата соответствия системы менеджмента качества ПАО "СинТЗ" в составе группы ТМК требованиям ISO
9001:2015, EN ISO 9001:2015, BS EN ISO 9001:2015, № 10256871 до 18.12.2020, выдан Lloyd's Register EMEA

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Схема сертификации: 5.



Руководитель органа

Ю.С. Бессонов
подпись

Ю.С. Бессонов

инициалы, фамилия

Эксперт

И.Н. Матвеева
подпись

И.Н. Матвеева

инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

АО «СЕРТИКА» Формат А4, 2020-08

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411							
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

ДОБРОВОЛЬНАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ ПРОДУКЦИИ

для установления соответствия продукции документам по стандартизации

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.АЮ42.Н02806

Срок действия с 17.03.2021 по 16.03.2024

№ 0013013

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ РЕГИСТРАЦИОННЫЙ НОМЕР RA.RU.11AЮ42
МЕТАЛЛОВ И ПРОМЫШЛЕННОЙ ПРОДУКЦИИ УРАЛЬСКОГО НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬНОГО ИНСТИТУТА
МЕТРОЛОГИИ - ФИЛИАЛ ФЕДЕРАЛЬНОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО УНИТАРНОГО ПРЕДПРИЯТИЯ "ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ МЕТРОЛОГИИ ИМ. Д.И. МЕНДЕЛЕЕВА".
Адрес места нахождения: 620075, Российская Федерация, Свердловская область, Екатеринбург, Красноармейская, 4.
Телефон (343)350-71-12; адрес электронной почты certif42@gmail.com.

ПРОДУКЦИЯ

ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННЫЕ И
ТЕПЛОДЕФОРМИРОВАННЫЕ см. приложение, бланк № 0006580).
ГОСТ 8734-75.
Серийный выпуск.

код ОК 034-2014
(КПЕС 2008)
24.20.13.140

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

ГОСТ 8733-74 (геометрические размеры (п.1.1), отклонения формы и
расположения поверхностей (п.п.1.1, 1.6), химический состав (п.1.2),
механические свойства (п.1.2), качество поверхности (п.1.4), обработка концов
(п.п.1.6, 1.7), сплошность при неразрушающем контроле (п.1.8а), технологические
свойства (п.1.9)).

код ТН ВЭД ЕАЭС
Смотрите приложение

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Акционерное общество "Синарский трубный завод" (АО "СинТЗ").
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению
продукции: улица Заводской проезд, дом 1, город Каменск-Уральский, Свердловская область, Российская
Федерация, 623400. ИНН: 6612000551.

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Акционерное общество "Синарский трубный завод" (АО "СинТЗ"). ИНН
6612000551, КПП 997450001. Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления
деятельности по изготовлению продукции: улица Заводской проезд, дом 1, город Каменск-Уральский,
Свердловская область, Российская Федерация, 623400. Телефон (3439)36-38-01, факс (3439)36-34-05.

НА ОСНОВАНИИ

протоколов лабораторных испытаний №№ 25, 27 от 04.03.2021 Объединенной Лаборатории Контрольных
Испытаний Общества с ограниченной ответственностью "Механо-литейный завод", номер записи в реестре
аккредитованных лиц RA.RU.22ЧС82;
протокола № 3 от 24.02.2021 ОТК АО "СинТЗ";
сертификата соответствия системы менеджмента АО "СинТЗ" в составе группы ТМК требованиям ISO
9001:2015, № 10317934 до 18.12.2023, выдан Lloyd's Register EMEA

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Схема сертификации 5.



Руководитель органа

подпись

С.В. Плясунова

инициалы, фамилия

Эксперт

подпись

И.Н. Матвеева

инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

001-0119030-01/11/11/2020-08

Взам. инв.№	228431	Подп. и дата		Инов. № подл.	229411									
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т							Лист	67

ДОБРОВОЛЬНАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ ПРОДУКЦИИ

для установления соответствия продукции документам по стандартизации

№ **0006580****ПРИЛОЖЕНИЕ**К сертификату соответствия № РОСС RU.АЮ42.Н02806**Перечень продукции, на которую распространяется действие сертификата соответствия**

Код ОК 034-2014 (КПЕС 2008)	Наименование и обозначение продукции, ее изготовитель	Обозначение документации, по которой выпускается продукция
Код ТН ВЭД ЕАЭС		
	ИЗГОТОВИТЕЛЬ: Акционерное общество "Синарский трубный завод" (АО "СинТЗ"). Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: улица Заводской проезд, дом 1, город Каменск-Уральский, Свердловская область, Российская Федерация, 623400.	
24.20.13.140	ТРУБЫ СТАЛЬНЫЕ БЕСШОВНЫЕ ХОЛОДНОДЕФОРМИРОВАННЫЕ И ТЕПЛОДЕФОРМИРОВАННЫЕ: группы Б, В, Г, Д, Е; диаметр от 6 до 80 мм, толщина стенки от 0,8 до 10,0 мм; длина немерная от 1,5 до 11,5 м / мерная от 4,5 до 9,0 м / кратная мерной	ГОСТ 8734-75
7304 31 800 9	сталь марок 10, 20, 35, 45	
7304 51 890 9	сталь марок 10Г2, 15Х, 20Х, 40Х, 30ХГСА, 15ХМ	



Руководитель органа

Эксперт

С.В. Плясунова

инициалы, фамилия

И.Н. Матвеева

инициалы, фамилия

АО-012004-1, Москва, 2023, -8-

Взам. инв.№
228431

Подп. и дата

Инв. № подл.
229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	68
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						

**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**



Заявитель Общество с ограниченной ответственностью "Завод " ТРУБОДЕТАЛЬ"

Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, Свердловская область, 623400, город Каменск-Уральский, улица Заводской проезд, дом 7, основной государственный регистрационный номер: 1196658013342, номер телефона: +73439332121, адрес электронной почты: ztd@trbdetal.ru

в лице Директора Салтыкова Павла Александровича

заявляет, что Элементы оборудования (сборочные единицы) и комплектующие к нему, выдерживающие воздействие давления свыше 0,05 МПа: Детали трубопроводов стальные приварные, выдерживающие воздействие давлением первой и второй категории, предназначенные для использования с жидкостями и газами группы 1 и 2: отводы, переходы, тройники, заглушки.

изготовитель Общество с ограниченной ответственностью "Завод " ТРУБОДЕТАЛЬ". Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, Свердловская область, 623400, город Каменск-Уральский, улица Заводской проезд, дом 7. Продукция изготовлена в соответствии с ГОСТ 17380-2001, ГОСТ 17375-2001, ГОСТ 30753-2001, ГОСТ 17378-2001, ГОСТ 17376-2001, ГОСТ 17379-2001.

Код ТН ВЭД ЕАЭС 730793. Серийный выпуск

соответствует требованиям

ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола испытаний № БГ 5498 от 07.07.2020 года, выданного Испытательной лабораторией Общество с ограниченной ответственностью Инновационный центр «Колибри», аттестат аккредитации РОСС RU.31857.04ИЛС0.00063, сроком действия до 17.06.2022 года.

Схема декларирования 1д

Дополнительная информация

Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды". Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции товаросопроводительной и/или эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 06.07.2025 включительно

(подпись)



Салтыков Павел Александрович
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-РУ.НХ37.В.04734/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 07.07.2020

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431							
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

СИСТЕМА СЕРТИФИКАЦИИ ГОСТ Р
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ РОСС RU.ТP06.Н00902

Срок действия с 07.10.2019

по 06.10.2022

№ 0355774

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ per. № RA.RU.10TP06

продукции Общество с ограниченной ответственностью "Технические Регламенты". Место нахождения: 121170, РОССИЯ, город Москва, проезд. Кутузовский, д. 16, стр. 11, телефон: +79060965939, электронная почта: t.reglament@yandex.ru. Аттестат аккредитации № RA.RU.10TP06, выдан 04.07.2016 года

ПРОДУКЦИЯ

Детали трубопроводов стальные соединительные приварные: Отводы, переходы, тройники, заглушки. Серийный выпуск

код ОК

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ

TU 1468-001-36280736-2019, TU 1468-005-36280736-2019, ГОСТ 17380-2001

код ТН ВЭД

730793

ИЗГОТОВИТЕЛЬ

Общество с ограниченной ответственностью "Завод" ТРУБОДЕТАЛЬ". Место нахождения: Российская Федерация, Свердловская область, 623400, город Каменск-Уральский, улица Заводской проезд, дом 7, идентификационный номер налогоплательщика: 6612053916, телефон: +73439332121, электронная почта: ztd@trbdetal.ru

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН

Общество с ограниченной ответственностью "Завод" ТРУБОДЕТАЛЬ". Основной государственный регистрационный номер: 1196658013342, место нахождения: Российская Федерация, Свердловская область, 623400, город Каменск-Уральский, улица Заводской проезд, дом 7, телефон: +73439332121, электронная почта: ztd@trbdetal.ru

НА ОСНОВАНИИ

Протокола испытаний № 0032-258-VRD/2019 от 07.10.2019 года, выданного Испытательной лабораторией Общества с ограниченной ответственностью "ТДЭС" Таможенно - Декларационный Экспертный Союз, регистрационный номер РОСС RU.31112.ИЛ.00023.

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ

Срок действия сертификата: 3с



Руководитель органа

Фролов
подпись

Фролов Оскар Борисович
инициалы, фамилия

Эксперт

Хлыстов
подпись

Хлыстов Денис Вячеславович
инициалы, фамилия

Сертификат не применяется при обязательной сертификации

AG-01030101, Москва, 2016, 45+ | Контактный центр: 8 (495) 002-8102 (10), fax: 8 (495) 132-4742, www.gost.ru

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		70

МЕЖДУНАРОДНЫЙ
СТАНДАРТ
КАЧЕСТВАINTERNATIONAL
QUALITY
STANDARD

Система добровольной сертификации
«МЕЖДУНАРОДНЫЙ СТАНДАРТ КАЧЕСТВА»

Зарегистрирована в Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии
Регистрационный номер в едином реестре зарегистрированных
Систем добровольной сертификации
РОСС RU.31734.04ЮАЕ1

Орган по сертификации «ГОТСЕРТГРУПП»
Аттестат аккредитации № RU.MSK.OS.025
420097 г. Казань, ул. Аметьевская магистраль, д.8,
тел.: +7 (843) 200-06-50; http://gsg-rt.ru

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ RU.MSK.025.053.CM.14770

Срок действия с 23 декабря 2020 г. по 22 декабря 2023 г.

Выдан: Обществу с ограниченной ответственностью "Завод
"ТРУБОДЕТАЛЬ"

РФ, 623400, Свердловская обл, г. Каменск-Уральский,
ул. Заводской проезд, дом 7
ОГРН: 1196658013342; ИНН: 6612053916

Настоящий сертификат удостоверяет, что
Система менеджмента качества
применительно к области:

- производство элементов трубопроводов;
- производство энергетического оборудования;
- производство технологического оборудования

соответствует требованиям стандарта:

ГОСТ Р ИСО 9001-2015 (ISO 9001:2015)

«Системы менеджмента качества. Требования»

На основании решения органа по сертификации «ГОТСЕРТГРУПП» № 886 от 23.12.2020 г.

Руководитель органа
по сертификации

Д.Ф. Низамов



Эксперт

А.В. Елисеев

Зарегистрирован в Реестре систем сертификации на сайте www.isomsk.ru

Предоставляется право на применение Знака соответствия Системы «Международный стандарт качества»
Настоящий сертификат обязывает организацию поддерживать состояние системы менеджмента в соответствии с
вышеуказанным стандартом и будет подтверждаться при прохождении ежегодного инспекционного контроля в
системе добровольной сертификации «Международный стандарт качества»

№053314

Инва. № подл.	229411	Подп. и дата		Взам. инв.№	228431
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.
№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					
					Лист
					71

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ



Заявитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ"

Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103, основной государственный регистрационный номер: 1167456056173, номер телефона: +73512100091, адрес электронной почты: uzsa@uzsa.ru

в лице Генерального директора Паламарчук Михаила Владимировича

заявляет, что Арматура промышленная трубопроводная: краны шаровые специальные DN 25 до 1400, PN от 1,0 до 42,0 МПа

изготовитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ". Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103.

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-031-75432272-2019 «Краны шаровые специальные DN 25-1400 PN 1,0 МПа (10 бар) – 42,0 МПа (420 бар)».

Код ТН ВЭД ЕАЭС 8481808199. Серийный выпуск

соответствует требованиям

Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011)

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола испытаний № WYXMG-MB от 09.12.2020 года, выданного Испытательной лабораторией "МашЭкс" (Общества с ограниченной ответственностью "ДЛС"), аттестат аккредитации РОСС RU.32093.04КСЕ0-013.

Схема декларирования 1д

Дополнительная информация

ГОСТ 12.2.063-2015 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности". Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды". Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции товаросопроводительной и/или эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 08.12.2025 включительно

М. П.

Паламарчук Михаил Владимирович

(подпись)

(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-РУ.НВ54.В.04961/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 09.12.2020

Изн. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431							0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 72
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ



Заявитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ"

Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103, основной государственный регистрационный номер: 1167456056173, номер телефона: +73512100091, адрес электронной почты: uzsa@uzsa.ru

в лице Генерального директора Паламарчук Михаила Владимировича

заявляет, что Арматура промышленная трубопроводная: краны шаровые специальные DN 25 до 1400, PN от 1,0 до 42,0 МПа

изготовитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ". Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103.

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-031-75432272-2019 «Краны шаровые специальные DN 25-1400 PN 1,0 МПа (10 бар) – 42,0 МПа (420 бар)».

Код ТН ВЭД ЕАЭС 8481808199. Серийный выпуск

соответствует требованиям

Технический регламент Таможенного союза «О безопасности машин и оборудования» (ТР ТС 010/2011)

Декларация о соответствии принята на основании

Протокола испытаний № WYXMG-MB от 09.12.2020 года, выданного Испытательной лабораторией "МашЭкс" (Общества с ограниченной ответственностью "ДЛС"), аттестат аккредитации РОСС RU.32093.04КСЕ0-013.

Схема декларирования 1д

Дополнительная информация

ГОСТ 12.2.063-2015 "Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности". Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150-69 "Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды". Срок хранения (службы, годности) указан в прилагаемой к продукции товаросопроводительной и/или эксплуатационной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 08.12.2025 включительно


(подпись)

М. П.

Паламарчук Михаил Владимирович

(Ф. И. О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-РУ.НВ54.В.04961/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 09.12.2020

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв. №	228431							Лист
					2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

**ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**



Заявитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ"

Место нахождения и адрес места осуществления деятельности: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103, основной государственный регистрационный номер: 1167456056173, номер телефона: +73512100091, адрес электронной почты: uzsa@uzsa.ru

в лице Генерального директора Паламарчука Михаила Владимировича

заявляет, что Арматура промышленная трубопроводная работающая под избыточным давлением, номинальным диаметром DN до 1400 мм, максимальным избыточным давлением PN от 1 МПа до 42 МПа предназначенная для газов, пара, жидкости; и используемая для рабочих сред группы 1: краны шаровые специальные тип КШС, 3-ей категории оборудования согласно приложению 1 к ТР ТС 032/2013

изготовитель Общество с ограниченной ответственностью "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ". Место нахождения и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: Российская Федерация, Челябинская область, 454904, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103.

Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-031-75432272-2019 «Краны шаровые специальные DN 25-1400 PN 1,0 МПа (10 бар) – 42,0 МПа (420 бар)».

Код ТН ВЭД ЕАЭС 8481808199. Серийный выпуск

соответствует требованиям

ТР ТС 032/2013 "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

Декларация о соответствии принята на основании


Протокола испытаний № 12-9813-2020 от 09.12.2020 года, выданного Испытательной лабораторией «ГЕРЦ» ОБЩЕСТВА С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ «ЕАК», аттестат аккредитации РОСС RU.32001.04ИБФ1.ИЛ13, сроком действия до 15.12.2020 года.

Схема декларирования 1д

Дополнительная информация

Условия хранения и срок службы продукции указаны в сопроводительной документации.

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 08.12.2025 включительно


М. П.
Паламарчук Михаил Владимирович
(подпись)
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии: ЕАЭС N RU Д-RU.HX37.B.14817/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 09.12.2020

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подпись
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.HB65.B.00163/20

Серия RU № 0269330

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью "Сертификация и качество"
 Место нахождения (адрес юридического лица): 125080, РОССИЯ, город Москва, шоссе Волоколамское, дом 1, строение 1, этаж 5 помещение VI, комната 30А (РМ5)
 Адрес места осуществления деятельности: 109387, РОССИЯ, город Москва, улица Люблинская, дом 42, офис 235
 Аттестат аккредитации № RA.RU.11HB65 срок действия с 09.01.2020
 Телефон: +7 9956559588 Адрес электронной почты: cert.quality@gmail.com

ЗАЯВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ"
 Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 454904, Россия, Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103
 Основной государственный регистрационный номер 1167456056173.
 Телефон: +73512100091 Адрес электронной почты: uzsa@uzsa.ru

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД СПЕЦИАЛЬНОГО АРМАТУРОСТРОЕНИЯ"
 Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 454904, Россия, Челябинская область, город Челябинск, улица Челябинская, дом 23А, строение 2, помещение 103

ПРОДУКЦИЯ Арматура промышленная трубопроводная работающая под избыточным давлением, номинальным диаметром DN до 1400 мм, максимальным избыточным давлением PN от 1МПа до 42 МПа предназначенная для газов, пара, жидкости; и используемая для рабочих сред группы 1: краны шаровые специальные, тип КШС, 3-ей категории оборудования согласно приложению 1 к ТР ТС 032/2013. Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-031-75432272-2019 «Краны шаровые специальные DN 25-1400 PN 1,0 МПа (10 бар) – 42,0 МПа (420 бар)».
 Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481808199

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением" (ТР ТС 032/2013)

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 2020/12/29 от 14.12.2020 года, выданного Испытательной лабораторией лифтов ООО "Центр испытаний и сертификации" (регистрационный номер аттестата аккредитации РОСС RU.0001.27ЛХ39)
 Акта о результатах анализа состояния производства № 20201209/2 от 09.12.2020 года
 Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Сведения о стандартах, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента, указаны в приложении бланк №0780485. Условия хранения: арматура должна храниться в сухом проветриваемом помещении в открытом положении. Срок хранения -12 месяцев. Срок службы (годности) – 10 лет, согласно приложению бланк №0780486.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 18.12.2020 **ПО** 17.12.2025
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

(подпись)

Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)



Кривенцева Ольга Владимировна (ф.и.о.)

М.П.

Беркин Дмитрий Владимирович (ф.и.о.)

АО «Испытательная лаборатория лифтов» (ИЛЛ) ИНН 50-05-05033 ОГРН 5005033000000 ТУ 032-031-75432272-2019. Тел.: +7 (495) 733-47-45, www.ill.ru

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22			10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т			76
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					



ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Энергия», основной государственный регистрационный номер: 1025601715765

Место нахождения: город Оренбург, улица Авторемонтная, дом 17

Телефон: (3532) 61-67-01

Адрес электронной почты: info@nppenergy.com

в лице Директора Костерина Александра Викторовича, действующего на основании Устава **заявляет, что** Соединительные и крепежные устройства и изделия для трубопроводов и нефтегазопромыслового оборудования согласно перечню в Приложении № 1 на 1 листе к настоящей декларации

Изготовитель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Энергия»

Место нахождения: город Оренбург, улица Авторемонтная, дом 17

Технические условия (см. Приложение № 1 на 1 листе к настоящей декларации)

Коды ТН ВЭД ЕАЭС: 8479 90 800 0, 7307 99 100 0, 7307 99 800 9, 7318

Серийный выпуск

соответствуют требованиям

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»

Декларация о соответствии принята на основании

Сертификаты на тип продукции №№ ЕАЭС RU C-RU.НО05.В.00031 и ЕАЭС RU C-RU.НО05.В.00032 от 05.02.2020 г. Органа по сертификации нефтегазового оборудования ННП «НПО «Буровая техника»-Пермь ВНИИБТ-сертификат» (аттестат аккредитации № RA.RU.11НО05)

Схема декларирования: 5д

Дополнительная информация

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» (раздел 2).

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 05.02.2025 включительно



А.В. Костерин
(Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии:

ЕАЭС N RU Д-РУ.НО05.В.00026/20

Дата регистрации декларации о соответствии: 06.02.2020

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		79



ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ

Заявитель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Энергия», основной государственный регистрационный номер: 1025601715765
 Место нахождения: город Оренбург, улица Авторемонтная, дом 17
 Телефон: (3532) 61-67-01
 Адрес электронной почты: info@nppenergy.com
 в лице Директора Костерина Александра Викторовича, действующего на основании Устава
 заявляет, что Обратный клапан

Изготовитель Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное предприятие «Энергия»
 Место нахождения: город Оренбург, улица Авторемонтная, дом 17
 ОК.200.000-ТУ «Обратный клапан. Технические условия»
 Код ТН ВЭД ЕАЭС: 8481 30 910 8
 Серийный выпуск
 соответствуют требованиям

Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования»

Декларация о соответствии принята на основании

Сертификата на тип продукции № ЕАЭС RU C-RU.Н005.В.00045 от 07.04.2020 г. Органа по сертификации нефтегазового оборудования ННП «НПО «Буровая техника»-Пермь ВНИИБТ-сертификат» (аттестат аккредитации № RA.RU.11Н005)
 Схема декларирования: 5д

Дополнительная информация

ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» (раздел 2).
 ГОСТ 12.2.063-81 «Система стандартов безопасности труда. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности» (разделы 1 – 3).
 ГОСТ Р 53672-2009 «Арматура трубопроводная. Общие требования безопасности».
 ГОСТ Р 53671-2009 «Арматура трубопроводная. Затворы и клапаны обратные. Общие технические условия» (разделы 5 и 6).

Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 08.04.2025 включительно



А.В. Костерин
 (Ф.И.О. заявителя)

Регистрационный номер декларации о соответствии:
 ЕАЭС N RU Д-RU.Н005.В.00039/20
 Дата регистрации декларации о соответствии: 09.04.2020

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431								
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 80

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AЖ58.B.02194/21

Серия **RU** № **0348004**

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс». Место нахождения: 119501, Россия, город Москва, улица Веерная, дом 2, этаж П, помещение №1, комната №4. Адрес места осуществления деятельности: 142111, РОССИЯ, Московская область, город Подольск, улица Окружная, дом 2В, комнаты 1,3. Телефон: +7 (495) 506-78-36, адрес электронной почты: info@profeks.ru. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.10AJ58. Дата решения об аккредитации: 23.11.2017 года.

ЗАЯВИТЕЛЬ ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ДС КОНТРОЛЗ"
 Место нахождения (адрес юридического лица): 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61
 Адрес места осуществления деятельности: 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61
 Основной государственный регистрационный номер 1025300782407
 Телефон: 78162557898 Адрес электронной почты: office@dscontrols.net

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ДС КОНТРОЛЗ"
 Место нахождения (адрес юридического лица): 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61
 Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61

ПРОДУКЦИЯ Клапаны серий 21000, 28000, 35002 и 41005, затворы дисковые серий МАК, 23000
 Маркировка взрывозащиты согласно приложению (бланк №№ 0856108 - 0856116). Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-002-49148464-2000, ТУ 3742-003-49148464-2002, ТУ 3742-007-49148464-2011, ТУ 3742-001-49148464-98, ТУ 3742-016-49148464-2015, ТУ 3741-018-49148464-2016.
 Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481805990, 8481808508

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ
 Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 4644ИЛПМВ от 09.12.2021 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21BC05) акта анализа состояния производства от 08.11.2021 года, выданного Органом по сертификации Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс»
 Технической документации: Технические условия ТУ 3742-002-49148464-2000, ТУ 3742-003-49148464-2002, ТУ 3742-007-49148464-2011, ТУ 3742-001-49148464-98, ТУ 3742-016-49148464-2015, ТУ 3741-018-49148464-2016, руководства по эксплуатации ДС 491400.001 РЭ, ДС 490346.001 РЭ, ДС.107.001 РЭ, ДС.032.001 РЭ, ДС.027.001 РЭ, ДС.026.000 РЭ, оценка рисков воспламенения ДС.490319.002 ОРВ, АБЕЛ 490000.003 ОРВ, чертежи ДС.109.000 СБ, ДС.491400.001 СБ, ДС.493115.004 СБ, ДС.493125.028 СБ, ДС.493415.002 СБ, ДС.493415.003 СБ
 Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Назначенный срок службы - 30 лет. Срок службы до списания – не менее 40 лет. Срок хранения 3 года. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах": согласно приложениям - бланки №№ 0856108 - 0856116.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 16.12.2021 **ПО** 15.12.2026
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации *[подпись]* Хаметова Аделя Равильевна (ф.И.О.)
 Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы)) *[подпись]* Рогозин Сергей Сергеевич (ф.И.О.)

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист	
2	-	Зам.	2107-22			10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				82
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ



СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ

№ ЕАЭС RU C-RU.AЖ58.B.02194/21

Серия RU № 0348004

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ Орган по сертификации Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс». Место нахождения: 119501, Россия, город Москва, улица Веерная, дом 2, этаж П, помещение №1, комната №4. Адрес места осуществления деятельности: 142111, РОССИЯ, Московская область, город Подольск, улица Окружная, дом 2В, комнаты 1,5. Телефон: +7 (495) 506-78-36, адрес электронной почты: info@profeks.ru. Уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц: RA.RU.10AJ58. Дата решения об аккредитации: 23.11.2017 года.

ЗАЯВИТЕЛЬ ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ДС КОНТРОЛЗ"
Место нахождения (адрес юридического лица): 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61
Адрес места осуществления деятельности: 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61д
Основной государственный регистрационный номер 1025300782407
Телефон: 78162557898 Адрес электронной почты: office@dsecontrols.net

ИЗГОТОВИТЕЛЬ ЗАКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО "ДС КОНТРОЛЗ"
Место нахождения (адрес юридического лица): 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61
Адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 173021, Россия, Новгородская область, город Великий Новгород, улица Нехинская, дом 61д

ПРОДУКЦИЯ Клапаны серий 21000, 28000, 35002 и 41005, затворы дисковые серий МАК, 23000
Маркировка взрывозащиты согласно приложению (бланк №№ 0856108 - 0856116). Продукция изготовлена в соответствии с ТУ 3742-002-49148464-2000, ТУ 3742-003-49148464-2002, ТУ 3742-007-49148464-2011, ТУ 3742-001-49148464-98, ТУ 3742-016-49148464-2015, ТУ 3741-018-49148464-2016.
Серийный выпуск

КОД ТН ВЭД ЕАЭС 8481805990, 8481808508

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ

Технического регламента Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" (ТР ТС 012/2011)

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ ВЫДАН НА ОСНОВАНИИ Протокола испытаний № 4644ИЛПМВ от 09.12.2021 года, выданного Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью «ПРОММАШ ТЕСТ» (уникальный номер записи об аккредитации в реестре аккредитованных лиц RA.RU.21BC05)
акта анализа состояния производства от 08.11.2021 года, выданного Органом по сертификации Общества с ограниченной ответственностью Центр «ПрофЭкс»
Технической документации: Технические условия ТУ 3742-002-49148464-2000, ТУ 3742-003-49148464-2002, ТУ 3742-007-49148464-2011, ТУ 3742-001-49148464-98, ТУ 3742-016-49148464-2015, ТУ 3741-018-49148464-2016, руководства по эксплуатации ДС 491400.001 РЭ, ДС 490346.001 РЭ, ДС 107.001 РЭ, ДС 032.001 РЭ, ДС 027.001 РЭ, ДС 026.000 РЭ, оценка рисков возгорания ДС 490319.002 ОРВ, АБЕЛ 490000.003 ОРВ, чертежи ДС 109.000 СБ, ДС 491400.001 СБ, ДС 493115.004 СБ, ДС 493125.028 СБ, ДС 493415.002 СБ, ДС 493415.003 СБ
Схема сертификации: 1с

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Назначенный срок службы - 30 лет. Срок службы до списания - не менее 40 лет. Срок хранения 3 года. Стандарты, обеспечивающие соблюдение требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах": согласно приложениям - бланки №№ 0856108 - 0856116.

СРОК ДЕЙСТВИЯ С 16.12.2021 ПО 15.12.2026
ВКЛЮЧИТЕЛЬНО

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

[Подпись]
(подпись)

[Подпись]
(подпись)



Хамедова Аделия Равильевна

М.П.

(Ф.И.О.)

Рожкин Сергей Сергеевич

(Ф.И.О.)

Взам. инв.№
228431

Подп. и дата

Инв. № подл.
229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	83
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						Лист

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС RU C-RU.АЖ58.В.02194/21

Серия **RU** № **0856108**

1. Назначение и область применения

Сертификат соответствия распространяется на клапаны серий 21000, 28000, 35002 и 41005, затворы дисковые серий МАК, 23000 (далее - арматура), предназначенные для установки в качестве регулирующих, запорно-регулирующих, отсечных устройств на трубопроводах в различных отраслях промышленности, не исключая взрывоопасных зон.

Область применения – взрывоопасные зоны помещений и наружных установок классов 0, 1 и 2 по ГОСТ IEC 60079-10-1-2011, взрывоопасные зоны классов 20, 21 и 22 по ГОСТ IEC 60079-10-2-2011, согласно маркировке взрывозащиты, ГОСТ 31441.1-2011 (EN 13463-1:2001), и другим документам, регламентирующим применение оборудования во взрывоопасных средах.

2. Описание оборудования и средств обеспечения взрывозащиты

Арматура серий 21000, 28000 состоят из корпуса, крышки, шпилек корпуса и гаек. Затворная часть состоит из штока, плунжера и седла. В состав сальникового уплотнения штока входят кольца сальника, втулка набивки сальника, фланец сальника, шпильки фланца сальника, гайки фланца.

Принцип работы арматуры серии 35002 основан на вращательном движении плунжера, выполненного в виде шарового сегмента, относительно эксцентричной оси в конструкции корпуса. Сегментная часть плунжера установлена на вал арматуры с возможностью незначительного осевого смещения, что обеспечивает самоцентрирование плунжера в седле. Седло с уплотнительной фаской закреплено в корпусе посредством резьбового фиксатора.

Принцип действия арматуры серии 41005 заключается в изменении пропускной способности клапана за счет изменения проходного сечения. Управление перемещением плунжера осуществляется приводом. При перемещении штока привода под действием управляющего сигнала плунжер арматуры совершает возвратно-поступательное движение. На цилиндрической поверхности клетки в зависимости от требуемой условной пропускной способности и проходной характеристики выполнен набор отверстий или профилированных окон. Площадь отверстий, через которые дросселируется рабочая среда (проходное сечение) зависит от высоты подъема плунжера.

Дисковые затворы серии МАК и 23000 состоят из следующих основных деталей: корпус, вал, подшипник, крышка вала, кольцо стопорное, кольцо упорное, седло, прокладка седла, диск.

Подробное описание арматуры приведено в руководстве по эксплуатации.

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

(подпись)



Хаметова Аделия Равильевна
(Ф.И.О.)

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

М.П. Рогозин Сергей Сергеевич
(Ф.И.О.)

АО «Оптика», Москва, 2008 г. – 4 – Т2 № 224

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС

RU C-RU.AЖ58.B.02194/21

Серия RU № 0856115

Конструкция арматуры обеспечивает ее безопасность за счет следующих конструктивных и проектно-технических решений:

- конструкция арматуры и применяемые материалы исключают возможность накопления и разряда статического электричества путем подключения к контуру заземления;
- при оснащении арматуры навесным оборудованием, в том числе электрическими комплектующими, они должны быть во взрывобезопасном исполнении, удовлетворять требованиям, предъявляемым к взрывозащищенному оборудованию группы II и иметь действующие сертификаты ТР ТС 012/2011;
- применяемые материалы содержат в своем составе не более 10% (в сумме) алюминия, магния, титана и циркония по массе и не более 7,5% (в сумме) магния и титана по массе согласно требованиям п. 8.2 ГОСТ 31441.1-2011;
- корпусные детали и сварные швы соединения деталей, находящихся под давлением, исключают возможность прорыва уплотнений или раскрытия стыков;
- в подвижных соединениях, к которым возможен доступ внешней окружающей среды, зазоры и подбор материалов исключают возможность образования искр от фрикционного трения;
- материалы, конструкция и тип оборудования выбираются в соответствии с конкретными условиями эксплуатации оборудования и рабочими средами, что обеспечивает безопасность их применения при работе в потенциально опасных средах;
- арматура не имеет собственных источников нагрева.

Взрывозащищенность арматуры обеспечивается выполнением их конструкции в соответствии с общими требованиями по ГОСТ 31441.1-2011 (EN 13463-1:2001) и видом взрывозащиты «конструкционная безопасность «с» по ГОСТ 31441.5-2011 (EN 13463-5:2003).

Внесение изготовителем в конструкцию и техническую документацию изменений, влияющих на взрывобезопасность и соответствие арматуры требованиям ТР ТС 012/2011, возможно только по согласованию с органом по сертификации ООО Центр "ПрофЭкс".

Данный сертификат соответствия подтверждает соответствие требованиям взрывобезопасности ТР ТС 012/2011 и не рассматривает любые другие виды безопасности арматуры.

3. Оборудование соответствует требованиям:

Table with 2 columns: Standard Reference (e.g., ТР ТС 012/2011, ГОСТ 31441.1-2011) and Technical Regulation Description (e.g., Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»).

4. Маркировка

- Маркировка, наносимая на оборудование, должна включать следующие данные:
4.1 наименование предприятия-изготовителя или его зарегистрированный товарный знак;
4.2 обозначение типа оборудования;
4.3 заводской номер и дату изготовления оборудования;
4.4 маркировку взрывозащиты см. п. 2 «Основные технические данные»;
4.5 наименование или знак органа по сертификации и номер сертификата соответствия;
4.6 предупредительные надписи;
4.7 диапазон температур окружающей среды;
4.8 единый знак ЕАЭС обращения продукции на рынке государств - членов Таможенного союза;

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации
Эксперт (эксперт-аудитор) (эксперты (эксперты-аудиторы))

Handwritten signatures and blue circular official stamp of the Center "ProfEx" with names: Хаметова Аделия Равильевна, М.П., Рогозин Сергей Сергеевич.

Vertical table with columns: Взам. инв.№ (228431), Подп. и дата, Инв. № подл. (229411)

Table with 6 columns: Изм., Кол.уч., Лист, № док, Подпись, Дата. Row 1: 2, -, Зам., 2107-22, 10.10.22, 0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т. Row 2: 85

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

RU C-RU.AЖ58.B.02194/21

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № ЕАЭС

Серия **RU** № **0856116**

- 4.9 специальный знак взрывобезопасности **Ex** в соответствии с ТР ТС 012/2011;
 4.10 другие данные, которые должен отразить изготовитель, если это требуется технической документацией.

5. Специальные условия применения

Знак X, стоящий после Ex-маркировки, означает, что при эксплуатации необходимо соблюдать следующие специальные условия:

- температурный класс в маркировке взрывозащиты должен выбираться исходя из максимальной температуры нагрева поверхности с учетом температуры окружающей среды, согласно таблице 1.

Зависимость температурного класса от максимальной температуры рабочей среды приведена в таблице 1:

Таблица 1

Максимальная температура рабочей среды, °С	Температурный класс для группы II	Максимальная температура поверхности для группы III
+80	T6	T85°C
+95	T5	T100°C
+130	T4	T135°C
+195	T3	T200°C
+290	T2	T300°C
+440	T1	T450°C
Ta>440	Ta+10	Ta+10°C

Руководитель (уполномоченное
лицо) органа по сертификации

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

(подпись)



Хаметова Аделия Равильевна

(ф.и.о.)

М.П.

Ворожян Сергей Сергеевич

(ф.и.о.)

Взам. инв.№
228431

Подп. и дата

Инв. № подл.
229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		86

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ

ПРИЛОЖЕНИЕ

К СЕРТИФИКАТУ СООТВЕТСТВИЯ № БАЭС RU C-RU.АЖ58.В.02194/21

Серия **RU** № **0856116**

4.9 специальный знак взрывобезопасности **Ex** в соответствии с ТР ТС 012/2011;
 4.10 другие данные, которые должен отразить изготовитель, если это требуется технической документацией.

5. Специальные условия применения

Знак X, стоящий после Ex-маркировки, означает, что при эксплуатации необходимо соблюдать следующие специальные условия:

- температурный класс в маркировке взрывозащиты должен выбираться исходя из максимальной температуры нагрева поверхности с учетом температуры окружающей среды, согласно таблице 1.

Зависимость температурного класса от максимальной температуры рабочей среды приведена в таблице 1:

Таблица 1

Максимальная температура рабочей среды, °C	Температурный класс для группы II	Максимальная температура поверхности для группы III
+80	T6	T85°C
+95	T5	T100°C
+130	T4	T135°C
+195	T3	T200°C
+290	T2	T300°C
+440	T1	T450°C
Ta>440	Ta+10	Ta+10°C

Руководитель (уполномоченное лицо) органа по сертификации

(подпись)



Хаметова Аделия Равильевна

(ф.и.о.)

М.П.

Евгозин Сергей Сергеевич

(ф.и.о.)

Эксперт (эксперт-аудитор)
(эксперты (эксперты-аудиторы))

(подпись)

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		87

RUSSIAN FEDERATION

№ **0082267**

**СИСТЕМА ДОБРОВОЛЬНОЙ СЕРТИФИКАЦИИ
«ПРОМТЕХСТАНДАРТ»**

№РОСС RU.32001.04ИБФ1 в едином реестре зарегистрированных систем добровольной сертификации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ



Регистрационный номер РОСС RU.32001.04ИБФ1.ОСП17.08916

Срок действия с 11.05.2021 по 10.05.2024

ОРГАН ПО СЕРТИФИКАЦИИ № РОСС RU.32001.04ИБФ1.ОСП17, Общество с ограниченной ответственностью «Максон», Россия, 125195, город Москва, улица Фестивальная, дом 41, корпус 1, этаж 1, помещение III, комната 14, ИНН: 7743343579, ОГРН: 1207700246577, email: maxon-sert@yandex.ru

ПРОДУКЦИЯ Опоры и опорно-подвесные узлы и конструкции для технологических, магистральных и промышленных трубопроводов. Торговая марка «ЛЗМ». Серийный выпуск.

код ОК
25.11.23.119

СООТВЕТСТВУЕТ ТРЕБОВАНИЯМ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ
ТУ 1468-004-62931192-2010

код ТН ВЭД
7308909809

ИЗГОТОВИТЕЛЬ Общество с ограниченной ответственностью «Ленинградский завод металлоизделий», Адрес: 192012, Россия, г. Санкт-Петербург, Невский р-н, ул. Бабушкина, д. 123, литер КБ, пом. 2-Н, оф. 504; ИНН: 7806414000, ОГРН: 1097847197216, телефон: 8 (812) 777-95-95, электронная почта: info@orogamet.ru

СЕРТИФИКАТ ВЫДАН Общество с ограниченной ответственностью «Ленинградский завод металлоизделий», Адрес: Россия, 192012, город Санкт-Петербург, улица Бабушкина, дом 123, лит. КБ, пом. 2-Н, оф. 504, ИНН: 7806414000, ОГРН: 1097847197216, телефон: 8 (812) 777-95-95, электронная почта: info@orogamet.ru

НА ОСНОВАНИИ Протокол испытаний №8186-НСС/21 от 10.05.2021
Испытательная лаборатория ООО «НСС-ГРУПП» аттестат аккредитации №РОСС RU.32001.04ИБФ1.ИЛ17 от 2020-04-22



Проверка
подлинности
сертификата
соответствия

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ Схема сертификации: 2с (ГОСТ Р 53603-2020. Оценка соответствия. Схемы сертификации продукции в Российской Федерации)



Руководитель органа

В.М. Павлов
подпись

В.М. Павлов
инициалы, фамилия

Эксперт

М.И. Егорова
подпись

М.И. Егорова
инициалы, фамилия

Настоящий сертификат соответствия обязывает организацию поддерживать выпуск (реализацию) продукции в соответствии с вышеуказанным стандартом, что будет находиться под контролем органа по сертификации системы добровольной сертификации «ПромТехСтандарт» и подтверждаться при прохождении ежегодного инспекционного контроля

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т		
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

ЕВРАЗИЙСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ СОЮЗ
ПРИЛОЖЕНИЕ №1 Лист 1
к ДЕКЛАРАЦИИ О СООТВЕТСТВИИ ЕАЭС N RU Д-RU.МЮ62.В.00177/19

Сведения о декларации о соответствии
1. Обоснование безопасности № 1469-001-002-003-51-515 ОБ от 01.04.2016 года.
2. Паспорта №№ Отвод П-90°-4Ду-89»10-20 ТУ 51-515-91 от 09.04.2019 года; Тройник № ТШ 76(8К42)-15,7-В-УХЛ-40°-ТУ 1469-001-05777029-2009 от 02.07.2019 года; Переход № ПШК 89(6К42)х57(3К42)-15,7-0,6-УХЛ-40°-ТУ 1469-001-05777029-2009 от 03.07.2019 года.
3. Руководство по эксплуатации № 1469-001-002-003-51-515 РЭ от 01.04.2016 года.
4. Чертеж заготовки точеной по ТУ 1469-003-05777029-2010 от 02.07.2019 года; чертеж тройника точеного по ТУ 1469-003-05777029-2010 от 02.07.2019 года; чертеж отвода гнутого по ТУ 51-515-91 от 02.07.2019 года.
5. Расчеты на прочность №№ 1235-167887-2015.П1 от 04.04.2016 года, 1235-167892-2015.П1 от 04.04.2016 года, 1212-167892-2015.П1 от 04.04.2016 года.
6. Технические условия ТУ 1469-001-05777029-2009 «Детали трубопроводов соединительные для газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа и для трубопроводов на рабочее давление до 31,4 МПа» от 22.06.2009 года; ТУ 1469-002-05777029-2006 «Детали трубопроводов соединительные» от 05.06.2006 года; ТУ 1469-003-05777029-2010 «Детали трубопроводов соединительные для газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа и трубопроводов на рабочее давление до 31,4 МПа в сероводородостойком исполнении» от 08.06.2010 года; ТУ 51-515-91 «Отводы гнутые на Ру до 32,0 МПа (320 кгс/см ²)» от 26.10.2004 года.
7. Результаты заводских испытаний: заключения по контролю проникающими веществами № № 4 от 19.03.2018 года, 5 от 22.03.2018 года, 6 от 04.04.2018 года; заключение по ультразвуковому контролю качества № № 3 от 24.01.2018 года, 4 от 28.02.2018 года, № 9 от 20.03.2018 года, 12 от 23.03.2018 года, протоколы №№ 2 от 28.02.2018 года, 1 от 24.01.2018 года, 7 от 20.03.2018 года; протоколы механических испытаний №№ 19 от 23.03.2018 года, 13 от 28.02.2018 года, 6 от 25.01.2018 года.
8. Сведения о технологическом процессе: типовой технологический процесс изготовления отводов гнутых от 21.09.2017 года; типовой технологический процесс изготовления сварных тройников от 21.09.2017 года; типовой технологический процесс изготовления переходов от 21.09.2017 года.
9. Документы, подтверждающие квалификацию персонала: квалификационные удостоверения №№ 0039-9642 от 28.04.2017 года, 0039-9641 от 28.04.2017 года.

Директор
МП



подпись

Заборонок Николай Григорьевич
(Ф.И.О. за подписью)

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		92

Год	Расход, м3/час	Давление пластовое., Р _{пл} МПа(изб.)		Давление устьеовое., Р _{уст} МПа(изб.)		Температура нач., Т _{нач} °С	
		Скв. 110	Скв. 111	Скв. 110	Скв. 111	Скв. 110	Скв. 111
2049	3000	16,6	15,8	4,7	3,9	35,7	36,7
2050	3000	16,3	15,5	4,5	3,7	35,7	36,7
2051	3000	16,1	15,3	4,4	3,6	35,7	36,7
2052	4917	14,3	13,8	3,7	3,2	35,7	36,7
2053	7917	13,2	12,7	4,0	3,5	35,7	36,7
2054	7542	12,2	11,6	4,1	3,5	35,7	36,7
2055	7083	11,1	10,5	4,1	3,5	35,7	36,7
2056	6625	10,2	9,6	4,1	3,4	35,7	36,7
2057	6125	9,3	8,7	3,9	3,2	35,7	36,7
2058	5583	8,5	7,9	3,6	2,9	35,7	36,7
2059	5083	7,7	7,1	3,2	2,6	35,7	36,7
2060	4583	7,0	6,4	2,8	2,2	35,7	36,7

Состав газа принят в соответствии с данными эксплуатирующей организации ООО «Газпром добыча Оренбург», и представлен в Приложении Д. В добываемом газе возможно содержание сероводорода до 6%.

Для предотвращения возможного гидратообразования, предусматриваем точки ввода ингибитора, безгидратный режим которых обеспечивает защиту от гидратов на всем технологическом участке. Метанол расходуется на ингибирование скважин и шлейфов. Особенность применения метанола состоит в необходимости корректировки его расхода в том случае, если этот реагент уже содержится в потоке поступающего газа. Расчет минимально необходимого расхода метанола проведен в каждой точке предполагаемого гидратообразования, а именно на параметры газа: перед регулятором давления на скважине с учетом пластового давления, в конце шлейфов.

Минимальный необходимый удельный расход метанола согласно п. 6.2.5 СТО Газпром 2-3.3-1242-2021 определяется по формуле:

$$G = \frac{G_1 \cdot (X_2 - X_1) + (W_1 - W_2) \cdot X_2}{X - X_2} + \frac{k - X_2}{X - X_2} \cdot ((Q_2 - Q_1) + (q_2 - q_1)), \text{ где}$$

G_1 - количество раствора ингибитора, поступающего с предыдущего технологического участка в точку 1, кг/1000 м³;

X_1, X_2 - концентрации ингибитора в растворе в точках 0, 1 и 2, % мас.;

X - концентрация свежего ингибитора, подаваемого в точку 1, % мас.;

W_1, W_2 - равновесное влагосодержание газа в точках 0, 1 и 2, кг/1000 м³;

Q_1, Q_2 - содержание ингибитора в газовой фазе в точках 0, 1 и 2, кг/1000 м³;

q_1, q_2 - содержание ингибитора в углеводородном конденсате в точках 1 и 2, кг/1000 м³;

k - коэффициент, принимаемый равным 100.

При нормировании метанола полученную формулу применяют последовательно несколько раз вдоль технологической цепочки подготовки газа.

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инд. № подл. 229411							
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

Вынос пластовой воды в скважинах № 110, № 111 отсутствует, следовательно значение G_1 принимаем равное 0.

Далее изложена расчетная процедура определения минимального расхода и распределения метанола для условий работы скважин № 110, № 111 и их шлейфов.

Для скважин № 110, № 111 в расчетах принята концентрация метанола равная 97 %масс. используемого в качестве ингибитора гидратообразования.

Температуру начала гидратообразования определяем графическим методом по номограмме Бейли и Вишера, согласно Приложения А СТО Газпром 2-3.3-1242-2021.

Для обеспечения безгидратного режима транспортировки газа по шлейфу требуемое снижение температуры гидратообразования ΔT определяется по формуле 8 СТО Газпром 2-3.3-1242-2021:

$$\Delta T = T_{\text{гидр}} - T_{\text{газа}}$$

$T_{\text{гидр}}$ - температура гидратообразования, К

$T_{\text{газа}}$ - температура газа в конце шлейфа, К

Концентрацию X_2 , %масс., насыщенного метанола в расчетных точках вычисляют по формуле 17 СТО Газпром 2-3.3-1242-2021:

$$X_2 = \frac{k_1 \cdot \exp\left(-\frac{\Delta T}{A}\right)}{k_2 - k_3 \cdot \exp\left(-\frac{\Delta T}{A}\right)}$$

X_2 - концентрация метанола для предотвращения гидратообразования в защищаемых точка, %мас.;

A - параметр, определяемый по ф 15,16 СТО Газпром 2-3.3-1242-2021

k_1 - коэффициент, принимаемый равным 100;

k_2 - коэффициент, принимаемый равным 1;

k_3 - коэффициент, принимаемый равным 0,4378;

ΔT - разность между температурой в защищаемых точках и равновесной температурой гидратообразования, К.

В результате получаем, что величина температурного сдвига для предупреждения гидратообразования ΔT достигается при концентрации метанола X_2 %мас., приведенной в таблицах пункта 2.1 расчетов по варианту 1 для скважин № 110 и № 111.

Влагосодержание W_1, W_2 определяется в пластовых условиях и в конце шлейфа.

Влагосодержание газа в равновесии с чистой водой принимаем по формуле:

$$W_0 = \frac{k_1 \cdot z_{\text{см}}}{p} \cdot \exp\left(A_p - \frac{B_p}{T - k_2}\right) \cdot \exp\left(\frac{k_3 \cdot p}{R \cdot T} + \frac{k_4 \cdot \beta_{\text{см}} \cdot p}{z_{\text{см}} \cdot R \cdot T + \alpha_{\text{см}} \cdot \beta_{\text{см}} \cdot p}\right)$$

$z_{\text{см}}$ - коэффициент сжимаемости газовой смеси;

p - давление, МПа;

Взам. инв.№	228431						Лист
Подп. и дата							95
Инв. № подл.	229411						
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	

T – температура, К

R – универсальная газовая постоянная, равная 8,31441 Дж/(моль*К);

$\alpha_{см}, \beta_{см}$ - коэффициенты, определяют по ф. 32 СТО Газпром 2-3.3-1242-2021

k_1 – коэффициент, принимаем равным 0,09984;

k_2 – коэффициент, принимаем равным 46,13;

k_3 – коэффициент, принимаем равным 18;

k_4 – коэффициент, принимаем равным 2;

Содержание метанола в газовой фазе в пласте, точка 0, соответственно $Q=0$.

Влагосодержание W и метанолосодержание Q газа для точек 1 и 2 определяем по уравнениям:

$$W = \gamma_1 \cdot x_1 \cdot W_0$$

W_0 - влагосодержание природного газа при равновесии с чистой водой, кг/1000м³;

γ_1 - коэффициент активности воды в водном растворе ингибитора;

x_1 -молярная доля воды в водном растворе ингибитора.

$$Q = Q_0 \cdot \gamma_2 \cdot x_2$$

Q_0 - метанолосодержание природного газа при равновесии с чистым метанолом, кг/1000м³;

γ_2 - коэффициент активности метанола в водном растворе;

x_2 - молярная доля метанола в водном растворе.

Норму расхода метанола $H_{ш}$, рассчитываем по формуле:

$$H_{ш} = G \cdot k , \text{ где}$$

k - коэффициент запаса на неучтенные факторы, принимаем 1,25

G - минимально необходимый удельный расход метанола, кг/1000м³

1. Расчет метанола для Варианта 1

Результаты расчета расхода метанола для ингибирования шлейфовых трубопроводов скважин № 110, № 111 при различных значениях давления и температуры приведены в пункте 2.1 расчетов.

Давление и температура на расчетных участках скважин приняты согласно гидравлического расчета. Результаты гидравлического расчета приведены в Таблицах 2, 3. Расчетная схема гидравлического расчета Варианта 1 приведена на Рисунке 1.

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

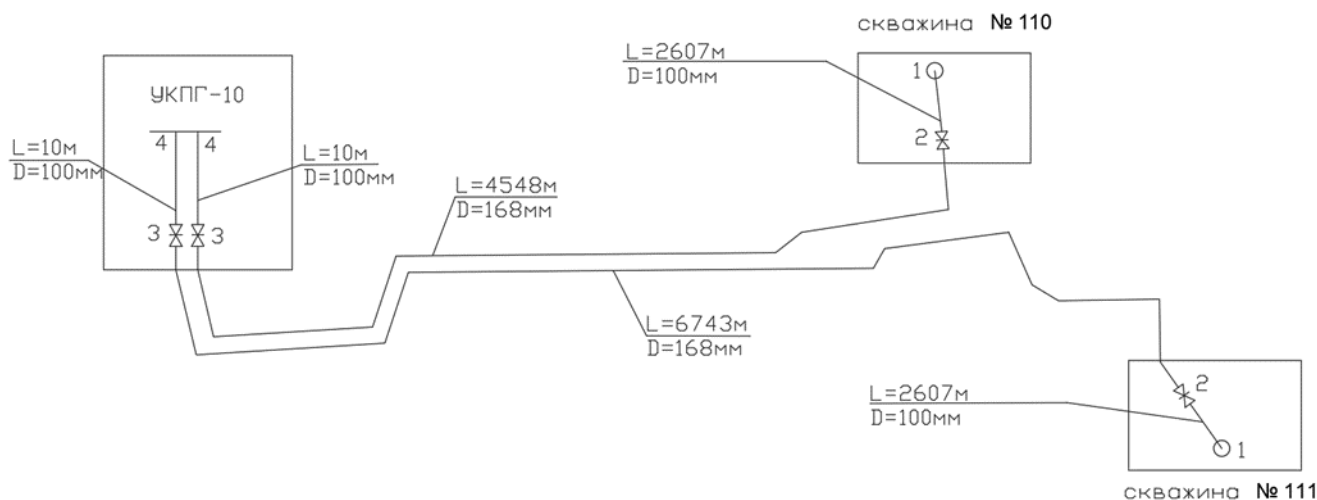


Рисунок - 1 Расчетная схема

Таблица 2 Вариант 1. Гидравлический расчет скважины № 110

№ скважины	Год	Дебит, м ³ /час	Участок 1-2 (до регулятора давления в обвязке устья скважины)				Участок 2-3 (шлейф после регулятора давления в обвязке устья скважины)			
			Р _{нач.} МПа	Р _{кон.} МПа	Т _{нач.} °С	Т _{кон.} °С	Р _{нач.} МПа	Р _{кон.} МПа	Т _{нач.} °С	Т _{кон.} °С
110	2024	6542	24	19,4	35,7	25,2	11,9	11,87	7,3	4,74
	2025	3000	23,7	18,3	35,7	21,7	11,4	11,39	3,9	3,99
	2026	3000	23,3	18,0	35,7	21,1	11	10,99	2,5	3,95
	2027	3000	22,9	17,8	35,7	20,7	10,7	10,69	1,25	3,95
	2028	3000	22,6	17,5	35,7	20,3	10,3	10,29	-0,19	3,93
	2029	3000	22,3	17,3	35,7	20	9,5	9,49	-3,57	3,93
	2030	3000	21,9	16,8	35,7	19,6	9,4	9,39	-3,4	3,95
	2031	3000	21,6	16,6	35,7	19,2	9,2	9,19	-3,4	3,95
	2032	3000	21,3	16,4	35,7	18,9	8,3	8,29	-8,4	3,95
	2033	3000	21,0	16,1	35,7	18,5	7,3	7,29	-13,01	3,95
	2034	3000	20,7	15,8	35,7	18,2	6,9	6,89	-14,68	3,95
	2035	3000	20,4	15,6	35,7	17,8	6,7	6,69	-15,67	3,95
	2036	3000	20,1	15,4	35,7	17,5	6,5	6,48	-16,57	4
	2037	3000	19,8	15,1	35,7	17,1	6,4	6,38	-16,78	4
	2038	3000	19,5	14,9	35,7	16,7	6,1	6,64	-18,33	3,99
	2039	3000	19,2	14,6	35,7	16,4	6,0	5,98	-18,41	4
	2040	3000	18,9	14,4	35,7	16	5,8	5,78	-19,41	4
	2041	3000	18,7	14,3	35,7	15,8	5,6	5,58	-20,49	4
	2042	3000	18,4	14	35,7	15,4	5,5	5,48	-20,63	4
	2043	3000	18,1	13,8	35,7	15	5,5	5,48	-20,48	3,99
2044	3000	17,9	13,6	35,7	14,8	5,6	5,58	-19,51	4	
2045	3000	17,6	13,4	35,7	14,4	5,4	5,38	-20,48	4	
2046	3000	17,3	13,2	35,7	14	5,2	5,18	-21,46	3,99	

Взам. инв.№
228431

Подп. и дата

Инв. № подл.
229411

Лист

97

0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

Изм. Кол.уч. Лист № док Подпись Дата

2047	3000	17,1	13	35,7	13,8	5,1	5,08	-23,63	3,99
2048	3000	16,8	12,8	35,7	13,4	4,8	4,78	-23,22	3,99
2049	3000	16,6	12,6	35,7	13,2	4,7	4,68	-23,37	3,99
2050	3000	16,3	12,4	35,7	12,8	4,5	4,48	-24,36	3,99
2051	3000	16,1	12,3	35,7	12,6	4,4	4,38	-24,8	4
2052	4917	14,3	10,9	35,7	13,8	3,7	3,65	-22,57	3,99
2053	7917	13,2	10,1	35,7	15,5	4,0	3,87	-15,28	3,67
2054	7542	12,2	9,3	35,7	14,2	4,1	3,99	-12,46	3,6
2055	7083	11,1	8,5	35,7	12,5	4,1	4	-10,46	3,6
2056	6625	10,2	7,8	35,7	10,8	4,1	4,07	-8,76	3,6
2057	6125	9,3	7,1	35,7	9,1	3,9	3,82	-8,1	3,6
2058	5583	8,5	6,5	35,7	7,2	3,6	3,53	-8,59	3,92
2059	5083	7,7	5,9	35,7	5,4	3,2	3,13	-9,36	3,94
2060	4583	7	5,4	35,7	3,9	2,8	2,74	-10,96	3,95

Таблица 3 Вариант 1. Гидравлический расчет скважины № 111

№ скважины	Год	Дебит, м ³ /час	Участок 1-2 (до регулятора давления в обвязке устья скважины)				Участок 2-3 (шлейф после регулятора давления в обвязке устья скважины)			
			Р _{нач.} МПа	Р _{кон.} МПа	Т _{нач.} °С	Т _{кон.} °С	Р _{нач.} МПа	Р _{кон.} МПа	Т _{нач.} °С	Т _{кон.} °С
			111	2024	6542	23,2	18,1	36,7	24,5	11,1
	2025	3000	22,8	17,6	36,7	21,5	10,5	10,49	1,6	3,98
	2026	3000	22,4	17,3	36,7	21	10,1	10,09	0	3,98
	2027	3000	22,1	17	36,7	20,6	9,9	9,89	-0,6	3,98
	2028	3000	21,8	16,8	36,7	20,3	9,5	9,48	-2,3	3,98
	2029	3000	21,4	16,4	36,7	19,8	8,7	8,68	-5,7	3,98
	2030	3000	21,1	16,2	36,7	19,5	8,6	8,58	-6	3,98
	2031	3000	20,8	16,0	36,7	19,1	8,4	8,38	-6,9	3,98
	2032	3000	20,5	15,7	36,7	18,6	7,5	7,48	-11,1	3,98
	2033	3000	20,2	15,5	36,7	18,4	6,5	6,48	-15,9	3,98
	2034	3000	19,9	15,2	36,7	18	6,1	6,08	-17,7	3,98
	2035	3000	19,6	15,0	36,7	17,6	5,9	5,88	-18,77	3,98
	2036	3000	19,3	14,8	36,7	17,3	5,7	5,68	-19,7	3,98
	2037	3000	19,0	14,5	36,7	16,9	5,6	5,58	-19,88	3,98
	2038	3000	18,7	14,3	36,7	16,5	5,3	5,28	-21,5	3,97
	2039	3000	18,4	14	36,7	16,2	5,2	5,18	-21,55	3,97
	2040	3000	18,1	13,8	36,7	15,8	5,0	4,98	-22,59	3,97
	2041	3000	17,9	13,7	36,7	15,5	4,8	4,77	-23,83	3,96
	2042	3000	17,6	13,4	36,7	15,1	4,7	4,67	-23,95	3,96
	2043	3000	17,3	13,2	36,7	14,7	4,7	4,67	-23,74	3,96
	2044	3000	17,0	13	36,7	14,4	4,8	4,77	-22,8	3,96
	2045	3000	16,8	12,8	36,7	14,1	4,6	4,57	-23,69	3,96
	2046	3000	16,5	12,6	36,7	13,7	4,4	4,37	-24,71	3,96
	2047	3000	16,3	12,4	36,7	13,3	4,3	4,27	-25	3,96
	2048	3000	16,0	12,2	36,7	13	4,0	3,97	-26,64	3,97
	2049	3000	15,8	12,1	36,7	12,8	3,9	3,87	-27,15	3,95
	2050	3000	15,5	11,8	36,7	12,4	3,7	3,67	-27,8	3,96

Инва. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	228431

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
							98

2051	3000	15,3	11,7	36,7	12,1 5	3,6	3,57	-28,37	3,97
2052	4917	13,8	10,57	36,7	13,9	3,2	3,11	-24,4	3,94
2053	7917	12,7	9,72	36,7	15,7	3,5	3,29	-6,4	3,78
2054	7542	11,6	8,89	36,7	14,2	3,5	3,31	-4,8	3,78
2055	7083	10,5	8,07	36,7	12,4	3,5	3,33	-3,9	3,78
2056	6625	9,6	7,39	36,7	10,6	3,4	3,25	-4	3,79
2057	6125	8,7	6,71	36,7	8,7	3,2	3,06	-4,7	3,78
2058	5583	7,9	6,1	36,7	6,8	2,9	2,77	-4,4	3,91
2059	5083	7,1	5,49	36,7	5,04	2,6	2,48	-5,8	3,9
2060	4583	6,4	4,96	36,7	3,5	2,2	2,08	-6,4	3,93

Из результатов гидравлического расчета определены возможные точки гидратообразования и представлены в пункте 2.1 расчетов

2.1 Результаты расчета Варианта 1

Расчёт необходимого количества метанола для предотвращения гидратообразования проводился по каждому участку сети (наименования участков в соответствии с Рисунком 1). Также расчёт проводился для затрубного пространства. Результаты расчёта для участков 1-2, 2-3 складывались. Таким образом, суммарно подавать метанол предполагается только в затрубное пространство скважин № 110, №111.

На основании исходных данных (производительность по газу, пластовое давление, давление конца участка, температура конца участка) определялись температура гидратообразования, требуемое снижение температуры гидратообразования и концентрация метанола в водном растворе, обеспечивающая требуемое снижение температуры гидратообразования. Надёжный безгидратный режим расчетных участков достигается при концентрации метанола в 1,25 раза выше по сравнению с теоретической, поэтому при расчете минимального количества необходимого метанола брался запас по данной концентрации 25%.

Далее приведен расчет минимального количества метанола для режима работы скважин № 110, № 111 с 2024 по 2060 гг с указанием точек гидратообразования по длине расчетных участков.

Диаметр трубы участка сети 1-2 108мм, диаметр трубы участка 2-3 168 мм.

2024 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	157	157
Пластовое давление, МПа	24,0	23,2
Давление конца участка, МПа	19,4	18,1
Температура конца участка, °С	25,2	24,5
Температура гидратообразования, °С	26,1	26
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	0,9	1,5

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				99
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

Концентрация ингибитора в растворе, X_2 % масс	1,96	3,25
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,071	0,109
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	0,6	1

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

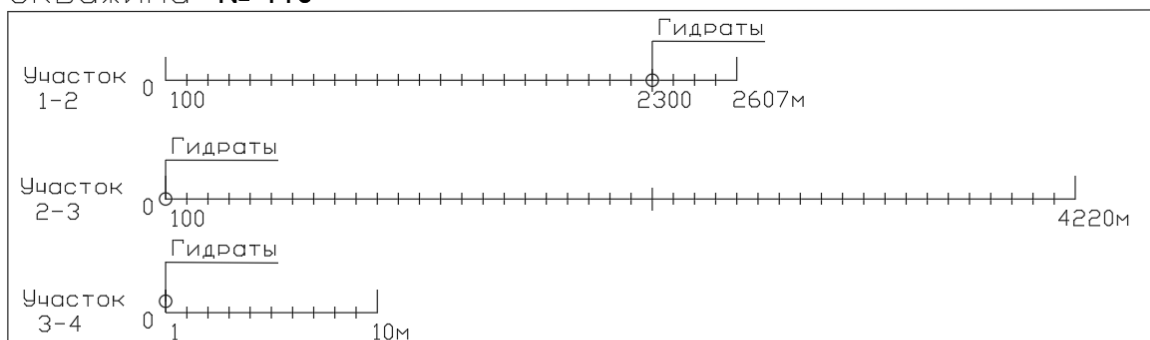
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	157	157
Давление конца участка, МПа	11,87	11,05
Температура конца участка, °С	4,74	4,1
Температура гидратообразования, °С	24,3	23,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,56	19,7
Концентрация ингибитора в растворе, X_2 % масс	36,8	35,7
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,569	0,549
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	5,2	5

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

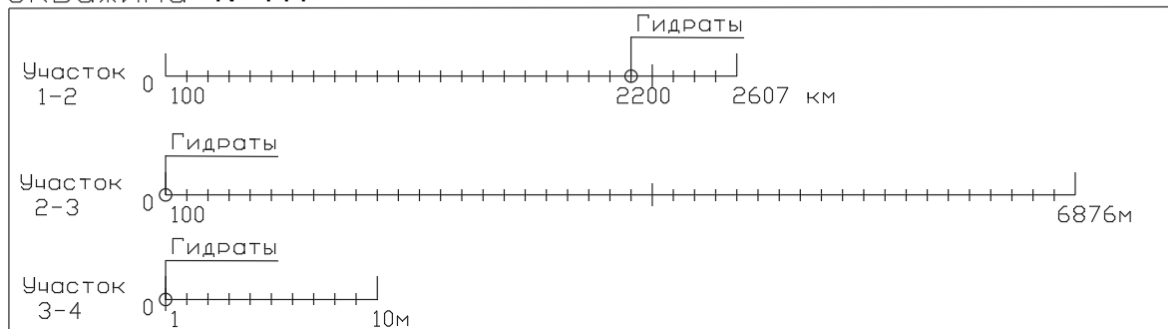
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	5,8	6

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					Лист 100
			2	-	Зам.	2107-22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2025 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	23,7	22,8
Давление конца участка, МПа	18,3	17,6
Температура конца участка, °С	21,7	21,5
Температура гидратообразования, °С	26	25,3
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	4,3	3,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	9,1	8,07
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,295	0,253
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,15	1

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

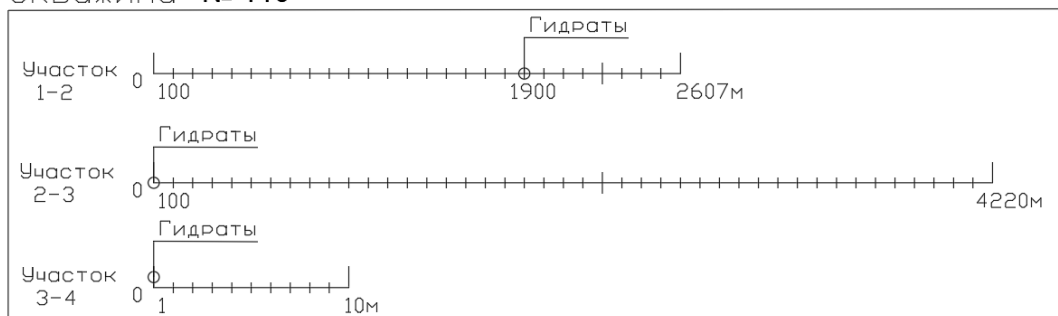
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	11,39	10,49
Температура конца участка, °С	3,99	3,98
Температура гидратообразования, °С	24	23,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	20	19,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	36,2	36,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,564	0,549
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,3	2,2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

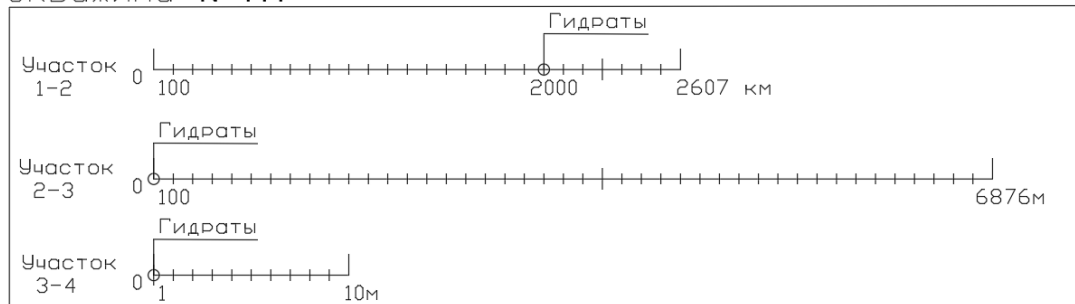
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,45	3,2

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

											Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					101
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

2026 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	23,3	24,4
Давление конца участка, МПа	18	17,3
Температура конца участка, °С	21,1	21
Температура гидратообразования, °С	26,1	25,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	5	4,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	10,52	10,11
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,335	0,326
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,31	1,3

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

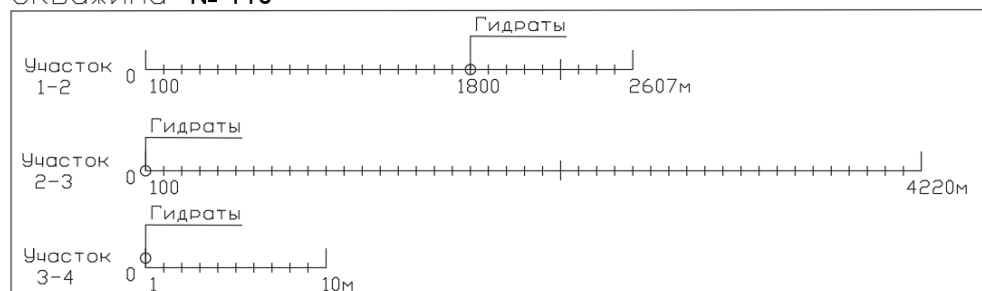
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	10,99	10,09
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	24	23,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	20,1	19,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	36,2	34,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,557	0,518
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

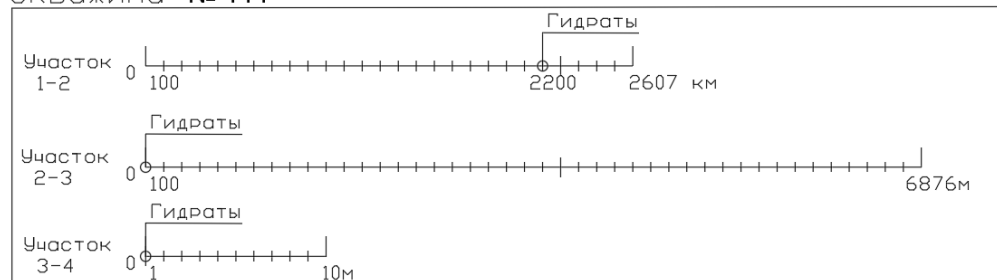
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,51	3,4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111

Взам. инв.№
228431

Подп. и дата

Инв. № подл.
229411

Лист

102

0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

2	-	Зам.	2107-22		10.10.22
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата

2027 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	22,9	22,4
Давление конца участка, МПа	17,8	17
Температура конца участка, °С	20,7	20,6
Температура гидратообразования, °С	26	26
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	5,3	5,4
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	11,11	11,31
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,344	0,344
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,35	1,35

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

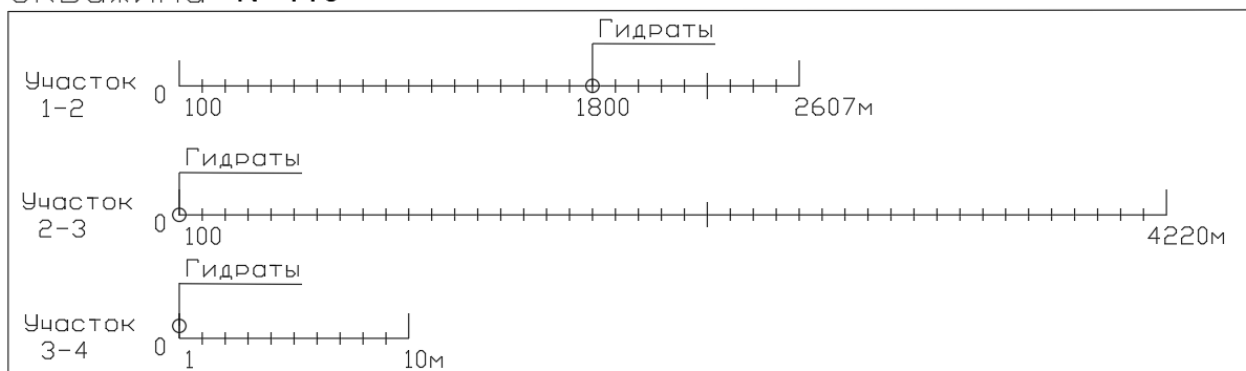
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	10,69	9,89
Температура конца участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,8	23
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,9	19
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	35,9	36,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,545	0,517
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

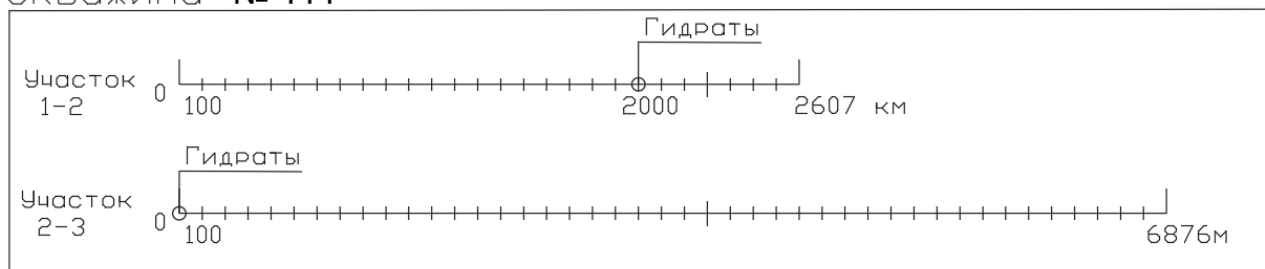
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,55	3,45

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв. № 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411							
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

2028 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	22,6	21,8
Давление конца участка, МПа	17,5	16,8
Температура конца участка, °С	20,3	20,3
Температура гидратообразования, °С	26	25,5
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	5,7	5,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	11,91	10,91
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,362	0,323
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,42	1,3

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

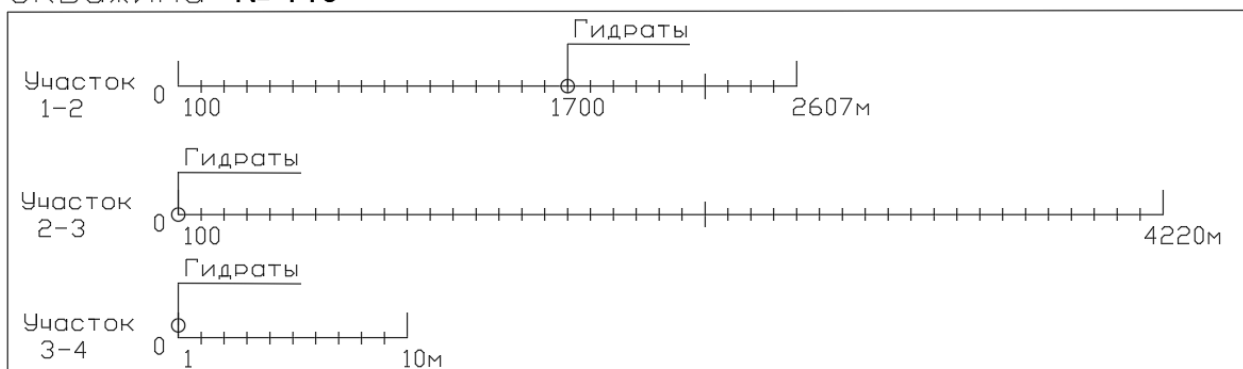
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	10,29	9,48
Температура конца участка, °С	3,93	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,8	23
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,9	19
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	35,9	36,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,54	0,514
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

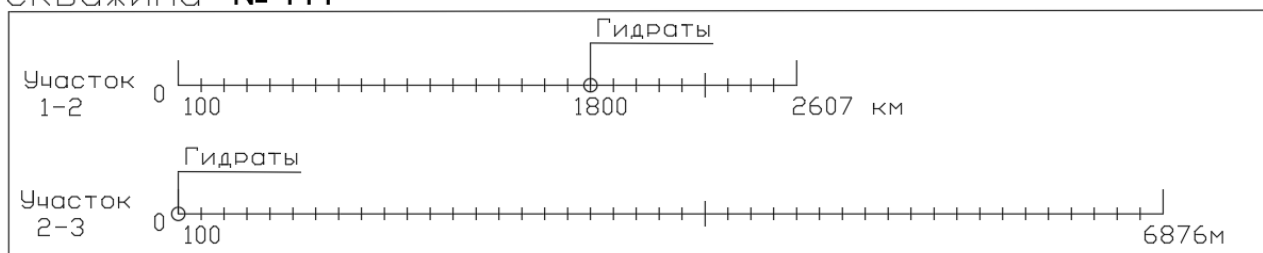
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,62	3,4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

						0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		104
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2029 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	22,3	21,4
Давление конца участка, МПа	17,3	16,4
Температура конца участка, °С	20	19,8
Температура гидратообразования, °С	26	25,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	6	5,3
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	12,5	11,09
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,376	0,318
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,5	1,25

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

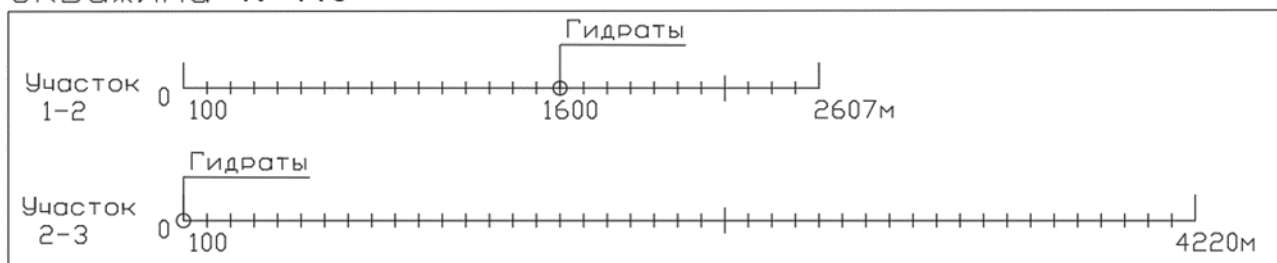
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	9,49	8,68
Температура участка, °С	3,93	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,5	23
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,6	19
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	35,4	34,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,524	0,507
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

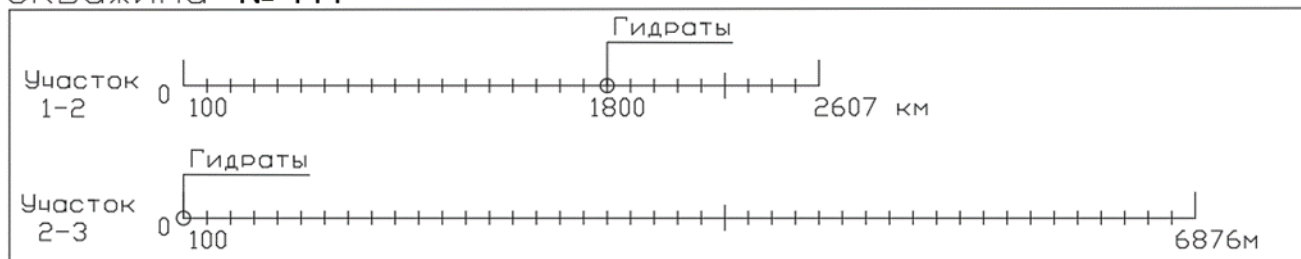
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,6	3,25

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				105
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2030 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	21,9	21,1
Давление конца участка, МПа	16,8	16,2
Температура конца участка, °С	19,6	19,5
Температура гидратообразования, °С	25,3	25,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	5,7	5,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	11,9	11,7
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,345	0,332
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,4	1,3

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

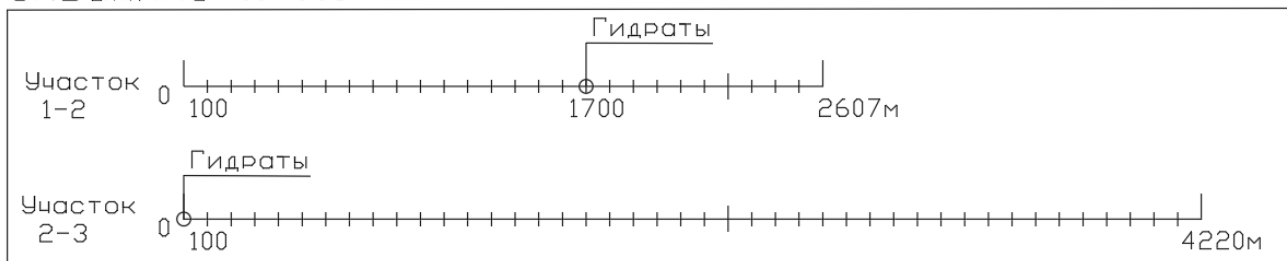
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	9,39	8,58
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,6	23
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,7	19
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	27,2	34,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,492	0,507
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

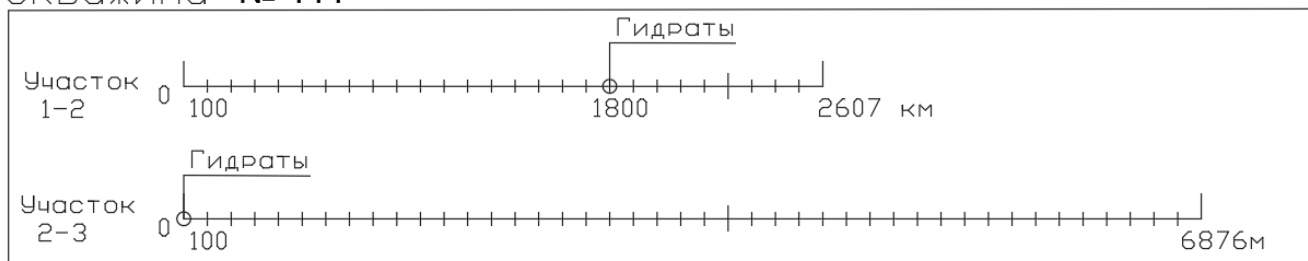
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4,4	3,3

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
												106
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22	

2031 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	21,6	20,8
Давление конца участка, МПа	16,6	16
Температура конца участка, °С	19,2	19,1
Температура гидратообразования, °С	26	26
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	6,8	6,9
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	14,06	14,25
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,406	0,401
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,6	1,6

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

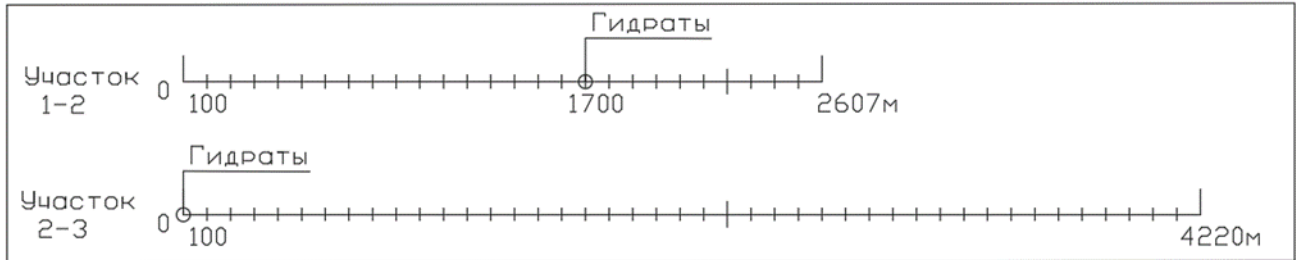
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	9,19	8,38
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,7	23,6
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,8	19,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	35,7	35,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,531	0,519
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

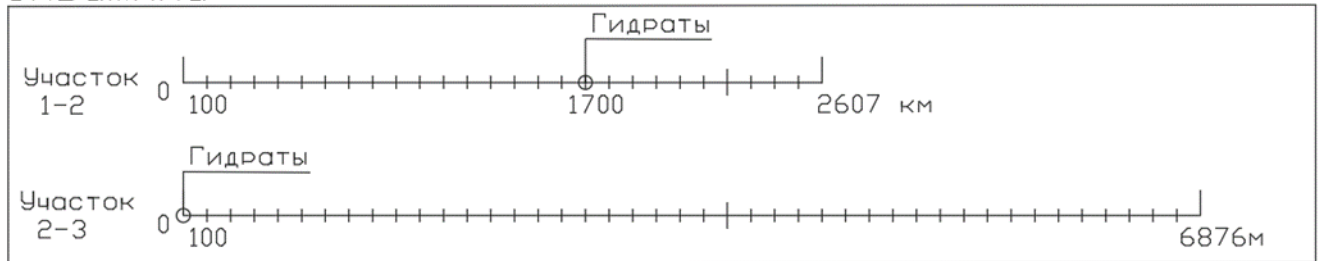
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	3,7

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	

2032 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	21,3	20,5
Давление конца участка, МПа	16,4	15,7
Температура конца участка, °С	18,9	18,6
Температура гидратообразования, °С	26,2	26
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	7,3	7,4
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	15	15,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,428	0,419
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

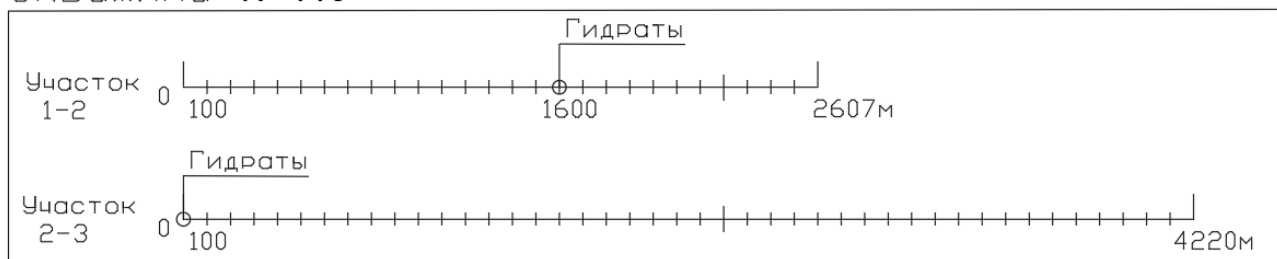
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	8,29	7,48
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,8	22,5
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,9	18,5
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	35,7	35,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,530	0,523
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

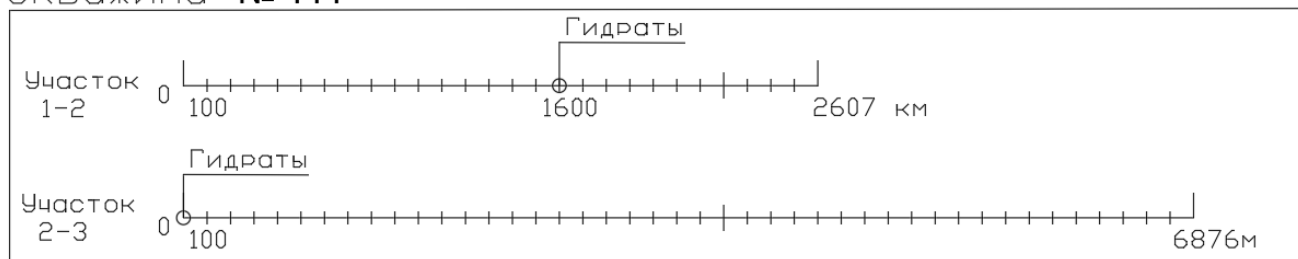
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,7	3,8

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431						Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					108
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22					

2033 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	21	20,2
Давление конца участка, МПа	16,1	15,5
Температура конца участка, °С	18,5	18,4
Температура гидратообразования, °С	26,3	26
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	7,8	7,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	15,97	15,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,446	0,427
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,75	1,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

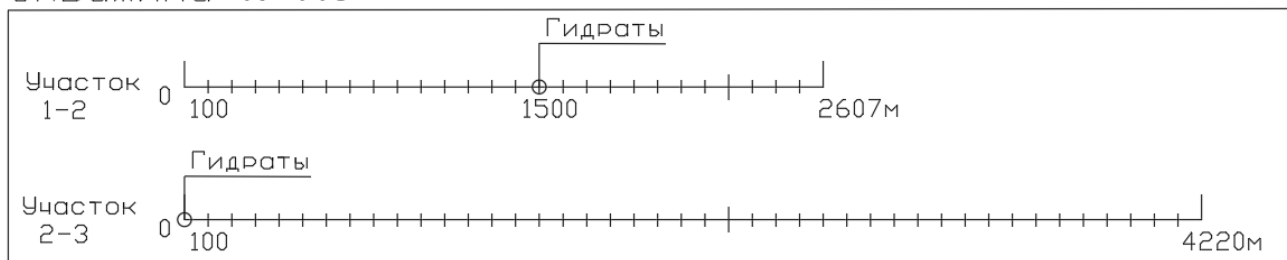
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	7,29	6,48
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	23	22,3
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,1	18,3
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	34,5	33,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,513	0,504
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

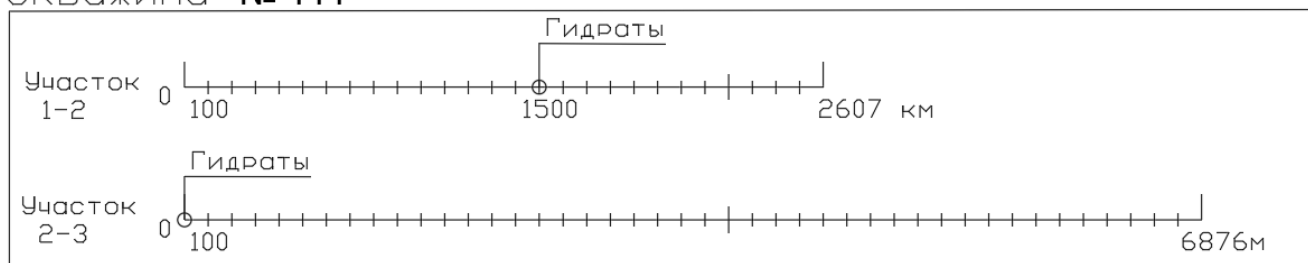
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,95	3,7

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				109
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2034 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	20,7	19,9
Давление конца участка, МПа	15,8	15,2
Температура конца участка, °С	18,2	18
Температура гидратообразования, °С	26,1	26,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	7,9	8,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	16,2	16,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,446	0,439
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,75	1,72

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

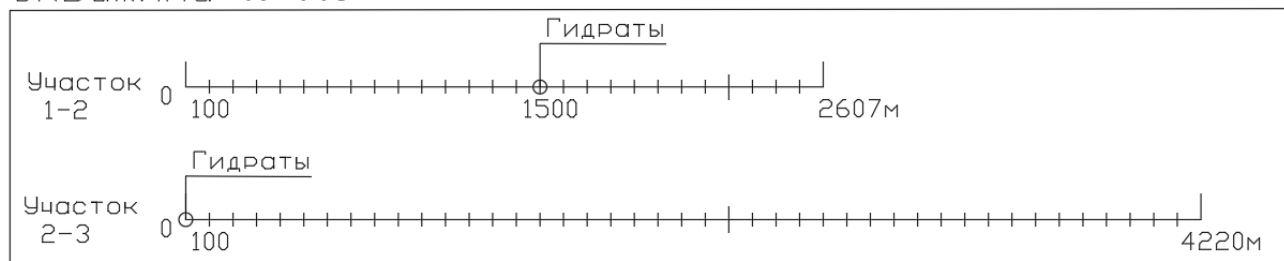
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,89	6,08
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	22	21,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	18,1	17,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	33	31,45
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,492	0,479
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,2	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

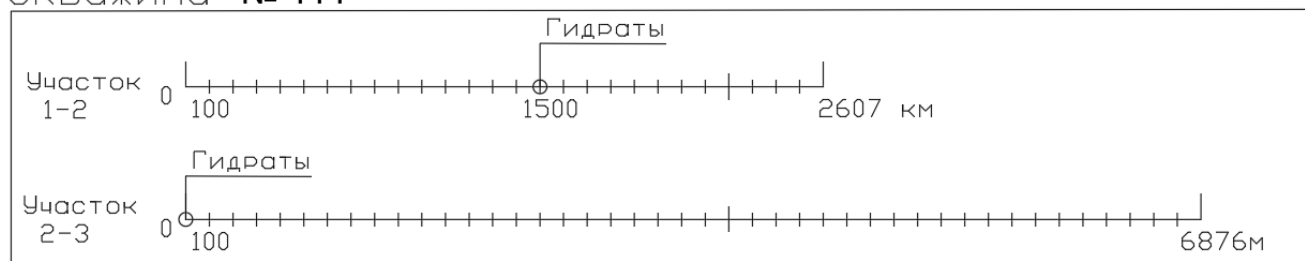
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,95	3,72

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				110
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2035 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	20,4	19,6
Давление конца участка, МПа	15,6	15,
Температура конца участка, °С	17,8	17,6
Температура гидратообразования, °С	26,2	26,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8,4	8,5
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	17,1	17,3
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,406	0,457
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,8	1,8

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

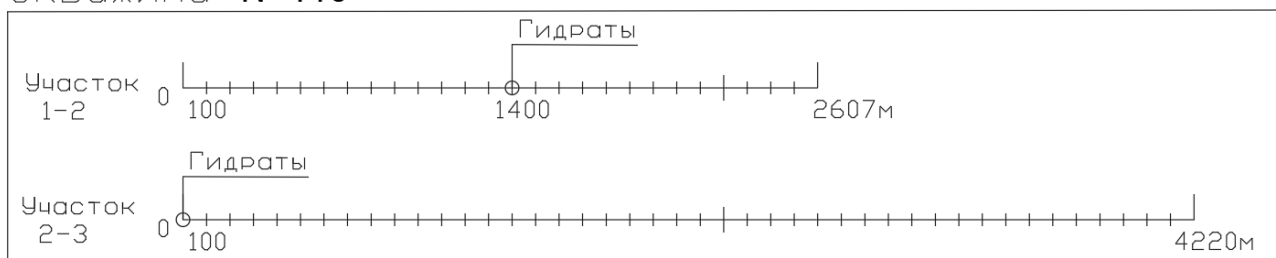
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,69	5,88
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	21,2	21,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,3	17,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,8	31,45
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,471	0,483
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

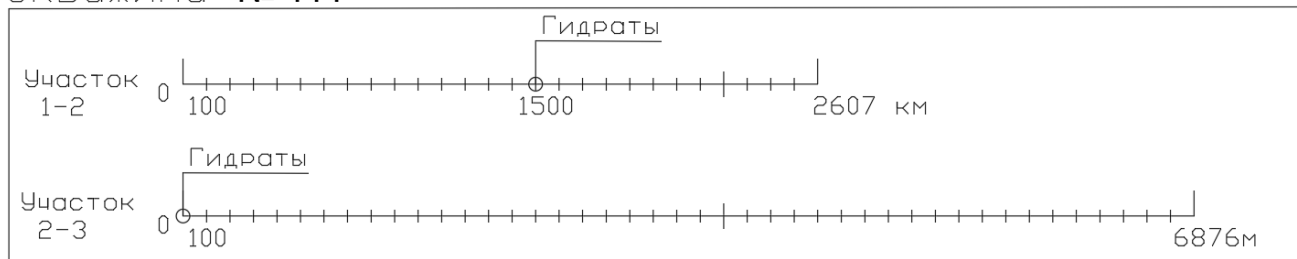
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,9	3,8

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				111
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2036 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	20,1	19,3
Давление конца участка, МПа	15,4	14,8
Температура конца участка, °С	17,5	17,3
Температура гидратообразования, °С	25,2	26,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	7,7	8,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	15,77	17,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,416	0,462
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,63	1,81

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

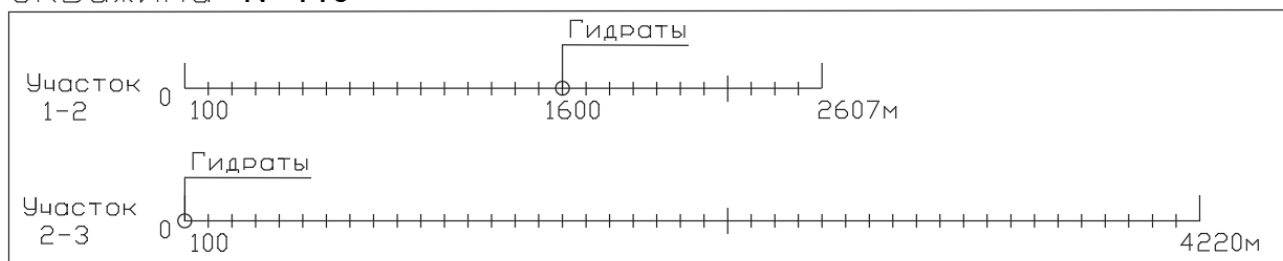
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,48	5,68
Температура участка, °С	4	3,98
Температура гидратообразования, °С	22	21,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	18	17,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	32,9	31,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,497	0,489
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

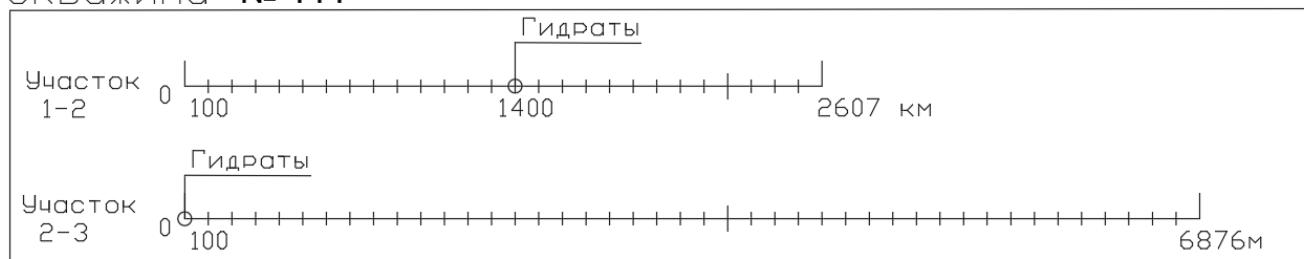
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,73	3,81

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				112
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2037 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	19,8	19
Давление конца участка, МПа	15,1	14,5
Температура конца участка, °С	17,1	16,9
Температура гидратообразования, °С	25,1	26,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8	9,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	16,35	18,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,424	0,473
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,85

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

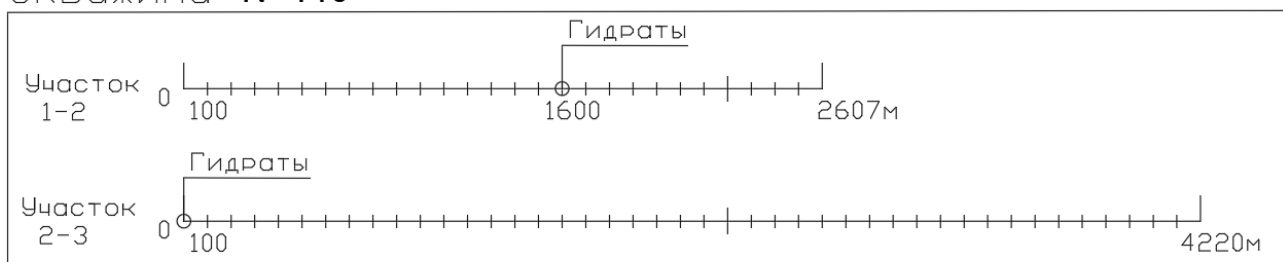
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,38	5,58
Температура участка, °С	4	3,98
Температура гидратообразования, °С	22	21,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	18	17,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	32,9	31,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,499	0,492
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

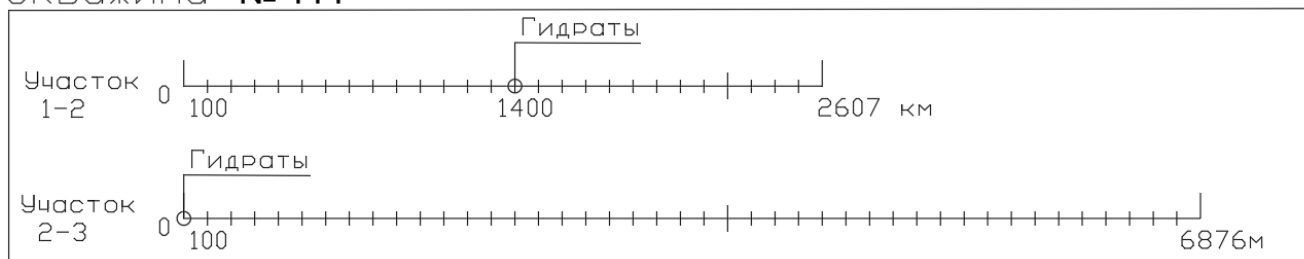
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	3,85

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				113
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2038 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	19,5	18,7
Давление конца участка, МПа	14,9	14,3
Температура конца участка, °С	16,7	16,5
Температура гидратообразования, °С	25	26,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8,3	9,6
Концентрация ингибитора в растворе, Х ₂ % масс	16,9	19,3
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,428	0,484
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

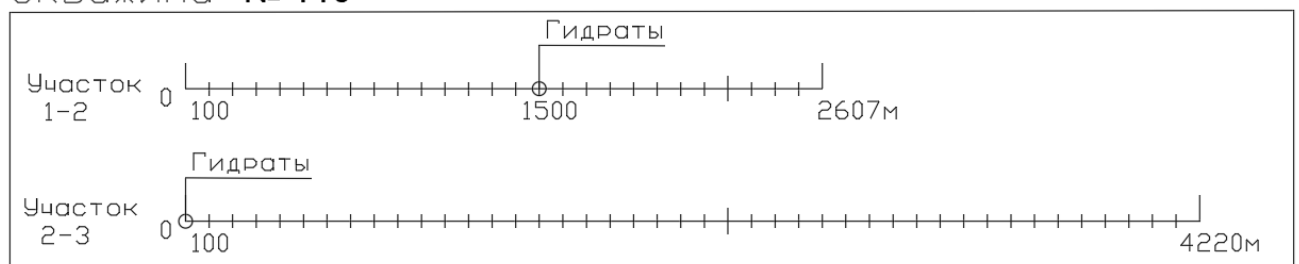
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,08	5,28
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	21,2	21,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,2	17,1
Концентрация ингибитора в растворе, Х ₂ % масс	31,7	31,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,484	0,497
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

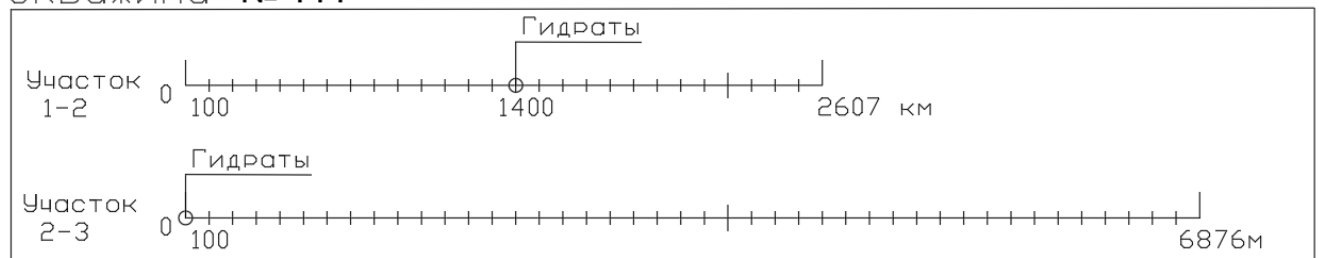
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	3,9

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431										
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т			Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

2039 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	19,2	18,4
Давление конца участка, МПа	14,6	14
Температура конца участка, °С	16,4	16,2
Температура гидратообразования, °С	25	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8,6	8,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	17,5	17,82
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,436	0,434
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,71	1,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

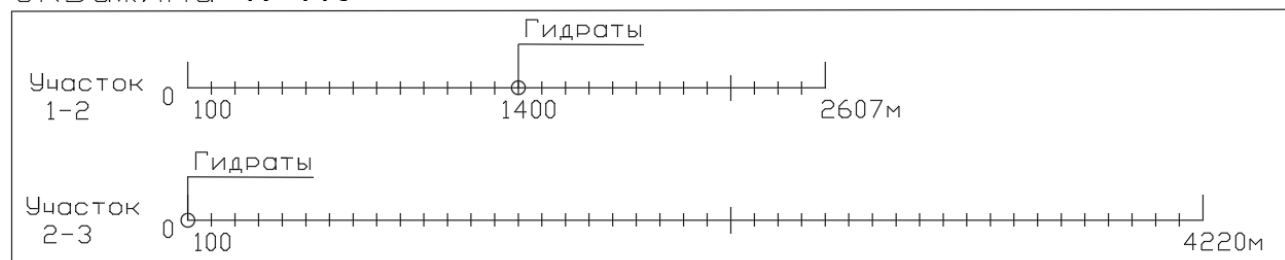
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,98	5,18
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	21,2	20,6
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,2	16,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,7	31,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,486	0,501
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

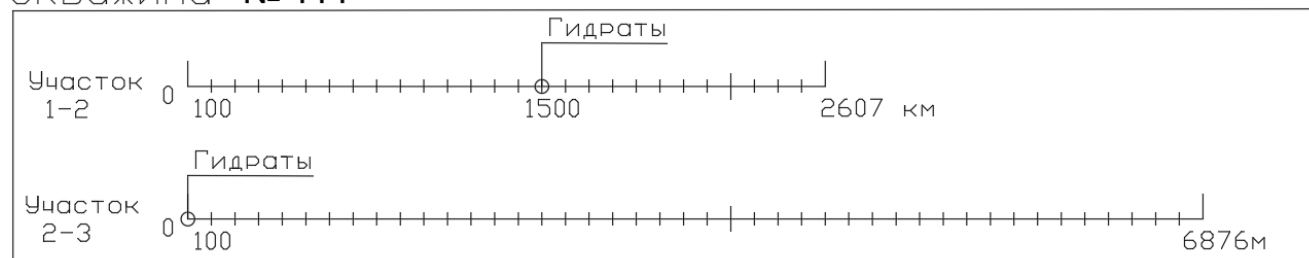
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,81	3,8

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411					Лист 115
			2	-	Зам.	2107-22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2040 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	18,9	18,1
Давление конца участка, МПа	14,4	13,8
Температура конца участка, °С	16	15,8
Температура гидратообразования, °С	25	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	9	9,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	18,2	18,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,448	0,445
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,8	1,74

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

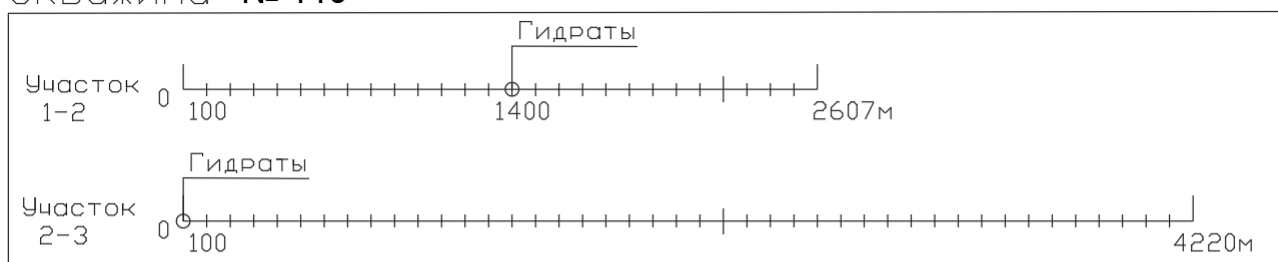
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,78	4,98
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	21,2	20,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,2	16,7
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,7	31
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,492	0,503
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

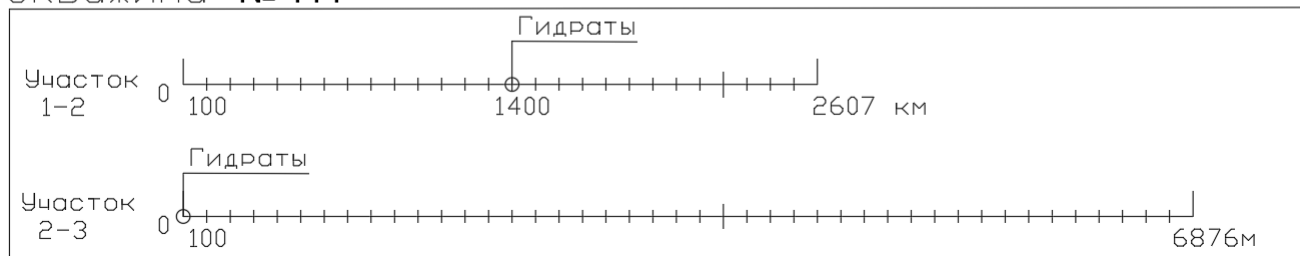
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,9	3,74

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 116
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2041 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	18,7	17,9
Давление конца участка, МПа	14,3	13,7
Температура конца участка, °С	15,8	15,5
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8,7	9,5
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	17,64	19,1
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,427	0,454
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,8

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

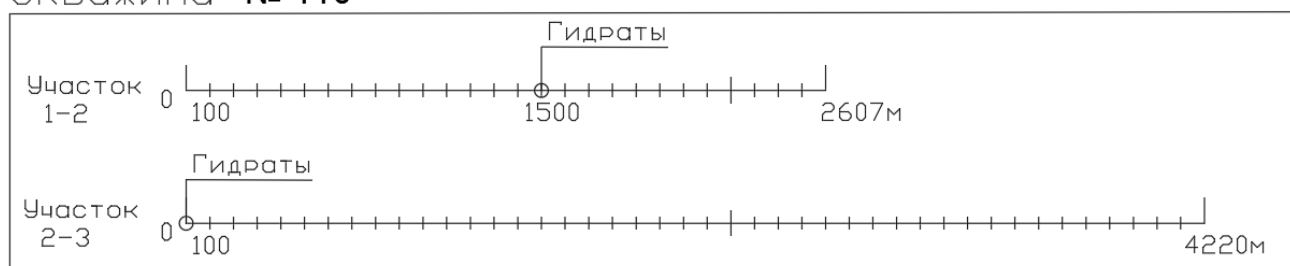
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,58	4,77
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	20,6
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	16,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,3	31
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,49	0,513
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

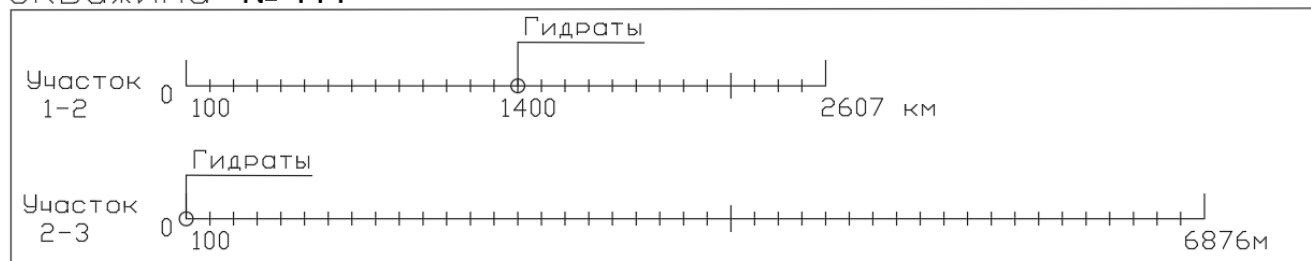
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	3,9

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411									
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 117	
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			

2042 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	18,4	17,6
Давление конца участка, МПа	14	13,4
Температура конца участка, °С	15,4	15,1
Температура гидратообразования, °С	25	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	9,6	9,9
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	19,3	19,84
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,460	0,463
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

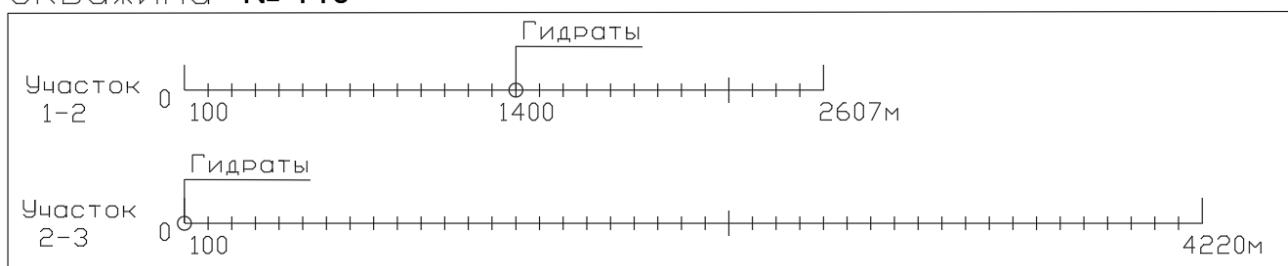
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,48	4,67
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,3	30,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,493	0,518
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

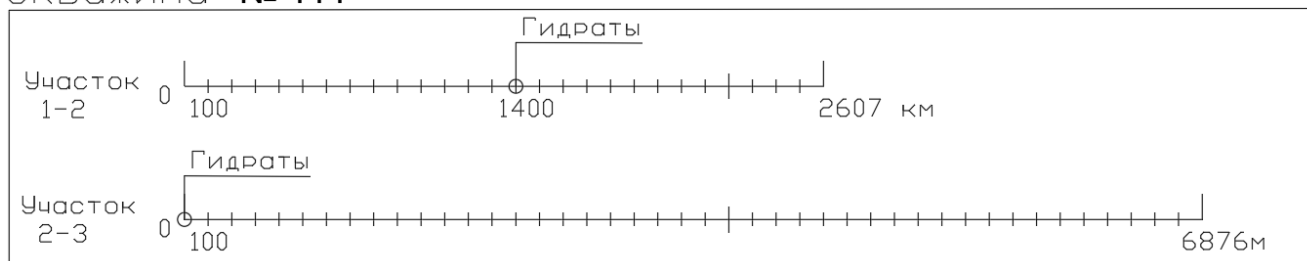
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4,1	4,1

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				118
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2043 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	18,1	17,3
Давление конца участка, МПа	13,8	13,2
Температура конца участка, °С	15	14,7
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	9,5	10,3
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	19,1	20,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,447	0,469
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,75	1,85

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

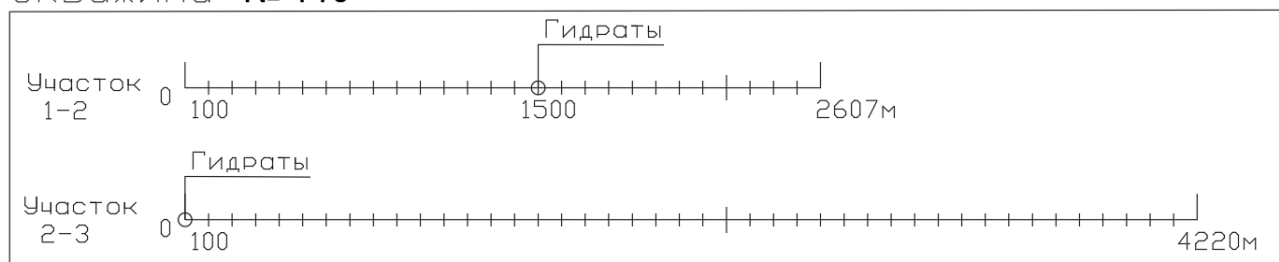
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,48	4,67
Температура участка, °С	3,99	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,37	30,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,493	0,518
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

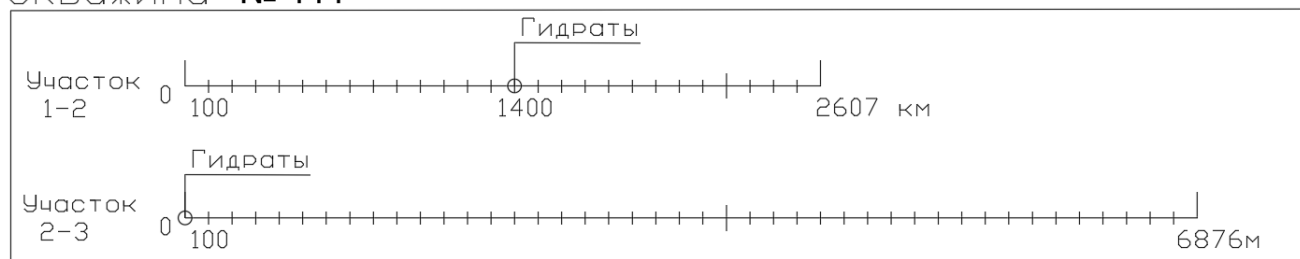
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,85	3,95

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 119
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

2044 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	17,9	17
Давление конца участка, МПа	13,6	13
Температура конца участка, °С	14,8	14,4
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	9,7	10,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	19,5	21,03
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,449	0,476
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

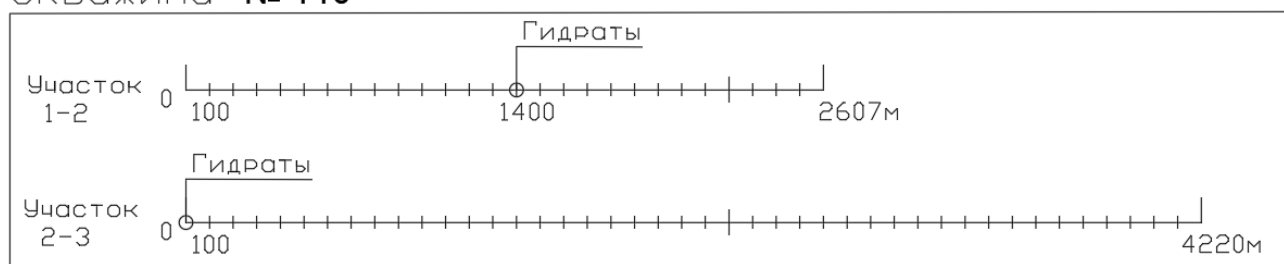
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,58	4,77
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,4	31,1
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,49	0,515
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

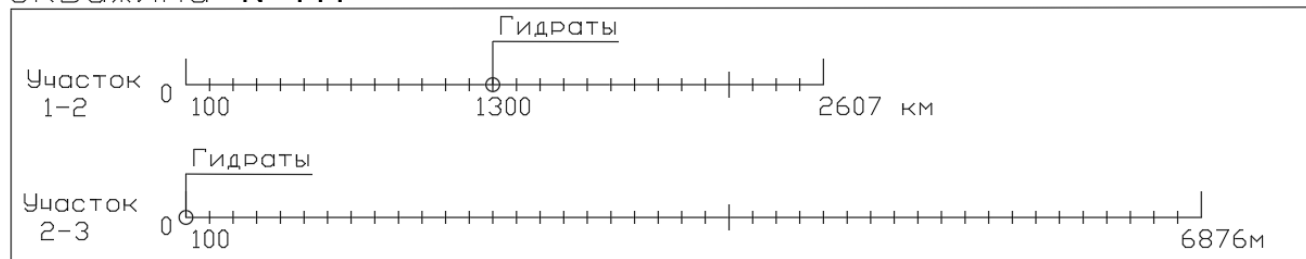
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431					
	Подп. и дата					
Инв. № подл.		229411				
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
						Лист 120

2045 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	17,6	16,8
Давление конца участка, МПа	13,4	12,8
Температура конца участка, °С	14,4	14,1
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10,1	10,9
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	20,18	21,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,458	0,483
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,8	1,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

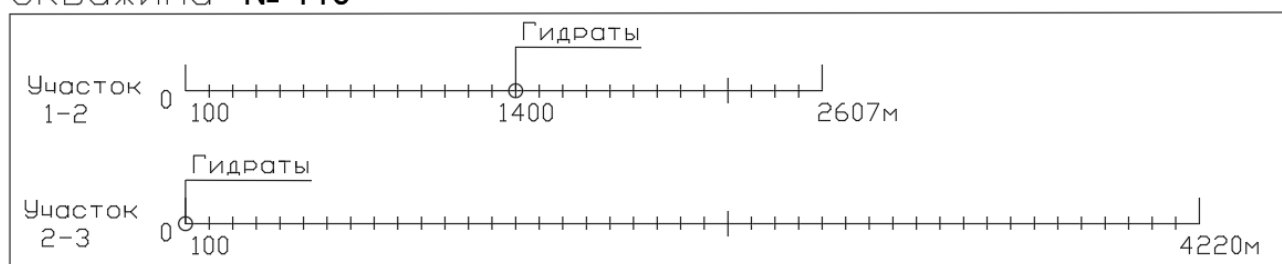
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,58	4,57
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,4	31
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,49	0,526
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

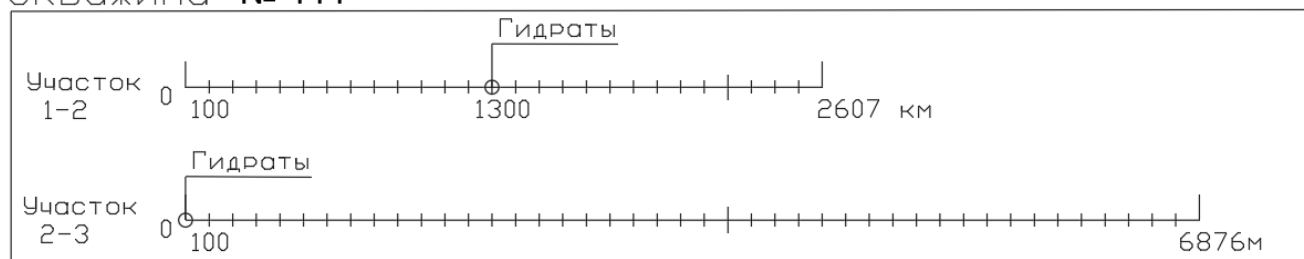
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,9	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 121
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

2046 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	17,3	16,5
Давление конца участка, МПа	13,2	12,6
Температура конца участка, °С	14	13,7
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10,5	11,3
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	20,9	22,34
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,467	0,491
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,9	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

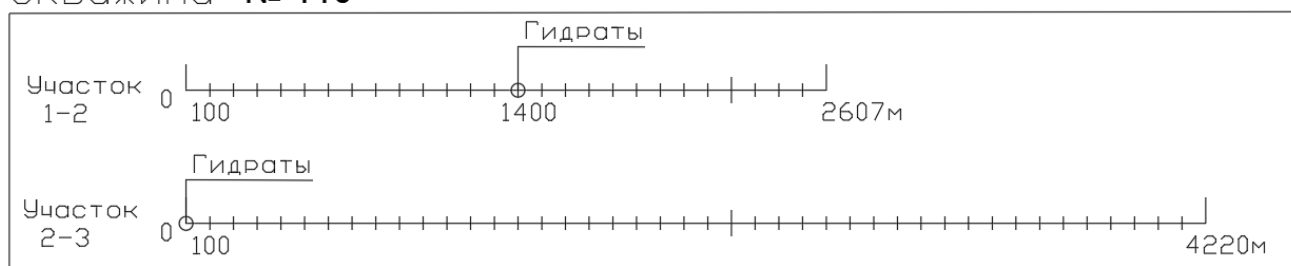
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,18	4,37
Температура участка, °С	3,99	3,96
Температура гидратообразования, °С	20,5	19,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16,5	15,7
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	30,56	29,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,488	0,501
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

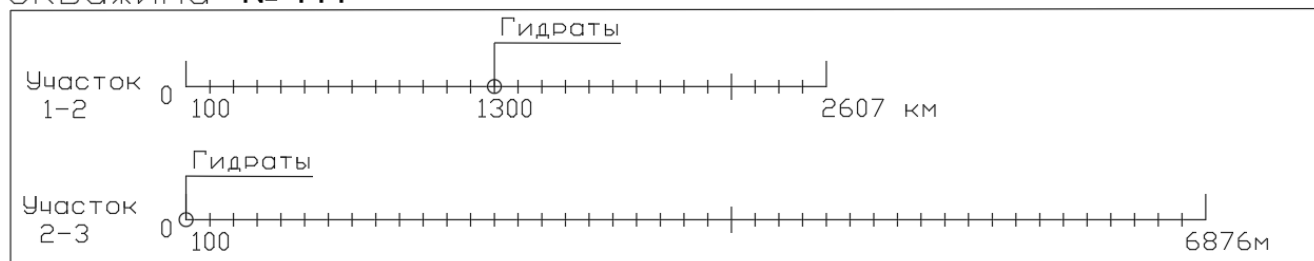
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				122
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2047 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	17,1	16,3
Давление конца участка, МПа	13	12,4
Температура конца участка, °С	13,8	13,3
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10,7	11,7
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	21,3	22,9
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,472	0,495
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,85	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

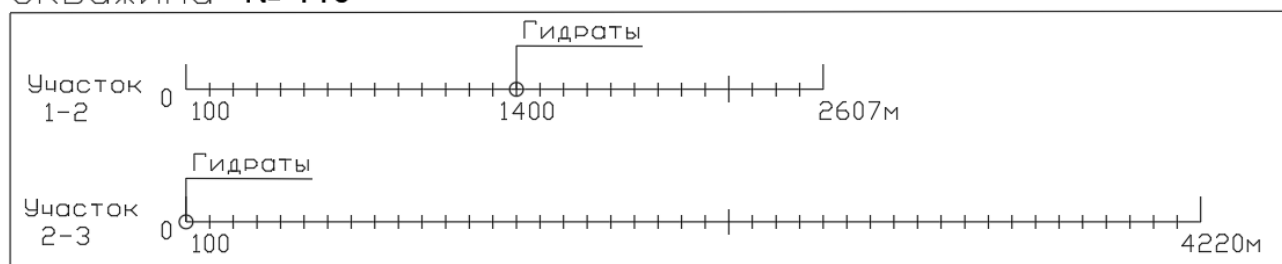
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,08	4,27
Температура участка, °С	3,99	3,96
Температура гидратообразования, °С	20,5	18,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16,5	14,7
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	30,5	27,7
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,495	0,507
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

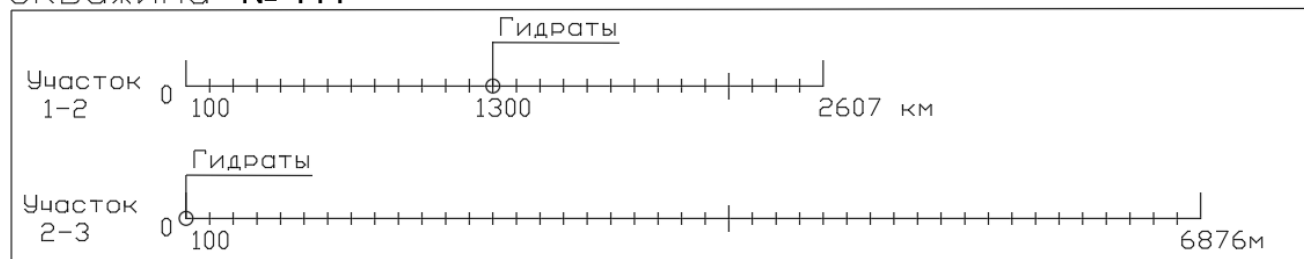
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,95	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				123
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2048 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	16,8	16
Давление конца участка, МПа	12,8	12,2
Температура конца участка, °С	13,7	13
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10,8	12
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	21,4	23,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,472	0,501
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,85	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

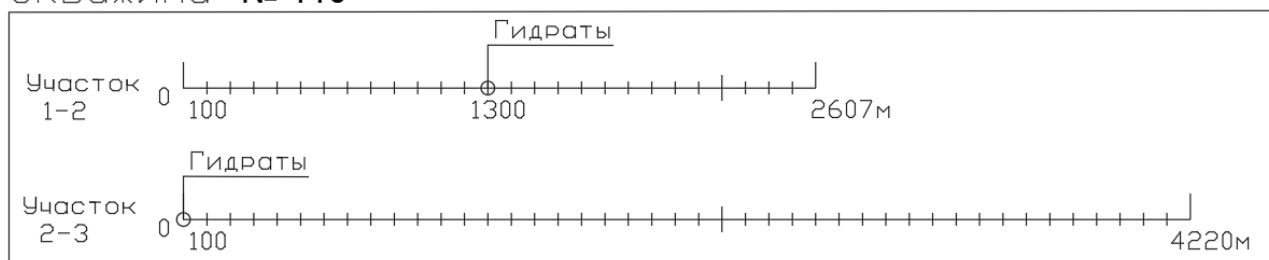
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	4,78	3,97
Температура участка, °С	3,99	3,97
Температура гидратообразования, °С	20	18
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16	14
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	29,8	26,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,489	0,472
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

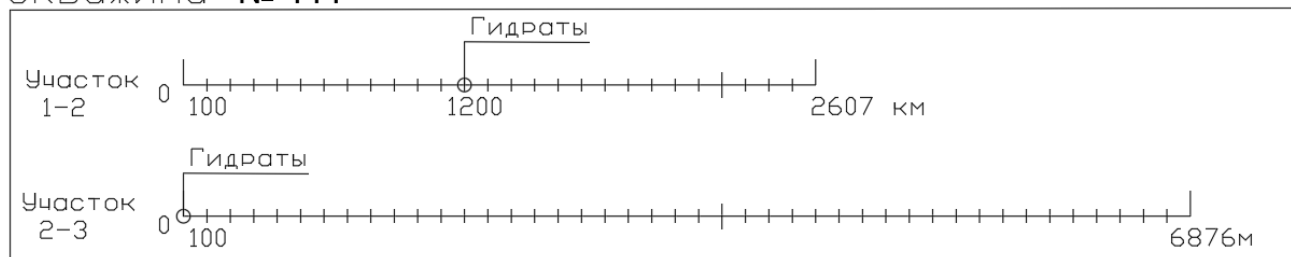
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,95	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 124
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

2049 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	16,6	15,8
Давление конца участка, МПа	12,6	12,1
Температура конца участка, °С	13,2	12,8
Температура гидратообразования, °С	24,5	25
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	11,3	12,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	22,3	23,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,478	0,503
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

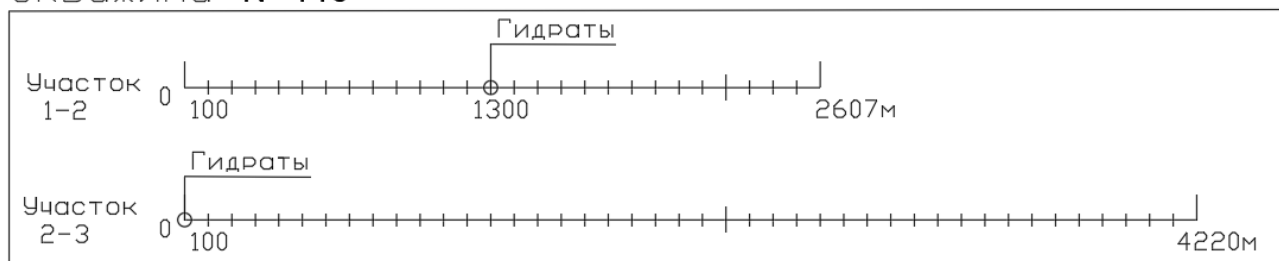
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	4,68	3,87
Температура участка, °С	3,99	3,95
Температура гидратообразования, °С	20	18
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16	14
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	29,8	26,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,494	0,478
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4,1	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				125
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2050 год**1 Расчёт подачи метанола в затрубье:**

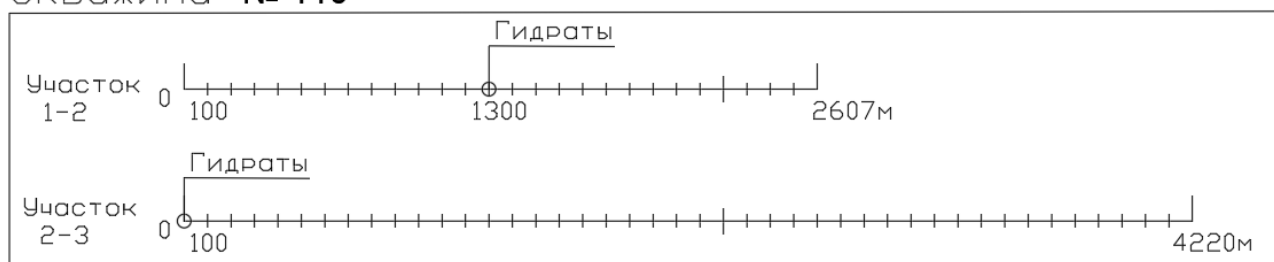
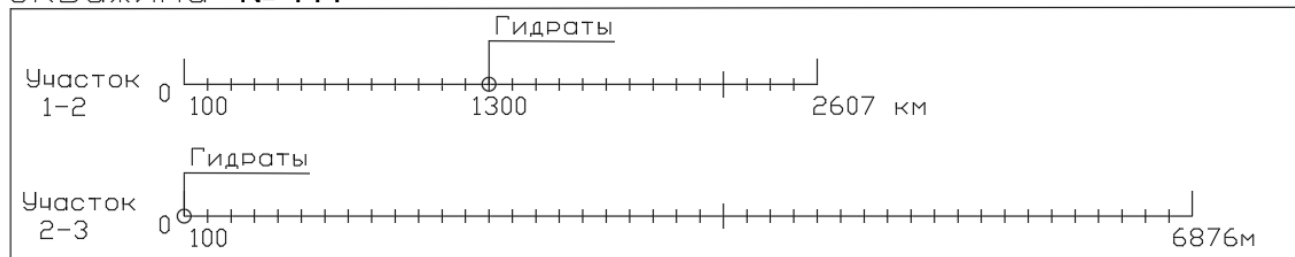
№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	16,3	15,5
Давление конца участка, МПа	12,4	11,8
Температура конца участка, °С	12,8	12,4
Температура гидратообразования, °С	24,3	24,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	11,5	12,4
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	22,63	24,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,479	0,502
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,9	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	4,48	3,67
Температура участка, °С	3,99	3,96
Температура гидратообразования, °С	20	18,76
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16	14,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	29,7	27,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,501	0,514
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4	4,1

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:**Скважина № 110****Скважина № 111**

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				126
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2051 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	16,1	15,3
Давление конца участка, МПа	12,3	11,7
Температура конца участка, °С	12,6	12,2
Температура гидратообразования, °С	24,3	24,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	11,7	12,65
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	23	24,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,484	0,506
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

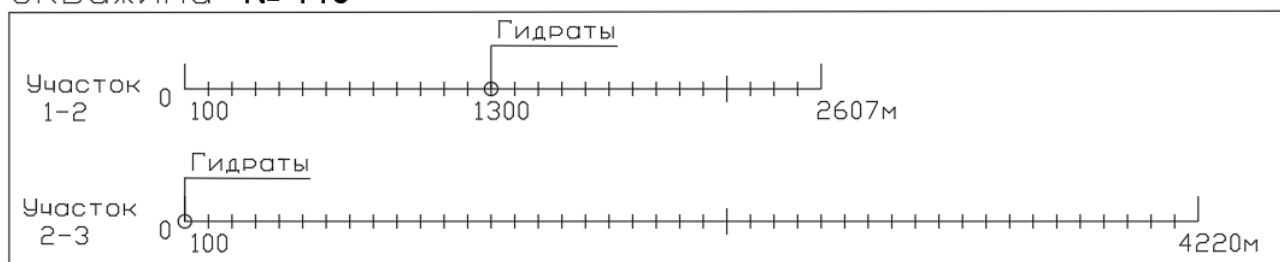
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	4,38	3,57
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	20	18,75
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16	14,8
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	29,7	27,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,507	0,523
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

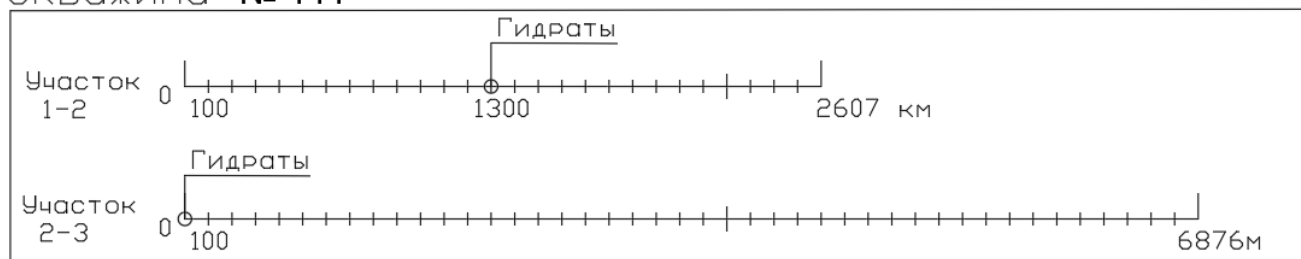
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4,1	4,1

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

											Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					127
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

2052 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	118	118
Пластовое давление, МПа	14,3	13,8
Давление конца участка, МПа	10,9	10,6
Температура конца участка, °С	13,8	13,9
Температура гидратообразования, °С	23,8	23,75
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10	9,85
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	19,95	19,65
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,423	0,413
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,8	2,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	118	118
Давление конца участка, МПа	3,65	3,11
Температура участка, °С	3,99	3,94
Температура гидратообразования, °С	16,3	18,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	12,3	14,7
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	23,7	27,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,43	0,555
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,75	3,6

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	5,55	6,3

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				128
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2053 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	190	190
Пластовое давление, МПа	13,2	12,7
Давление конца участка, МПа	10,1	9,72
Температура конца участка, °С	15,5	15,7
Температура гидратообразования, °С	23,8	23,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8,3	8,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	16,8	16,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,375	0,367
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,9	4

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

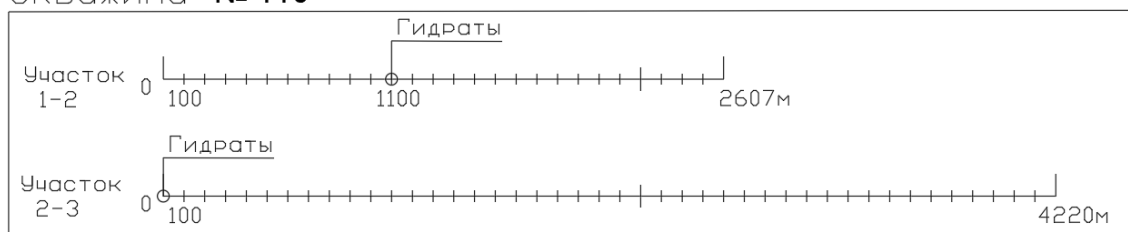
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	190	190
Давление конца участка, МПа	3,87	3,29
Температура участка, °С	3,67	3,78
Температура гидратообразования, °С	13,7	13,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10	9,92
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	20	19,7
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,338	0,53
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,5	5,5

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	7,4	9,5

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				129
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2054 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	181	181
Пластовое давление, МПа	12,2	11,6
Давление конца участка, МПа	9,3	8,89
Температура конца участка, °С	14,2	15,7
Температура гидратообразования, °С	23,1	23,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	8,9	8,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	17,92	16,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,379	0,369
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,8	3,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

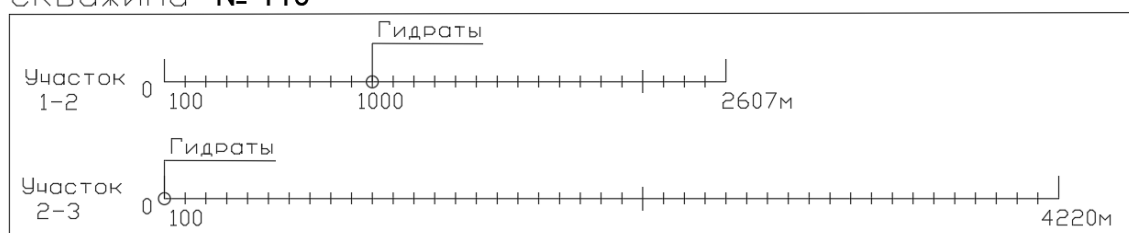
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	181	181
Давление конца участка, МПа	3,99	3,31
Температура участка, °С	3,6	3,78
Температура гидратообразования, °С	16,2	16,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	12,6	12,4
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	24	23,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,406	0,453
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	4	4,5

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

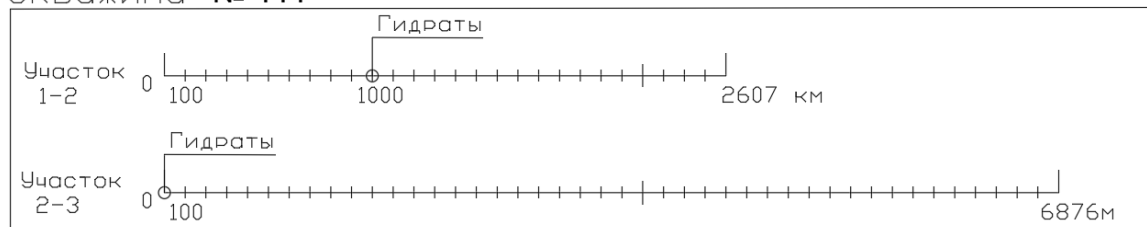
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	7,8	8,2

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 130
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2055 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	170	170
Пластовое давление, МПа	11,1	10,5
Давление конца участка, МПа	8,5	8,07
Температура конца участка, °С	12,5	14,2
Температура гидратообразования, °С	23	23,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10,5	9,6
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	20,8	19,15
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,417	0,415
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,9	3,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

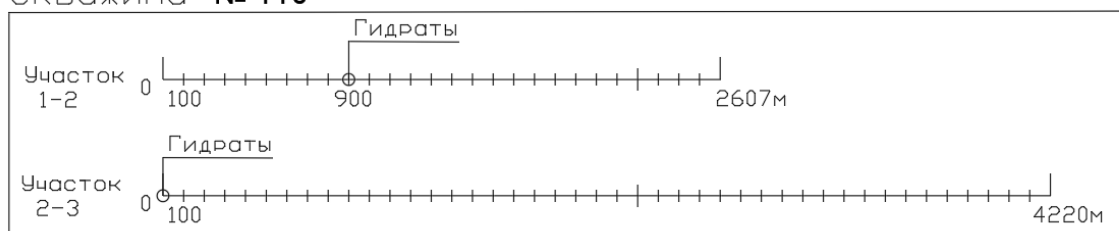
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	170	170
Давление конца участка, МПа	4	3,33
Температура участка, °С	3,6	3,78
Температура гидратообразования, °С	16,2	16,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	12,6	12,4
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	24	23,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,405	0,451
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	4	4,2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

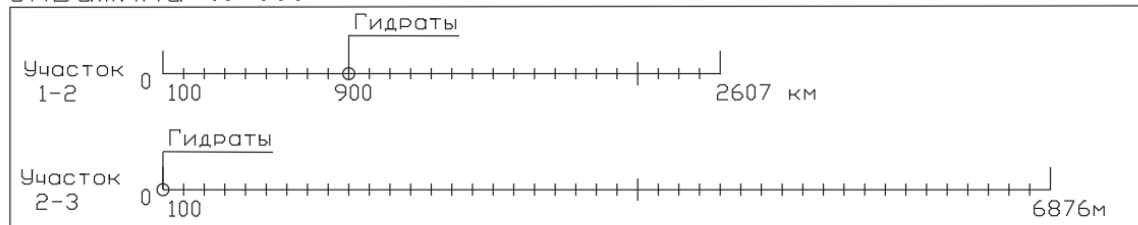
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	7,9	8,1

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				131
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2056 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	159	159
Пластовое давление, МПа	10,2	9,6
Давление конца участка, МПа	7,8	7,39
Температура конца участка, °С	10,8	12,4
Температура гидратообразования, °С	22,7	23,5
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	11,9	11,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	23,2	21,9
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,443	0,453
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,9	3,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

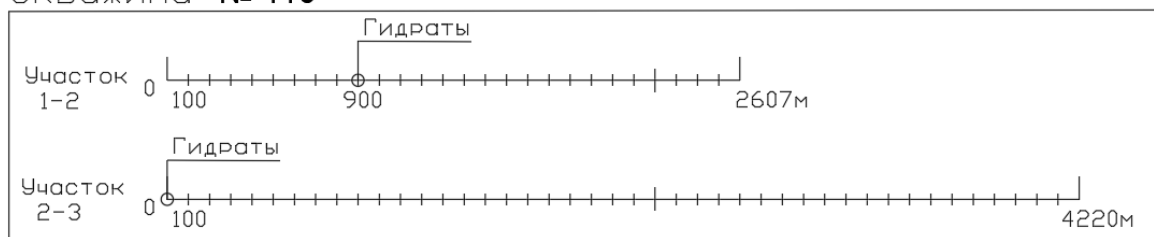
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	159	159
Давление конца участка, МПа	4,07	3,25
Температура участка, °С	3,6	3,79
Температура гидратообразования, °С	17	14
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	13,4	10,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	25,5	20
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,431	0,377
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	4	3,3

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

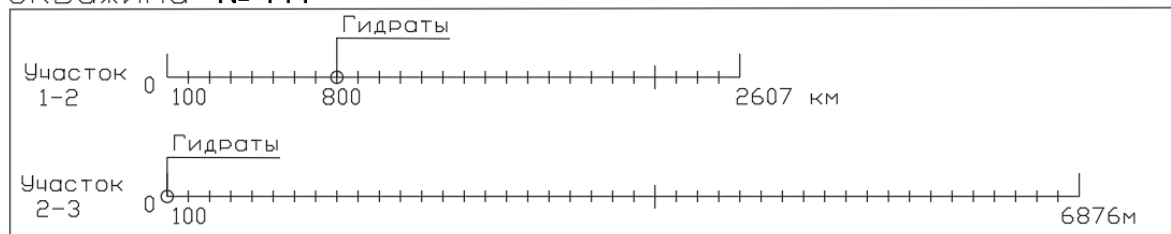
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	7,9	7,2

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				132
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2057 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	147	147
Пластовое давление, МПа	9,3	8,7
Давление конца участка, МПа	7,1	6,71
Температура конца участка, °С	9,1	10,6
Температура гидратообразования, °С	22,5	23,5
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	13,4	12,9
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	25,7	24,9
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,466	0,493
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,8	4

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

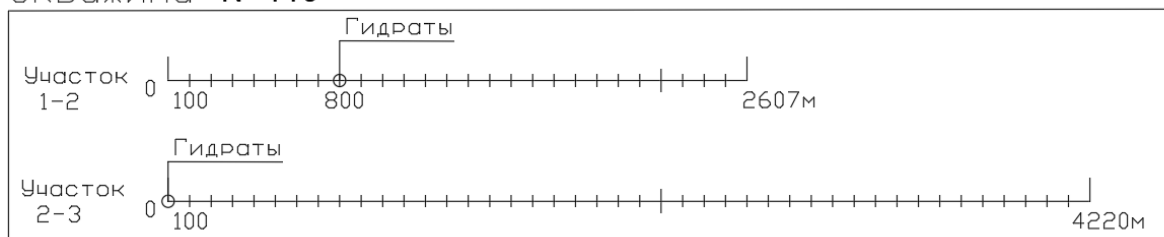
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	147	147
Давление конца участка, МПа	3,82	3,06
Температура участка, °С	3,6	3,78
Температура гидратообразования, °С	16,2	13,75
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	12,6	9,97
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	24	20
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,445	0,392
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,3	3,1

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

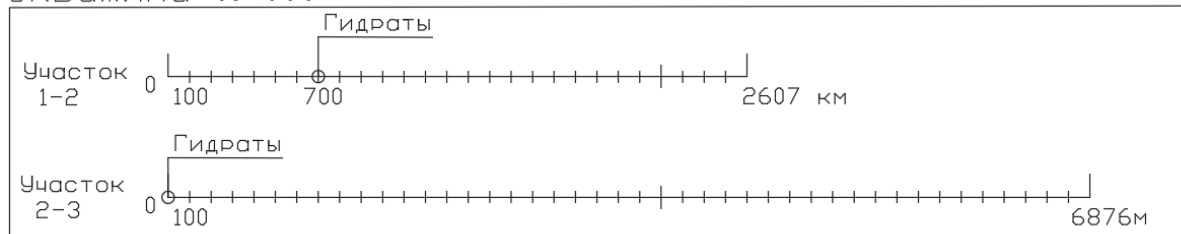
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	7,1	7,1

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				133
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					

2058 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	134	134
Пластовое давление, МПа	8,5	7,9
Давление конца участка, МПа	6,5	6,1
Температура конца участка, °С	7,2	8,7
Температура гидратообразования, °С	22	21,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	14,8	12,5
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	27,96	23,9
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,481	0,441
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,6	3,3

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

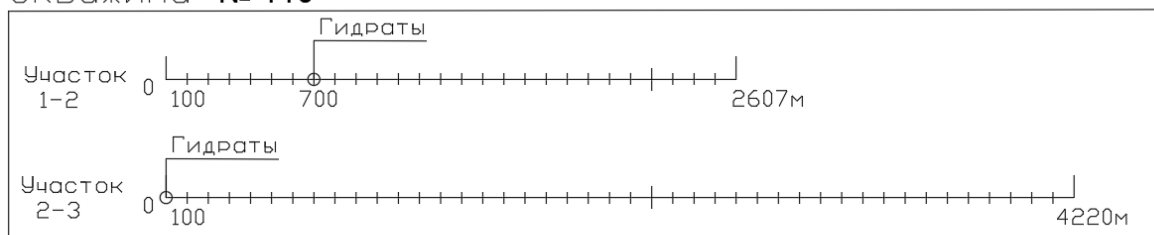
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	134	134
Давление конца участка, МПа	3,53	2,77
Температура участка, °С	3,92	3,91
Температура гидратообразования, °С	16,2	13,75
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	12,3	9,84
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	24	19,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,442	0,414
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,2	3

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

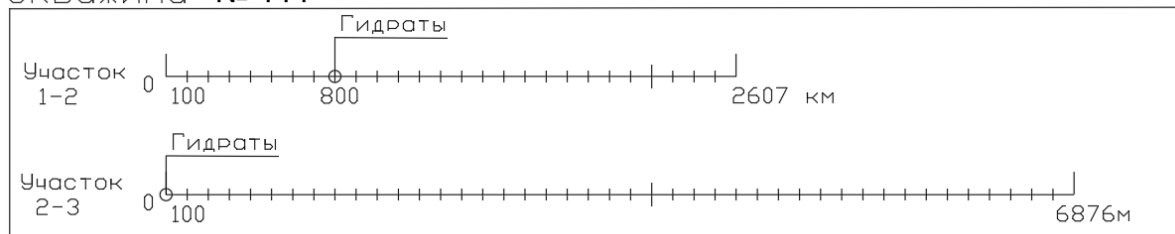
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	6,8	6,3

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подпись
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

2059 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	122	122
Пластовое давление, МПа	7,7	7,1
Давление конца участка, МПа	5,9	5,49
Температура конца участка, °С	5,4	6,8
Температура гидратообразования, °С	21,2	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	15,8	14,2
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	29,5	26,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,481	0,473
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,2	3,2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

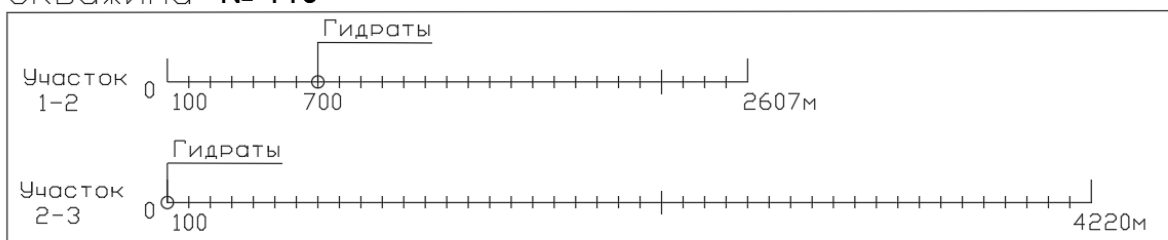
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	122	122
Давление конца участка, МПа	3,13	2,48
Температура участка, °С	3,94	3,9
Температура гидратообразования, °С	14	10
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	10,1	6,1
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	19,9	12,46
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,386	0,272
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,7	2

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

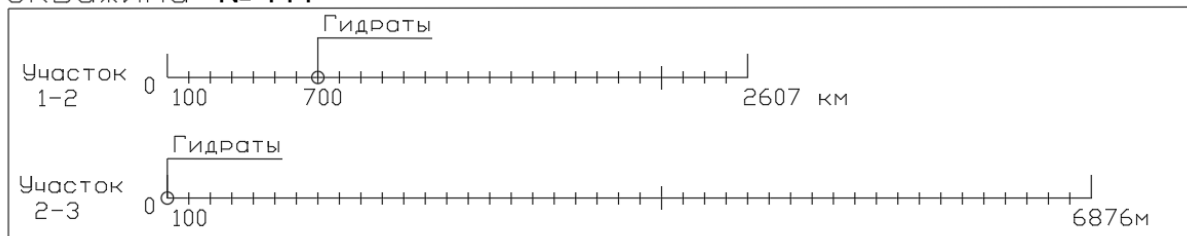
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	5,9	5,2

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 135
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2060 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	110	110
Пластовое давление, МПа	7	6,4
Давление конца участка, МПа	5,4	4,96
Температура конца участка, °С	3,9	5,04
Температура гидратообразования, °С	21	20,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,1	15,06
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	31,5	28,13
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,496	0,476
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3	2,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

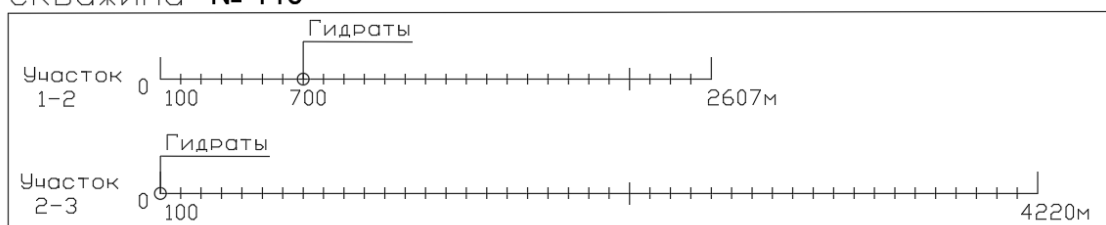
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м ³ /сут.	110	110
Давление конца участка, МПа	2,74	2,08
Температура участка, °С	3,95	3,93
Температура гидратообразования, °С	13	12
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	9,05	8,07
Концентрация ингибитора в растворе, X ₂ % масс	18	16
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м ³	0,376	0,403
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,4	2,4

3 Общая подача метанола перед регулятором расхода в обвязке устья скважины:

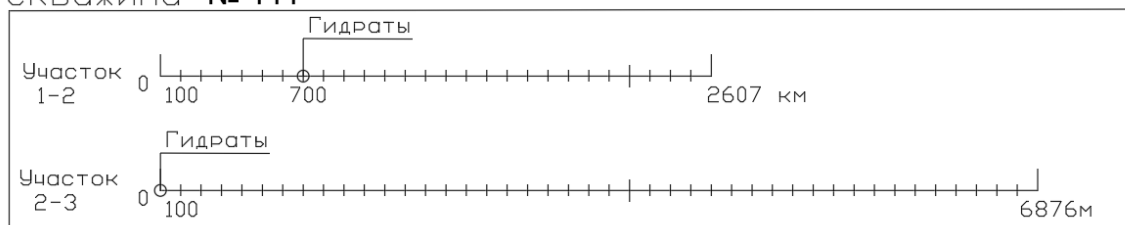
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	5,4	5,3

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							Лист
					2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						

Вывод

Из результатов расчетов следует, как правило удельный расход метанола растет с падением температуры по длине на расчетных участках. Сильная зависимость удельного расхода метанола от температуры, и влияние многих факторов на температуру газа на расчетных участках, делают невозможным точное определение расхода метанола для безгидратной эксплуатации скважин в течении всего периода отбора газа. Поэтому значения удельного расхода метанола могут быть определены лишь приближенно.

Для снижения выпадения гидратов на всем пути газа по проектируемым участкам скважин № 110 и № 111 до УКПГ-10 подачу раствора метанола достаточно обеспечить только в точку затрубного пространства скважин, что позволит исключить возможные гидратообразования на всех расчетных участках. Суммарное минимальное количество метанола по годам приведено в таблице 4.

На Рисунке 2 графически приведены изменения количества подаваемого метанола в сети проектируемых скважин № 110, №111.

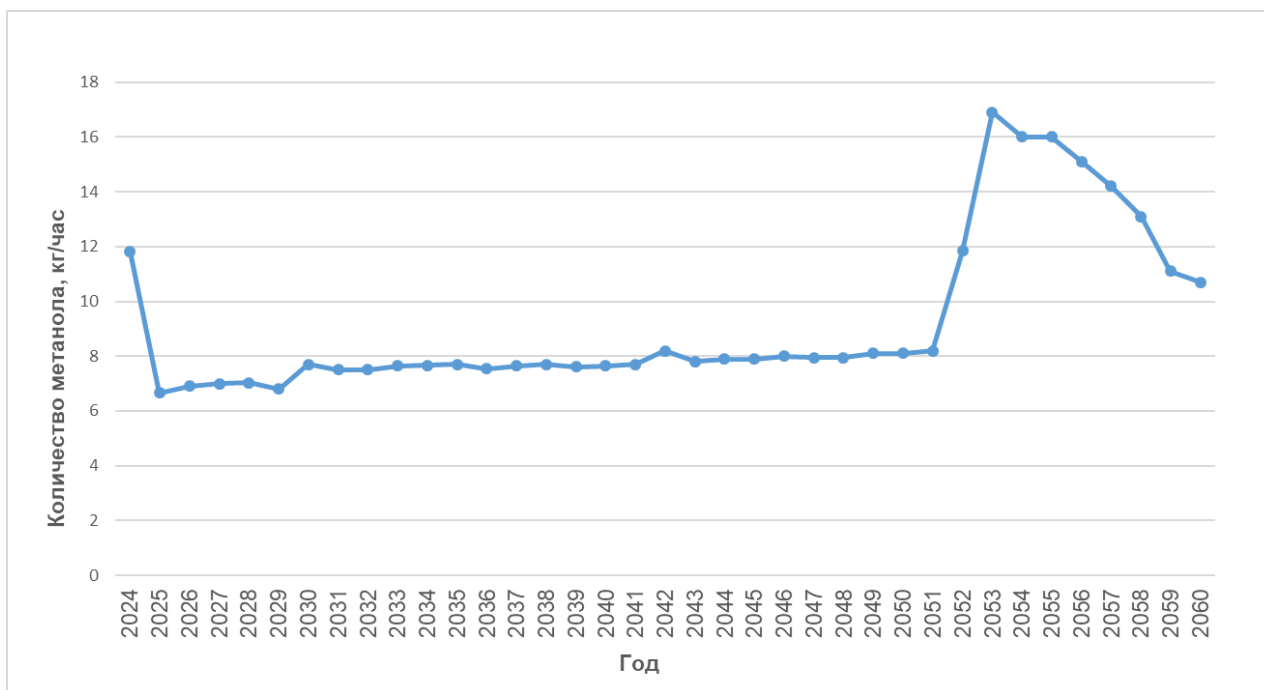


Рисунок 2 – График изменения суммарного количества подаваемого метанола из сетей проектируемых скважин № 110, №111

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата		Взам. инв. №	228431
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.
№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					Лист
					137

Таблица 4 – Минимальное количество метанола, подаваемого в затрубное пространство скважин № 110, № 111

№ скважин	110	111	Итого Минимальное количество метанола при средних значениях дебита скважин газа
Год			
2024	5,8	6	11,8
2025	3,45	3,2	6,65
2026	3,5	3,4	6,9
2027	3,55	3,45	7
2028	3,62	3,4	7,02
2029	3,6	3,25	6,8
2030	4,4	3,3	7,7
2031	3,8	3,7	7,5
2032	3,7	3,8	7,5
2033	3,95	3,7	7,651
2034	3,95	3,72	7,67
2035	3,9	3,8	7,7
2036	3,73	3,81	7,54
2037	3,8	3,85	7,65
2038	3,8	3,9	7,7
2039	3,81	3,8	7,61
2040	3,9	3,74	7,64
2041	3,8	3,9	7,7
2042	4,1	4,1	8,2
2043	3,85	3,95	7,8
2044	3,8	4	7,9
2045	3,9	4	7,9
2046	4	4	8
2047	3,95	4	7,95
2048	3,95	4	7,95
2049	4,1	4	8,1
2050	4	4,1	8,1
2051	4,1	4,1	8,2
2052	5,55	6,3	11,85
2053	7,4	9,5	16,9
2054	7,8	8,2	16
2055	7,9	8,1	16
2056	7,9	7,2	15,1
2057	7,1	7,1	14,2
2058	6,8	6,3	13,1
2059	5,9	5,2	11,1
2060	5,4	5,3	10,7

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подпись
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

3 Гидравлический расчет для Варианта без редуцирования газа на устье скважин (вариант 2)

Результаты гидравлического расчета шлейфовых трубопроводов скважин № 110, № 111, без регулятора, понижающего давление на устье приведены в таблице 5.

Расчетная схема гидравлического расчета приведена на Рисунке 3.

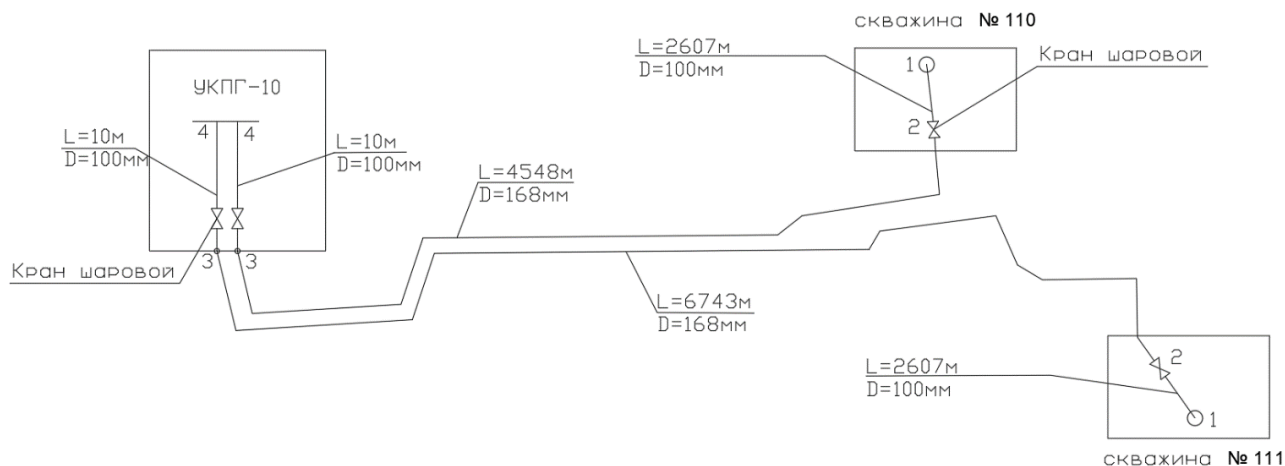


Рисунок - 3 Расчетная схема Варианта 2

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата					Взам. инв. № 228431
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
						Лист 139

Таблица 5 Вариант 2. Гидравлический расчет скважин № 110

Год	Дебит, м ³ /час	Скважина 110. Участок 1-2				Скважина 110. Участок 2-3			
		P _{нач.} МПа	P _{кон.} МПа	T _{нач.} °C	T _{кон.} °C	P _{нач.} МПа	P _{кон.} МПа	T _{нач.} °C	T _{кон.} °C
2024	6542	24	19,4	35,7	25,2	19,4	19,38	25,2	17,16
2025	3000	23,7	18,3	35,7	21,7	18,3	18,29	21,7	9,6
2026	3000	23,3	18,0	35,7	21,1	18,0	17,99	21,1	9,16
2027	3000	22,9	17,8	35,7	20,7	17,8	17,79	20,7	8,88
2028	3000	22,6	17,5	35,7	20,3	17,5	17,49	20,3	8,53
2029	3000	22,3	17,3	35,7	20	17,3	17,19	20	8,2
2030	3000	21,9	16,8	35,7	19,6	16,8	16,69	19,6	7,71
2031	3000	21,6	16,6	35,7	19,2	16,6	16,49	19,2	7,47
2032	3000	21,3	16,4	35,7	18,9	16,4	16,29	18,9	7,26
2033	3000	21,0	16,1	35,7	18,5	16,1	16,09	18,5	7,03
2034	3000	20,7	15,8	35,7	18,2	15,8	15,79	18,2	6,76
2035	3000	20,4	15,6	35,7	17,8	15,6	15,59	17,8	6,55
2036	3000	20,1	15,4	35,7	17,5	15,4	15,39	17,5	6,39
2037	3000	19,8	15,1	35,7	17,1	15,1	15,09	17,1	6,3
2038	3000	19,5	14,9	35,7	16,7	14,9	14,89	16,7	5,94
2039	3000	19,2	14,6	35,7	16,4	14,6	14,59	16,4	5,9
2040	3000	18,9	14,4	35,7	16	14,4	14,39	16	5,57
2041	3000	18,7	14,3	35,7	15,8	14,3	14,29	15,8	5,3
2042	3000	18,4	14	35,7	15,4	14	13,99	15,4	5,3
2043	3000	18,1	13,8	35,7	15	13,8	13,79	15	5,1
2044	3000	17,9	13,6	35,7	14,8	13,6	13,59	14,8	5,07
2045	3000	17,6	13,4	35,7	14,4	13,4	13,39	14,4	4,9
2046	3000	17,3	13,2	35,7	14	13,2	13,19	14	4,7
2047	3000	17,1	13	35,7	13,8	13	12,99	13,8	4,7
2048	3000	16,8	12,8	35,7	13,4	12,8	12,79	13,4	4,7
2049	3000	16,6	12,6	35,7	13,2	12,6	12,59	13,2	4,6
2050	3000	16,3	12,4	35,7	12,8	12,4	12,39	12,8	4
2051	3000	16,1	12,3	35,7	12,6	12,3	12,29	12,6	4
2052	4917	14,3	10,9	35,7	13,8	10,9	10,88	13,8	4,95
2053	7917	13,2	10,1	35,7	15,5	10,1	10,15	15,5	6
2054	7542	12,2	9,3	35,7	14,2	9,3	9,25	14,2	5,2
2055	7083	11,1	8,5	35,7	12,5	8,5	8,45	12,5	4,59
2056	6625	10,2	7,8	35,7	10,8	7,8	7,75	10,8	4,24
2057	6125	9,3	7,1	35,7	9,1	7,1	7,05	9,1	4
2058	5583	8,5	6,5	35,7	7,2	6,5	6,46	7,2	3,98
2059	5083	7,7	5,9	35,7	5,4	5,9	5,86	5,4	3,97
2060	4583	7	5,4	35,7	3,9	5,4	5,36	3,9	3,97

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431							Лист
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	140
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				

Таблица 6 Вариант 2. Гидравлический расчет скважин № 111

Год	Дебит, м³/час	Скважина 111. Участок 1-2				Скважина 111. Участок 2-3			
		Р _{нач.} МПа	Р _{кон.} МПа	Т _{нач.} °С	Т _{кон.} °С	Р _{нач.} МПа	Р _{кон.} МПа	Т _{нач.} °С	Т _{кон.} °С
2024	6542	23,2	17,5	36,7	11,6	17,5	17,47	11,6	7,19
2025	3000	22,8	17,5	36,7	6,2	17,5	17,49	6,2	4,36
2026	3000	22,4	17,2	36,7	6	17,2	17,19	6	4,3
2027	3000	22,1	16,9	36,7	5,8	16,9	16,89	5,8	4,2
2028	3000	21,8	16,6	36,7	5,5	16,6	16,59	5,5	4,2
2029	3000	21,4	16,3	36,7	5,4	16,3	16,29	5,4	4,2
2030	3000	21,1	16,1	36,7	5,2	16,1	16,09	5,2	4,1
2031	3000	20,8	16	36,7	5,1	16	15,99	5,1	4,1
2032	3000	20,5	15,6	36,7	4,9	15,6	15,59	4,9	4,08
2033	3000	20,2	15,4	36,7	4,8	15,4	15,39	4,8	4,06
2034	3000	19,9	15,1	36,7	4,7	15,1	15,09	4,7	4,06
2035	3000	19,6	14,9	36,7	4,6	14,9	14,89	4,6	4,04
2036	3000	19,3	14,7	36,7	4,5	14,7	14,69	4,5	4,04
2037	3000	19,0	14,4	36,7	4,4	14,4	14,39	4,4	4,01
2038	3000	18,7	14,2	36,7	4,3	14,2	14,19	4,3	4
2039	3000	18,4	13,9	36,7	4,3	13,9	13,89	4,3	4
2040	3000	18,1	13,7	36,7	4,2	13,7	13,69	4,2	4
2041	3000	17,9	13,5	36,7	4,2	13,5	13,49	4,2	4
2042	3000	17,6	13,3	36,7	4,1	13,3	13,29	4,1	4
2043	3000	17,3	13,1	36,7	4,1	13,1	13,09	4,1	4
2044	3000	17,0	12,8	36,7	4	12,8	12,79	4	3,99
2045	3000	16,8	12,7	36,7	4	12,7	12,69	4	3,99
2046	3000	16,5	12,5	36,7	4	12,5	12,49	4	3,99
2047	3000	16,3	12,3	36,7	4	12,3	12,29	4	3,99
2048	3000	16,0	12,1	36,7	3,9	12,1	12,09	3,9	3,99
2049	3000	15,8	11,9	36,7	3,9	11,9	11,89	3,9	3,99
2050	3000	15,5	11,7	36,7	3,9	11,7	11,69	3,9	3,99
2051	3000	15,3	11,5	36,7	3,9	11,5	11,49	3,9	3,99
2052	4917	13,8	10,1	36,7	3,7	10,1	10,07	3,7	3,96
2053	7917	12,7	8,5	36,7	2,9	8,5	8,41	2,9	3,83
2054	7542	11,6	7,7	36,7	2,8	7,7	7,61	2,8	3,89
2055	7083	10,5	6,8	36,7	2,8	6,8	6,71	2,8	3,89
2056	6625	9,6	6,2	36,7	2,9	6,2	6,11	2,9	3,9
2057	6125	8,7	5,6	36,7	3,14	5,6	5,52	3,14	3,93
2058	5583	7,9	5	36,7	3,3	5	4,92	3,3	3,94
2059	5083	7,1	4,5	36,7	3,4	4,5	4,42	3,4	3,95
2060	4583	6,4	4	36,7	3,5	4	3,93	3,5	3,96

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					Лист 141
			2	-	Зам.	2107-22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

**Приложение Д
(обязательное)**

Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о координатах скважин № 110, 111



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА –
ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ**

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460058
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-89
e-mail: orenburg@dfo.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04864476, ОГРН 1025601028221, ИНН 5610058025, КПП 997250001
13.04.2021 № **001-05-489d**
на № _____ от _____

Главному инженеру
Санкт-Петербургского филиала
ООО «Газпром проектирование»

Н.Е. Кривенко

*О возможности
переноса скважины*

Уважаемый Николай Евгеньевич!

В соответствии с запросом от 13.04.2021 № 01/01/02-3131 предлагаем устье проектной скважины № 110 сместить приблизительно на 140 м в восточном направлении с целью выноса ее за пределы водоохраной зоны и границ заливаемости водного объекта. Предлагаемые новые координаты устья скважины № 110 прилагаются.

Приложение: на 1 л. в 1 экз.

**Временно исполняющий обязанности
заместителя генерального директора –
главного геолога**
(по доверенности от 01.03.2021 №53)

С.К. Самарцев

302711

Колубаев Александр Сергеевич
(754) 31-210

Вх. № **3398** **26.04.2021**
ООО «Газпром проектирование»
Санкт-Петербургский филиал

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		Подпись
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	

Приложение

Координаты устья проектной скважины

№ пп	№ скв	X	Y
		(МСК субъект 56)	(МСК субъект 56)
Проектная скважина залежей пластов А1/1-А4/1			
1	110*	417 040	2 312 250

* Координаты скважин могут быть уточнены по результатам изысканий.

Временно исполняющий обязанности
главного маркшейдера - начальника службы



Сандаков А.А.

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата		Взам. инв. №	228431
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.
№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22
0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					Лист
					143

**Приложение Е
(обязательное)**

**Письмо ООО «Газпром проектирование» о согласовании технических требований
на фонтанную арматуру**



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром проектирование»
(ООО «Газпром проектирование»)

Санкт-Петербургский филиал

Юридический адрес: 157000, Россия, Ленинградская обл.,
Тосемский р-н, г. Тосно, ш. Барыбина, д. 62А
Адрес для корреспонденции: 191036, Россия, г. Санкт-Петербург,
Суворовский пр., д. 16/13
Тел.: (812) 578-79-98, факс: (812) 578-79-28, газ. факс: (783) 30499
E-mail: spb@gazpromproject.ru
ОКПО 04850758, ОГРН 1027700234210, ИНН 0960022871, КПП 471643001

18.07.2022 № **01/01/04-7096**

на № 419/11 от 13.01.2022

*О предоставлении технических
требований*

Заместителю генерального директора
АО «Газпроектинжиниринг»

В.Н. Бондареву

Уважаемый Владимир Николаевич!

В ответ на Ваше обращение направляем согласованные с ООО «Газпром добыча Оренбург» технические требования на АФ6В-80×35 К2 ХЛ и ОКК3-35-140×245×324×426 К2 ХЛ по объекту «Бурение эксплуатационное газовых скважин на залежи пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ». Информация направлена 19.07.2022 на электронный адрес: bev@GASP.RU.

Заместитель главного инженера -
начальник бюро

С.А. Кауфман

А.М. Гусаков
(743) 33 163
+7 958 438 92 22



Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431							Лист 144
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА -
ГЛАВНЫЙ ГЕОЛОГ**

Главному инженеру
Санкт-Петербургского филиала
ООО «Газпром проектирование»

Н.Е. Кривенко

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460058
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-89
e-mail: orenburg@gdo.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04864476, ОГРН 1025601025221, ИНН 5610058025, КПП 997250001

15.07.2012 № 001-001/34-6845-11ex

на № _____ от _____

О согласовании ТТ на ФА и ОКК

Уважаемый Николай Евгеньевич!

ООО «Газпром добыча Оренбург» согласовывает опросные листы и технические требования к изготовлению арматур фонтанных АФ6В 80×21 К2 ХЛ, АФ6В 80×35 К2 ХЛ, колонных головок ОКК1-21-178×245 К2 ХЛ, ОКК2-21×178×245×324 К2 ХЛ и ОКК3-35-140×245×324×426 К2 ХЛ для включения в проектную документацию по объектам «Бурение эксплуатационное газовых скважин доразработки Артинско-Сакмарской залежи Оренбургского НГКМ» и «Бурение эксплуатационное газовых скважин на залежи пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ».

А.Г. Ефимов

303379

Евдокимов Михаил Святославович
30-149

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата		Взам. инв. №	228431
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.
№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					Лист
					145

**Приложение Ж
(обязательное)**

**Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» об использовании существующего
оборудования**

Производственный отдел
по добыче и транспортировке газа,
газового конденсата и нефти

Начальнику СОР и СОФ
Д.А. Сороколетову

СЛУЖЕБНАЯ ЗАПИСКА
10.11.2021 № 11- *СЗЗ*

О проектировании объекта

Уважаемый Дмитрий Анатольевич!

В ответ на запрос от 12.10.2021 № 21662/11 «О подключении газовых скважин пластов А1/1-А4/1 сообщаем следующее:


- по пункту 2 состав и параметры газа для подачи в кольцевой коллектор по существующей схеме регламентируется СТО 03-3.1-2011 (прилагается), при необходимости разработки отдельного СТО для газлифтного газа необходимо обратиться в технический отдел Общества.

- по пункту 3 возможность подключения на территории УКПГ-10 к существующей 1 технологической линии БВН-1 и сепарационному оборудованию имеется (схема подключения, паспорта, технические характеристики прилагаются). На этапе проектирования необходимо определить возможность использования 1 технологической линии УКПГ-10 для подготовки газлифтного газа, с учетом прогнозных объемов подготовки газа на УКПГ-10, а также необходимость проведения мероприятий по реконструкции 1 технологической линии для обеспечения приёма продукции со скважин А1/1-А4/1.

- по пункту 4, на УКПГ-10 существует возможность использования существующего насосного оборудования «ДНУ» для подачи ингибитора коррозии и гидратообразования к скважинам №№ 110,111 пластов А1/1-А4/1, Московско-Башкирской залежи. Дозирующая насосная установка предназначена для непрерывной дозированной подачи КИГиК к скважинам СРГ-5 и СРГ-6, подключенным к БВН-5. На данной станции имеется две резервные головки схема №9 ТР 1-10-2021: блок №5 головка №6, блок №6 головка №3. Техническая характеристика «ДНУ» представлена в таблице №1 (прилагается).

Приложения по тексту направлены на электронный адрес v.abrosimov@gdo.gazprom.ru.

**Начальник производственного отдела
по добыче и транспортировке газа,
газового конденсата и нефти**


Д.В. Черных

Швец Антон Александрович
31-368

АО "Газпроектинжиниринг"
Вх. №21593е 10.11.2021

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431					Лист 146
			2	-	Зам.	2107-22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Таблица №1

№	Наименование и тип оборудования	Номер позиции и по схеме	Кол-во, шт.	Наименование перекачиваемого продукта	Производительность, м ³ /час	Давление всаса, Мпа (кгс/см ²)	Давление нагнетания, Мпа (кгс/см ²)	Скорость вращения, об/мин	Мощность эл. двигателя, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Дозировочная насосная установка «ДНУ» блочного типа	№ 5,6	2	КИГ и К	0,1х6	0,03 (0,3)	16 (160)	1440	7,5

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		147

**Приложение И
(обязательное)**

Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о параметрах газлифтного газа



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

Чкалов ул., д. 112, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 462068
тел.: +7 (3532) 35-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-88
e-mail: orenbuz@yandex.ru, www.gazprom-dobycha-orenburg.ru
ОКПО 0466476, ОГРН 1026601028221, ИНН 6610058025, КПП 667250001

16.06.2022 № *001-001/23-5802-1124*

на № _____ от _____

Заместителю генерального директора
по проектированию технологических
объектов

АО «Газпроектинжиниринг»

В.Н. Бондареву

*Об уточнении параметров
газлифтного газа*

Уважаемый Владимир Николаевич!

На запрос АО «Газпроектинжиниринг» от 27.05.2022 № 11291/11 по объекту «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1-А4/1 Оренбургского НГКМ» подтверждаем, что ранее выданная информация по параметрам скважин № 110 и № 111 соответствует данным действующего проектного документа на разработку месторождения (утвержден протоколом ЦКР Роснедр по УВС от 27.12.2021 № 8489).

Дополнительно сообщаем, что в соответствии с существующим технологическим режимом работы Ассельской залежи необходимо предусмотреть минимальное значение давления газлифтного газа равным 7 Мпа, а верхний предел принять за рабочее давление газопровода кольца газлифтного газа 11 Мпа.

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству

А.Е. Пятаев



Абросимов Владимир Владимирович
(754) 31-133

АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №11741е 16.06.2022

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431							Лист
					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т						148
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						
	2	-	Зам.	2107-22		10.10.22					

**Приложение К
(обязательное)**

**Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о параметрах существующего склада
ингибитора**

 <p>Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Оренбург» (ООО «Газпром добыча Оренбург»)</p> <p align="center">ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА</p> <p><small>Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург, Оренбургская область, Российская Федерация, 460058 тел.: +7 (3532) 33-20-00, факс: +7 (3532) 31-25-00 e-mail: orenburg@pd.o.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru ОКПО 04664476, ОГРН 1025601028221, ИНН 5610058025, КПП 997256001</small></p> <p>25.07.2022 № 001-00/23-7114-лек</p> <p>на № _____ от _____</p>	<p>Заместителю генерального директора по проектированию технологических объектов АО «Газпроектинжиниринг»</p> <p align="center">В.Н. Бондареву</p>
<p><i>Об уточнении параметров существующего склада</i></p> <p align="center">Уважаемый Владимир Николаевич!</p> <p>Сообщаю, что на основании запроса АО «Газпроектинжиниринг» от 01.07.2022 № 14117/11 по объекту «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1 – А4/1 Оренбургского НГКМ» (051-1005893) специалистами Газопромывлового управления ООО «Газпром добыча Оренбург» подтверждена возможность хранения ингибитора в объемах, достаточных для обеспечения требуемого расхода для проектируемых скважин №№ 110, 111 (согласно проведенным проектировщиком расчетам) в рамках существующего склада метанола на площадке УКПГ-10, без его реконструкции.</p> <p>Заместитель генерального директора по ремонту и капитальному строительству</p> <div style="text-align: right; margin-top: 10px;">  <p>А.Е. Пятаев</p> </div>	
<p>Бровко Илья Сергеевич (3532) 731-454</p>	

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата	Взам. инв.№	228431		Лист
2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	149
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	

**Приложение Л
(обязательное)**

**Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о предоставлении исходных данных по
ГФУ**



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Оренбург»
(ООО «Газпром добыча Оренбург»)

**ЗАМЕСТИТЕЛЬ
ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА**

Чкалова ул., д. 1/2, г. Оренбург,
Оренбургская область, Российская Федерация, 460058
тел.: +7 (3532) 33-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-84
e-mail: orenburg@go.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru
ОКПО 04864476, ОГРН 1025601028201, ИНН 5610068025, КПП 561750001

от 02.09.2022 № 001-09/23-848-160
на № _____ от _____

Заместителю генерального
директора по проектированию
технологических объектов
АО «Газпроектинжиниринг»

В.Н. Бондареву

**Главному инженеру
Санкт-Петербургского
филиала
ООО «Газпром
проектирование»**

Н.Е. Кривенко

О предоставлении ИД по ГФУ

Уважаемый Владимир Николаевич!

На основании запроса АО «Газпроектинжиниринг» от 23.08.2022 № 18730/11 по объекту «Подключение газовых скважин залежей пластов А1/1 – А4/1 Оренбургского НКМ» (051-1005893) направляю следующие исходные данные по горизонтальным факельным установкам (далее – ГФУ):

1. На балансе ООО «Газпром добыча Оренбург» состоят ГФУ в количестве двух штук, сведения о балансовой принадлежности приведены в приложении 1.
2. Общие сведения и технические характеристики ГФУ приведены в приложении 2.
3. Доставка ГФУ на скважины осуществляется с помощью грузового транспорта. Время погрузки ГФУ – 1 час. Время разгрузки ГФУ – 1 час. Время доставки ГФУ на скважины зависит от удаленности.

Приложение: 1. Балансовая принадлежность ГФУ на 1 л.
2. Технические характеристики ГФУ на 1 л.

Заместитель генерального директора
по ремонту и капитальному строительству

А.Е. Пятаев

Бровко Илья Сергеевич
(3532) 731-454

АО «Газпроектинжиниринг»
Вх. №18896е 02.09.2022

Инв. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв.№ 228431							
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ИЗДЕЛИИ

- 1.1 Горизонтальная факельная установка (ГФУ) Ду 80 Ру 16,0 МПа ТП 55.1-080.160.000 (заводской № 12 01 002) изготовлена в соответствии с ТП 95.00-000 ТУ и комплектом конструкторской документацией ТП 55.1-080.160.000 и предназначена для сжигания природного и попутного нефтяного газа на объектах по добыче и комплексной переработке нефти и газа.
- 1.2 Дата выпуска - февраль 2012 г.
- 1.3 Изготовитель – ООО «Технопром».
- 1.4 Разрешение на применение №РРС 00-30892 от 25.08.2008 г. ?

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

2.1 Сжигаемая среда.....	Природный и попутный нефтяной газ с включениями конденсата, метанола и т.п. Содержание H ₂ S до 6% об. 16,0 (160)
2.2 Давление расчётное, МПа (кгс/см ²).....	
2.3 Давление рабочее сжигаемого потока на входе в ГФУ, МПа (кгс/см ²).....	0,05 ... 2,0 (0,5 ... 20)
2.4 Расход сжигаемой среды по газу, м ³ /час	11000 max (48000max) ?
2.5 Температура стенки (расчетная) конструкций не контактирующих с пламенем, °С.....	200
2.6 Температура расчётная стенки кожуха в зоне горения, °С....	750
2.7 Условный диаметр (мм) и условное давления (кгс/см ²) присоединительного фланца магистрали сжигаемого газа	DN 80 PN160
2.8 Система поддержания горения.....	Дежурная горелка
2.9 Газ дежурной горелки и системы розжига.....	Природный газ, попутный нефтяной газ или пропан из баллона.
2.10 Система розжига и контроля.....	От запального устройства с электровоспламенителем, автоматический контроль пламени розжиг в ручном или автоматическом режиме при пуске и погасании пламени. 0,05 ... 0,15 (0,5 ... 1,5)
2.11 Давление газа на входе в систему розжига и контроля перед эжекторами дежурной и запальной горелок, МПа (кгс/см ²)	
2.12 Электро питание.....	220 В, 50 Гц ? ✓
2.13 Климатическое исполнение по ГОСТ 15150.....	У1
2.14 Средняя температура наиболее холодной пятидневки, °С.....	минус 34 ✓ ?
2.15 Масса, кг.....	591

Взам. инв.№	228431
Подп. и дата	
Инв. № подл.	229411

Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист
					10.10.22		151

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв.№
229411		228431

Изм.	2
Коп.уч.	-
Лист	Зам.
№ док	2/107-22
Подпись	
Дата	10.10.22

0548.002.Г.0/0.0005-ИП03.2.1.1/15643.Г.0-ИОСГХ1.Г

Лист	152
------	-----

Код подразделения	Подразделение	Название основного средства	Инвентарный № основного средства	МВЗ основного средства	Форма собственности основного средства	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	7	8
0220080100	ГПУ/ Цех по добыче нефти, газа и конденсата - добыча - МВЗ	Горизонтальная фазельная установка ГФУ-10	02*924206	ГПУ/ Цех по добыче нефти, газа и конденсата - добыча - МВЗ	ОС в эксплуатации	30.11.2012
0220100100	ГПУ/ОПС-14 - добыча - МВЗ	Горизонтальная фазельная установка ГФУ-10	02*924206/1	ГПУ/ОПС-14 - добыча - МВЗ	ОС в эксплуатации	30.11.2012

Для их погрузки и перевозки необходим семиметровый длинномер и подъемный кран.
 Время погрузки 1 час, время монтажа 1 час. Доставка от ЦДНГиК до точки подключения 30 мин, от УКПГ-14 до ЦДНГиК два часа.

Первоначальная стоимость	Остаточная стоимость	Сумма ежемесячной амортизации	ОКОФ	Амортизационная группа	Фактический срок эксплуатации (в месяцах)	Организация-изготовитель	МОЛ
10	11	12	13	14	15	16	17
3275300	1007784,64	19380,47	330.28.92.27.190	Группа 2 /имущество со сроком исп-я свыше 2 лет до 3 лет вкл./	117	ООО "Теннопром" г. Оренбург	Наумов Михаил Николаевич
3275300	1007784,64	19380,47	330.28.92.27.190	Группа 2 /имущество со сроком исп-я свыше 2 лет до 3 лет вкл./	117	ООО "Теннопром" г. Оренбург	Нургалеев Рустем Дамирович

Таблица регистрации изменений

Изм.	Номера листов(страниц)				Всего листов (страниц) в док.	Номер док.	Подп.	Дата
	Изменённых	Заменённых	Новых	Аннулированных				
2	-	Все	-	-	153	2107-22		10.10.22

Изм. № подл.	229411
Подп. и дата	
Взам. инв. №	228431

Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист	153
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	Зам.	№ док	2107-22	Подпись		Дата	10.10.22			