

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	

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

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
Пров.	Дубинкина			<i>[Подпись]</i>	10.10.22	
Н.контр.	Захарова			<i>[Подпись]</i>	10.10.22	

Стадия	Лист	Листов
П		1
 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
			Нач. отдела..	Каракозова			
			Гл. спец.	Гуслинский			
			Гл. спец.	Каракозова			
			Гл. спец.	Гуслинский			
			Инж. 1 кат.	Кириленко			

2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Стадия	Лист	Листов
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	АО «ГАЗПРОЕКТИНЖИНИРИНГ»			
Пров.	Дубинкина			10.10.22					
Гл.спец.	Дубинкина			10.10.22					
Н.контр.	Захарова			10.10.22					

15.1.2 Подача КИГик на устья газовых скважин .....	37
15.1.3 Подключение скважин № 110, 111 к УКПГ-10 .....	39
15.1.4 Требования к трубам .....	41

16 Описание мероприятий и обоснование проектных решений, направленных на предотвращение несанкционированного доступа на объект физических лиц, транспортных средств и грузов .....	45
Приложение А (обязательное) Состав природного газа .....	46
Приложение Б (обязательное) Данные по скважинам № 110,111 письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» (протокол ЦКР № 7890 от 20.12.2019).....	47
Приложение В (обязательное) Разрешительная документация.....	51
Приложение Г (обязательное) Результаты расчета норм расхода метанола для предупреждения гидратообразования при эксплуатации скважин № 110, 111. Результаты гидравлического расчета газосборной сети.....	93
Приложение Д (обязательное) Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о координатах скважин № 110, 111 .....	142
Приложение Е (обязательное) Письмо ООО «Газпром проектирование» о согласовании технических требований на фонтанную арматуру .....	144
Приложение Ж (обязательное) Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» об использовании существующего оборудования .....	146
Приложение И (обязательное) Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о параметрах газлифтного газа .....	148
Приложение К (обязательное) Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о параметрах существующего склада ингибитора.....	149
Приложение Л (обязательное) Письмо ООО «Газпром добыча Оренбург» о предоставлении исходных данных по ГФУ .....	150
Таблица регистрации изменений .....	153

Согласовано			
Арепьева		10.10.22	
Гл. спец.			

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
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22		2

## 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	- газопромислое 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.

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						3
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата						
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22						

## 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

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

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



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

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	9
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	





## 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  $\pm 10$  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		
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22			
						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
											13
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						





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













## 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							
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	23	





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 <sup>3</sup> /сут – 190 тыс.м <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup> /сут – 190 тыс.м <sup>3</sup> /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



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



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						







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













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,

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



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 сероводородсодержащих 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 сероводородсодержащей 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 H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> 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»;

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



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	
	229411			228431			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИЛОЗ.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	Лист 45	

**Приложение А  
(обязательное)**

**Состав природного газа**

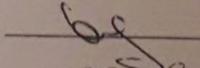
ООО "Газпром добыча Оренбург"  
Газопромысловое управление (ГПУ)  
Химико-аналитическая лаборатория (ХАЛ)  
*460503, Оренбургская обл., Оренбургский район, с. Дедуровка-2, тел. (3532) 73-61-72*

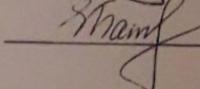
**Справка № 245**

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/см<sup>2</sup>; T=9 °C; Q =990 м<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup>	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 <sup>3</sup>	ГОСТ 22387.2	не норм.	0,59	0,09
4	Сероводород	г/м <sup>3</sup>			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@info.gazprom.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru  
ОКПО 04964476, ОГРН 1025901028221, ИНН 5610058026, КПП 997250001

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

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 47

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

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 НГМ 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























**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@provumpel.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 (срок 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								
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 60





**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

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 62
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	



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](mailto: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-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 63
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата				





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.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.22ЧС82;

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	Инд. № 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
												66



# ДОБРОВОЛЬНАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ ПРОДУКЦИИ

для установления соответствия продукции документам по стандартизации

№ 0006580

## ПРИЛОЖЕНИЕ

К сертификату соответствия № РОСС RU.AЮ42.H02806

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

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

68





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](http://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

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

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 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
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22			74
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			



## 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

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

(подпись)

(подпись)



Кривенцева Ольга Владимировна (ф.и.о.)

Беркин Дмитрий Владимирович (ф.и.о.)

АО «Испытания» Москва, 2013 г., «Б», Лицензия № 05-20-00-010 ЕАЭС № 73 № 028. Тел.: (495) 733-47-45, www.ipso.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**



**СЕРТИФИКАТ СООТВЕТСТВИЯ**

№ ЕАЭС RU C-RU.АЖ58.В.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 61д  
 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 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 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

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

*[Подпись]*  
 (подпись)



Хаметова Аделя Равильевна (ф.И.О.)

М.П.

Розин Сергей Сергеевич (ф.И.О.)

(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.АЖ58.В.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)  
  
 Центр «ПрофЭкс»  
 Хаметова Аделия Равильевна (Ф.И.О.)  
 М.П.  
 Рогозин 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
							83

**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 состоит 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:**

ТР ТС 012/2011	Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
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»;
ГОСТ 31438.1-2011 (EN 1127-1:2007)	Взрывоопасные среды. Взрывозащита и предотвращение взрыва Часть 1. Основополагающая концепция и методология.

**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))

*(подпись)*  
*(подпись)*



М.П. Хаметова Аделия Равильевна (ф.и.о.)  
Рогозин 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
							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)

*[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
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	



**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  
ДЕКЛАРАЦИЯ О СООТВЕТСТВИИ**

**Заявитель** ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЗАВОД РТО"  
Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности: 460542, Российская Федерация, Оренбургская область, Оренбургский район, село Мазуровка, улица Заводская, дом 3.

Основной государственный регистрационный номер 1165658058873.  
Телефон: 73532441545 Адрес электронной почты: zavod-rto@yandex.ru

**в лице** Директора Заборонок Николай Григорьевича

**заявляет, что** Элементы трубопроводов, работающие под избыточным давлением, 2 категории: днища (заглушки) эллиптические, заглушки точеные, днища (заглушки) штампованные эллиптические и сферические, отводы крутоизогнутые штампованные, отводы горячекнутые, отводы гнутые, тройники штампованные, тройники точеные, переходы штампованные концентрические и эксцентрические, переходы точеные концентрические, кольца переходные, угольники точеные, кольца удлинительные.

**Изготовитель** ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ "ЗАВОД РТО"

Место нахождения (адрес юридического лица) и адрес места осуществления деятельности по изготовлению продукции: 460542, Российская Федерация, Оренбургская область, Оренбургский район, село Мазуровка, улица Заводская, дом 3.

Продукция изготовлена в соответствии с техническими условиями 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»; ТУ 1469-002-05777029-2006 «Детали трубопроводов соединительные»; 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»; ТУ 51-515-91 «Отводы гнутые на Ру до 32,0 МПа (320 кгс/см2)». Код (коды) ТН ВЭД ЕАЭС: 7304900009, 7307910000, 7307931100, 7307931900, 7307939100, 7307939900, 7307998009

Серийный выпуск

**соответствует требованиям**

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

**Декларация о соответствии принята на основании**

Протоколов испытаний №№ 331ИЛПМД, 332ИЛПМД, 333ИЛПМД от 10.09.2019 года, выданных Испытательным центром Общества с ограниченной ответственностью "ПРОММАШ ТЕСТ", аттестат аккредитации RA.RU.21BC05

документации изготовителя согласно приложению № 1 на 1 листе

Схема декларирования соответствия: Зд

**Дополнительная информация**

ГОСТ 17380-2001 «Детали трубопроводов бесшовные приварные из углеродистой стали. Общие технические условия» (раздел 5). Условия хранения продукции в соответствии с ГОСТ 15150 – 69-2С. Срок хранения 2 года, срок службы 10 лет.

**Декларация о соответствии действительна с даты регистрации по 02.10.2024 включительно.**



М.П.

Заборонок Николай Григорьевич

(Ф.И.О. заявителя)

**Регистрационный номер декларации о соответствии:** ЕАЭС N RU Д-RU.МЮ62.В.00177/19

**Дата регистрации декларации о соответствии:** 03.10.2019

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

**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 точечной по ТУ 1469-003-05777029-2010 от 02.07.2019 года; чертеж тройника точечного 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 <sup>2</sup> )» 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



*(Handwritten signature)*

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

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

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



Год	Расход, м3/час	Давление пластовое., Р <sub>пл</sub> МПа(изб.)		Давление устьеовое., Р <sub>уст</sub> МПа(изб.)		Температура нач., Т <sub>нач</sub> °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 м<sup>3</sup>;

$X_1, X_2$ - 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 м<sup>3</sup>;

$Q_1, Q_2$ - содержание ингибитора в газовой фазе в точках 0, 1 и 2, кг/1000 м<sup>3</sup>;

$q_1, q_2$ - содержание ингибитора в углеводородном конденсате в точках 1 и 2, кг/1000 м<sup>3</sup>;

$k$ - 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-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т
	Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата			



$T$  – 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/1000м<sup>3</sup>;

$\gamma_1$ - 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/1000м<sup>3</sup>;

$\gamma_2$ - 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/1000м<sup>3</sup>

### 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.

Индв. № 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			

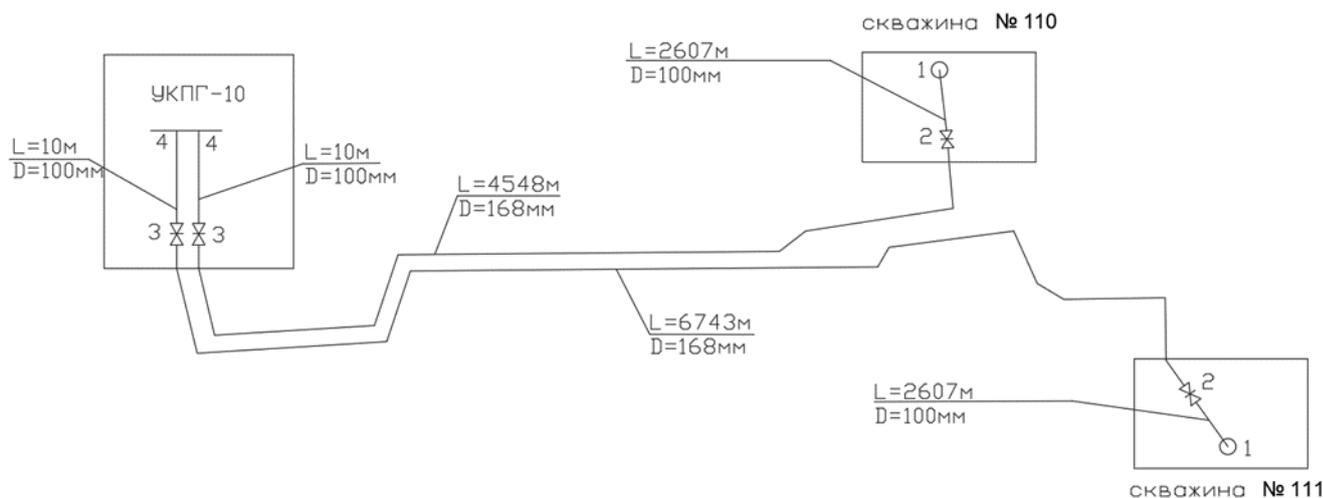


Рисунок - 1 Расчетная схема

Таблица 2 Вариант 1. Гидравлический расчет скважины № 110

№ скважины	Год	Дебит, м <sup>3</sup> /час	Участок 1-2 (до регулятора давления в обвязке устья скважины)				Участок 2-3 (шлейф после регулятора давления в обвязке устья скважины)			
			Р <sub>нач.</sub> МПа	Р <sub>кон.</sub> МПа	Т <sub>нач.</sub> °С	Т <sub>кон.</sub> °С	Р <sub>нач.</sub> МПа	Р <sub>кон.</sub> МПа	Т <sub>нач.</sub> °С	Т <sub>кон.</sub> °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 <sup>3</sup> /час	Участок 1-2 (до регулятора давления в обвязке устья скважины)				Участок 2-3 (шлейф после регулятора давления в обвязке устья скважины)			
			Р <sub>нач.</sub> МПа	Р <sub>кон.</sub> МПа	Т <sub>нач.</sub> °С	Т <sub>кон.</sub> °С	Р <sub>нач.</sub> МПа	Р <sub>кон.</sub> МПа	Т <sub>нач.</sub> °С	Т <sub>кон.</sub> °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
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>	0,071	0,109
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	0,6	1

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

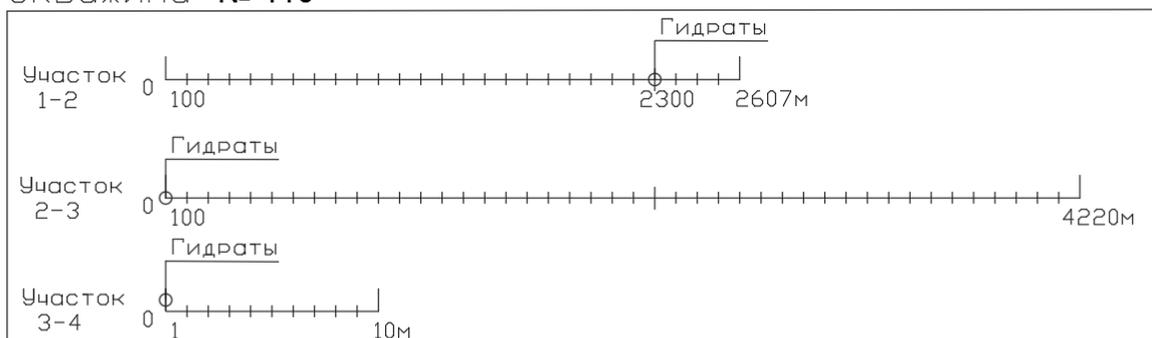
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	157	157
Давление конца участка, МПа	11,87	11,05
Температура конца участка, °С	4,74	4,1
Температура гидратообразования, °С	24,3	23,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования,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

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

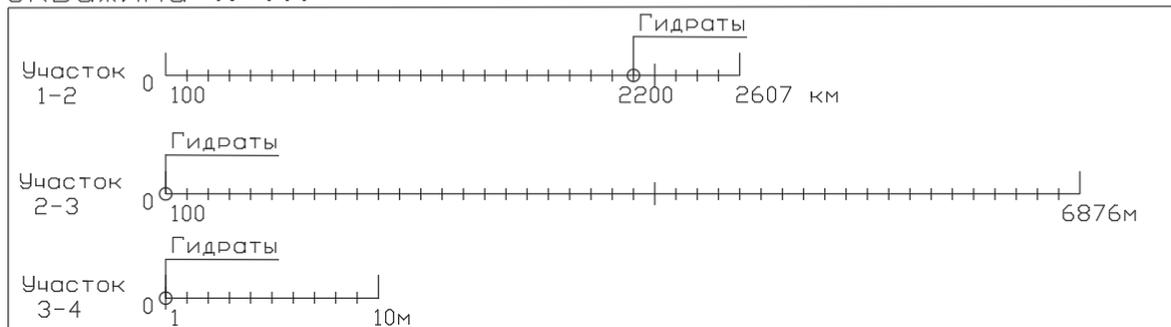
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	5,8	6

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				100
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					



## 2026 год

## 1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	10,52	10,11
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,335	0,326
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,31	1,3

## 2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

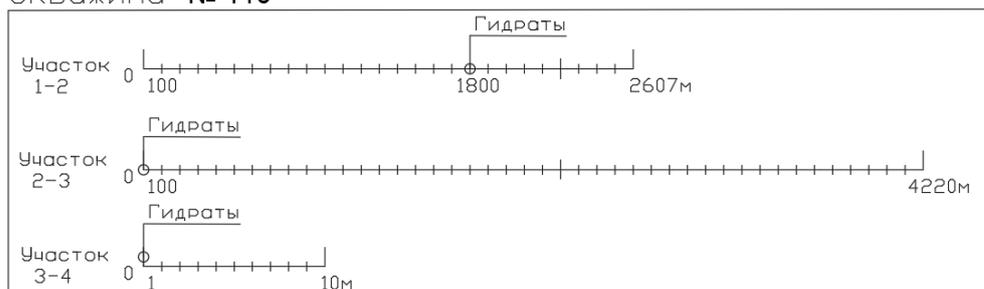
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	10,99	10,09
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	24	23,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования,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

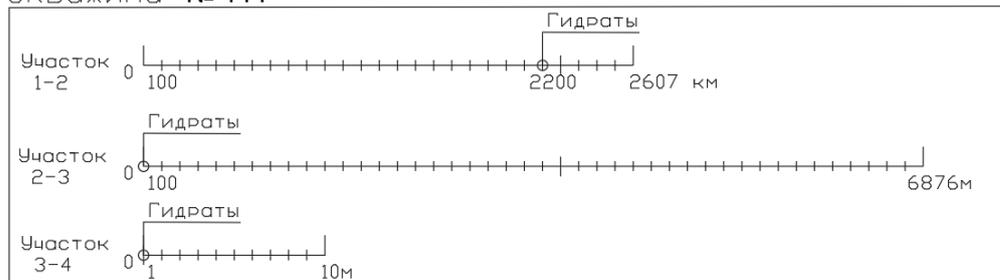
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	3,51	3,4

## 4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

## Скважина № 110



## Скважина № 111



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

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				102
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата					











2032 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	15	15,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,428	0,419
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

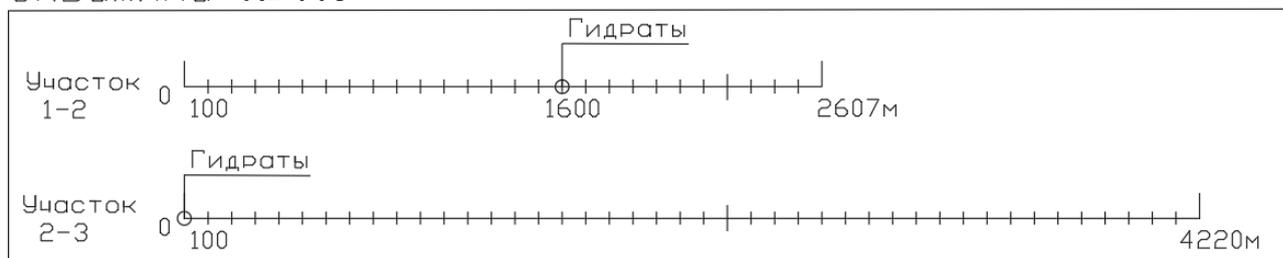
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	8,29	7,48
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	23,8	22,5
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	19,9	18,5
Концентрация ингибитора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

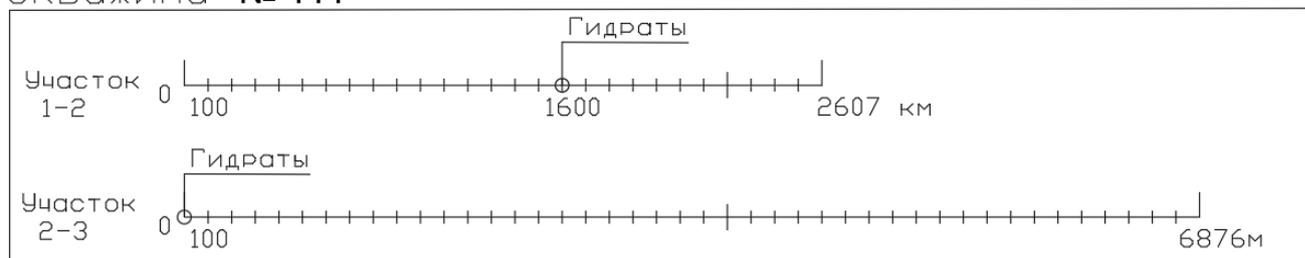
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,7	3,8

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



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				108
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 <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	16,2	16,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,446	0,439
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,75	1,72

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

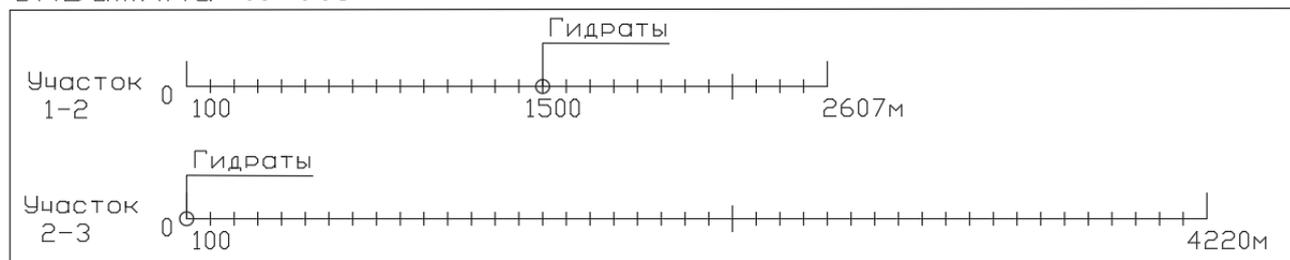
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,89	6,08
Температура участка, °С	3,95	3,98
Температура гидратообразования, °С	22	21,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	18,1	17,2
Концентрация ингибитора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

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

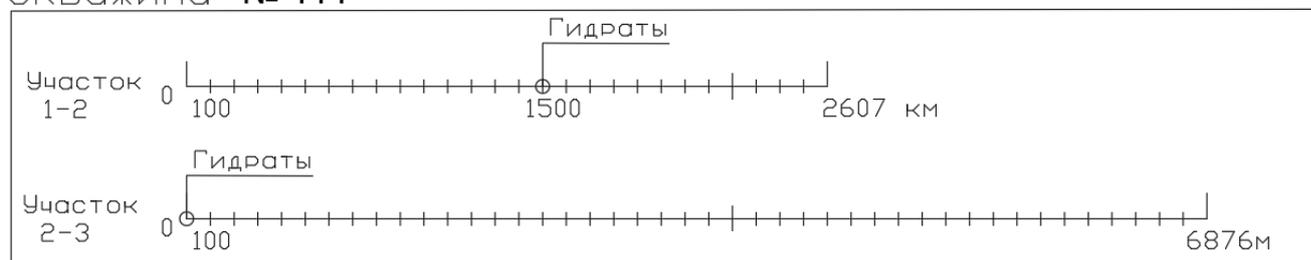
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,95	3,72

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					



2036 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	15,77	17,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,416	0,462
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,63	1,81

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

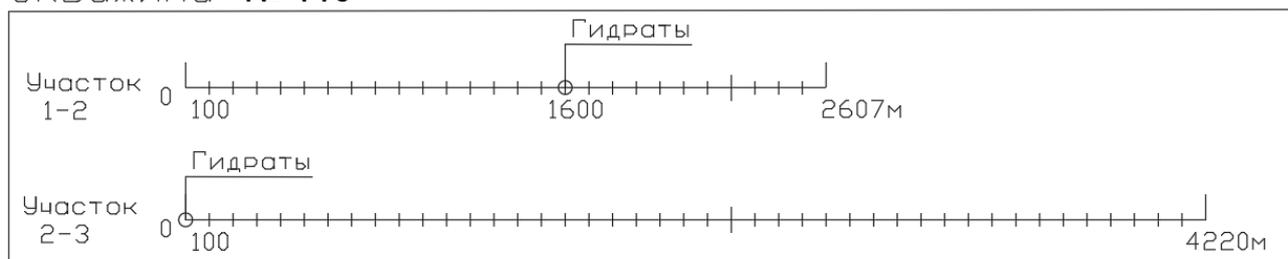
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,48	5,68
Температура участка, °С	4	3,98
Температура гидратообразования, °С	22	21,2
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	18	17,2
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	32,9	31,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,497	0,489
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

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

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
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					



2038 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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, X <sub>2</sub> % масс	16,9	19,3
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,428	0,484
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

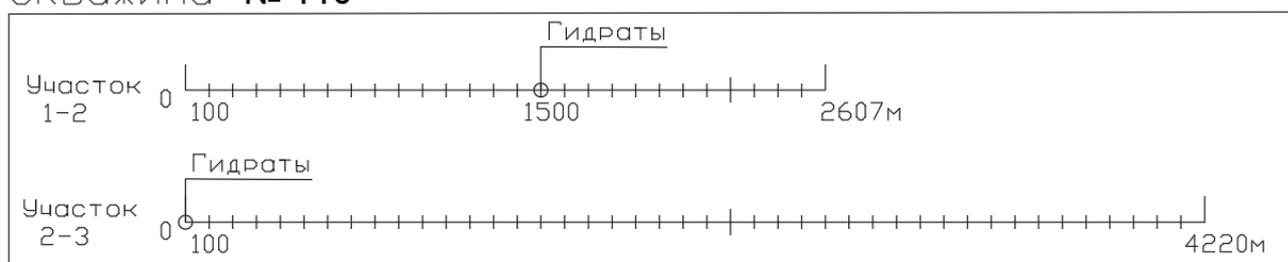
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	6,08	5,28
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	21,2	21,1
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,2	17,1
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	31,7	31,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,484	0,497
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

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

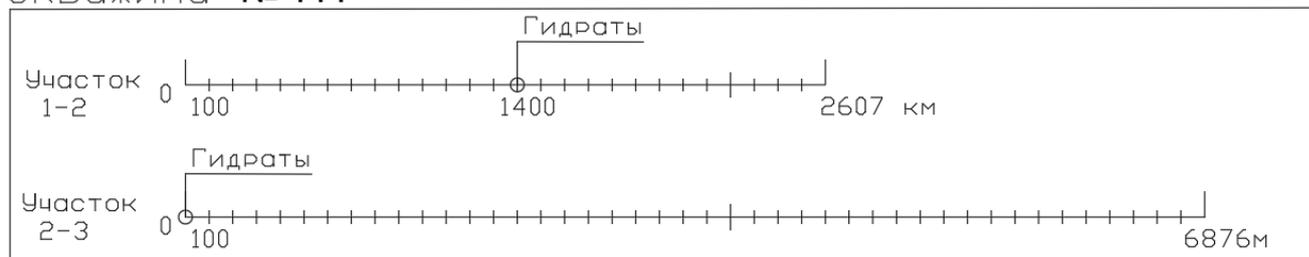
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	3,9

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



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

										Лист
2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т				114
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 <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	17,5	17,82
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,436	0,434
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,71	1,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

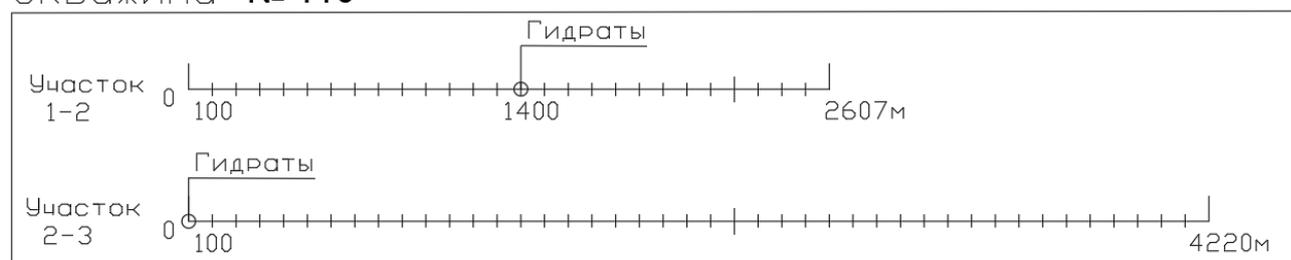
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,98	5,18
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	21,2	20,6
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,2	16,6
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	31,7	31,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,486	0,501
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

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

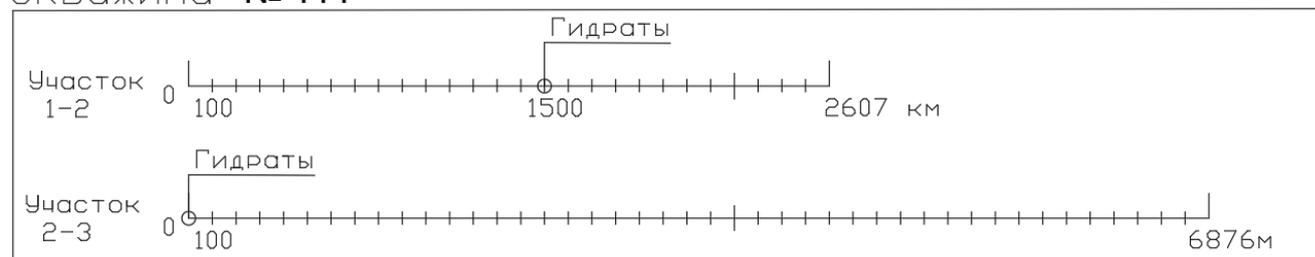
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	3,81	3,8

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



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

2040 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	18,2	18,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,448	0,445
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,8	1,74

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

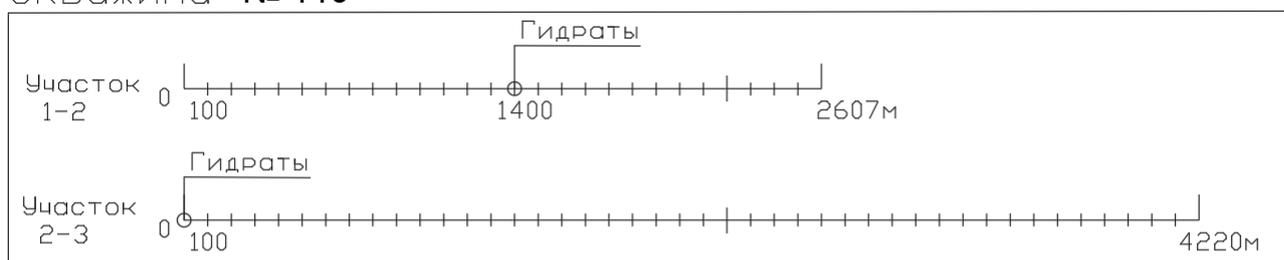
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,78	4,98
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	21,2	20,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17,2	16,7
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	31,7	31
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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		



2042 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	19,3	19,84
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,460	0,463
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

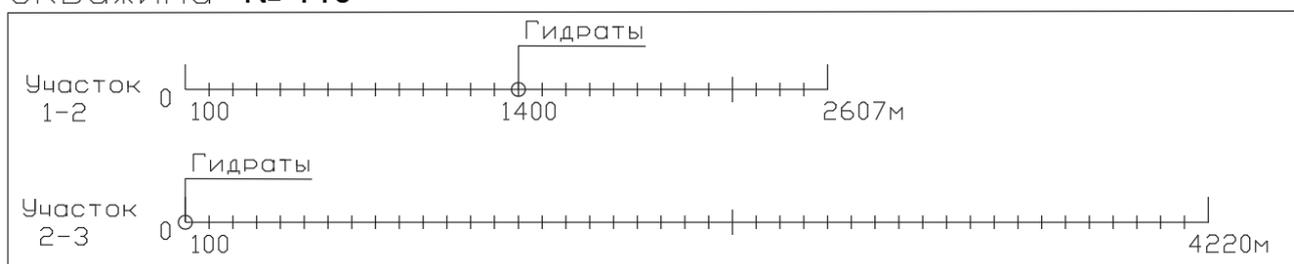
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,48	4,67
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	31,3	30,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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					



2044 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	19,5	21,03
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,449	0,476
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,7	1,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

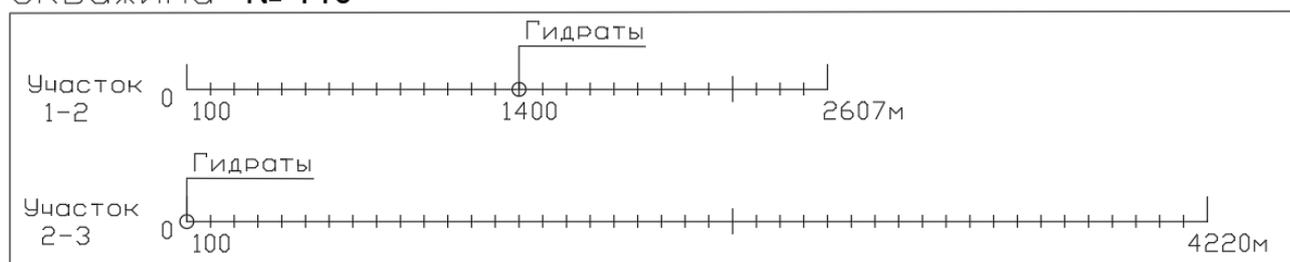
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,58	4,77
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	31,4	31,1
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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:

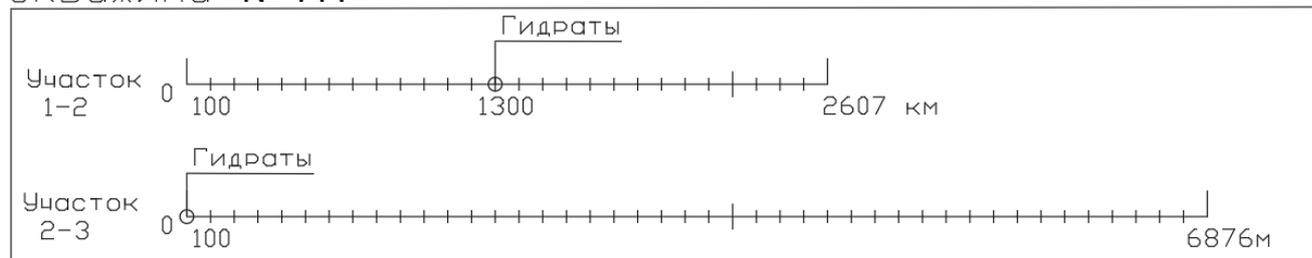
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	3,8	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 120
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

2045 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	20,18	21,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,458	0,483
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,8	1,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

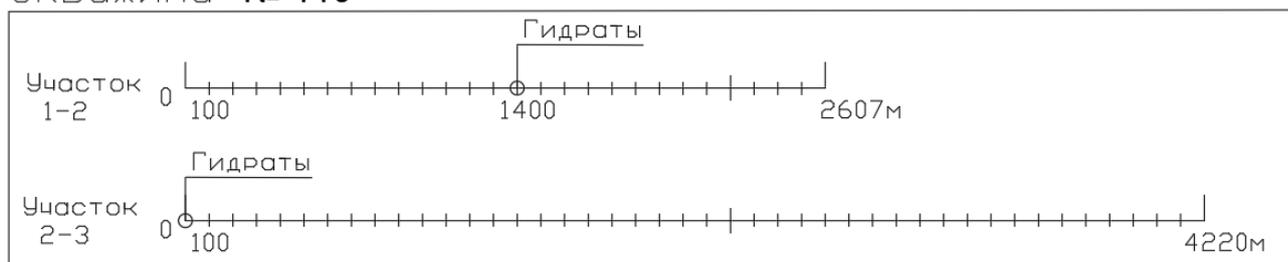
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,58	4,57
Температура участка, °С	4	3,96
Температура гидратообразования, °С	21	21
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	17	17
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	31,4	31
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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:

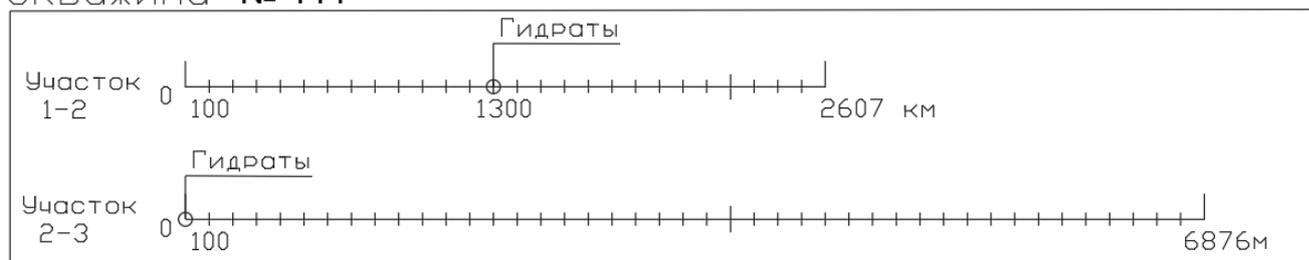
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	3,9	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



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

2046 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

№ скважины	110	111
Участки сети	1-2	1-2
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	20,9	22,34
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,467	0,491
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,9	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

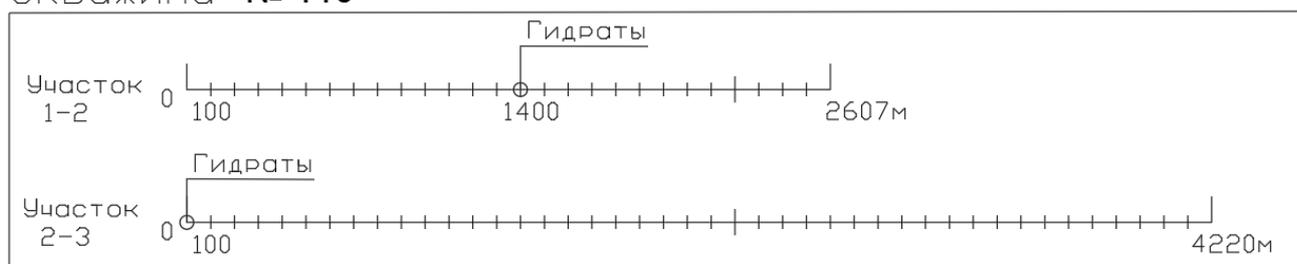
№ скважины	110	111
Участки сети	2-3	2-3
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	5,18	4,37
Температура участка, °С	3,99	3,96
Температура гидратообразования, °С	20,5	19,7
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16,5	15,7
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	30,56	29,4
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,488	0,501
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

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

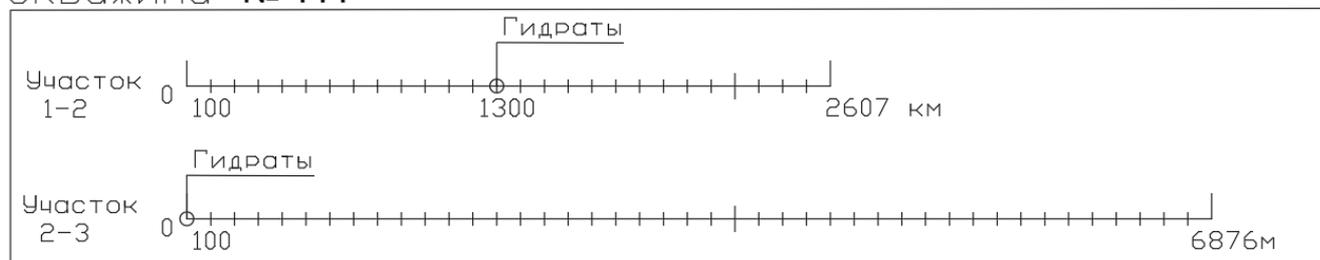
№ скважины	110	111
Итого подача метанола, кг/ч	4	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 122
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		



2048 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	21,4	23,5
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,472	0,501
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,85	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

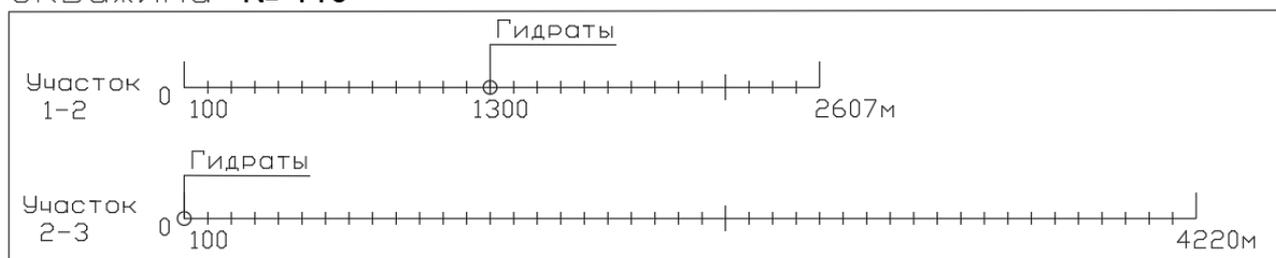
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	4,78	3,97
Температура участка, °С	3,99	3,97
Температура гидратообразования, °С	20	18
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16	14
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	29,8	26,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,489	0,472
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,1	2

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

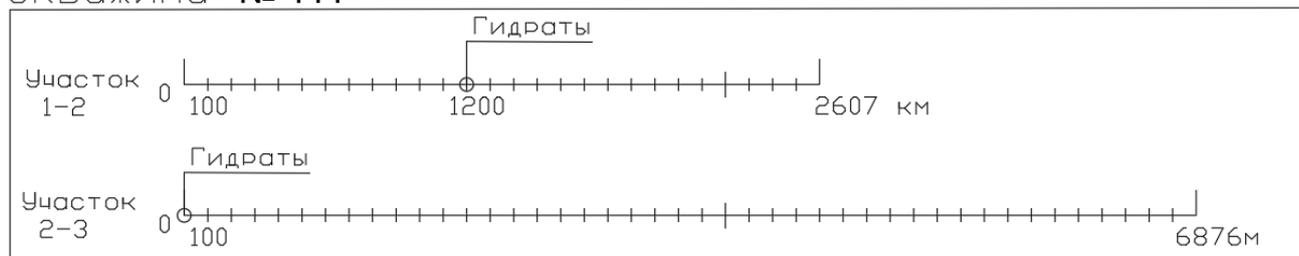
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	3,95	4

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

## Скважина № 110



## Скважина № 111



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



**2050 год****1 Расчёт подачи метанола в затрубье:**

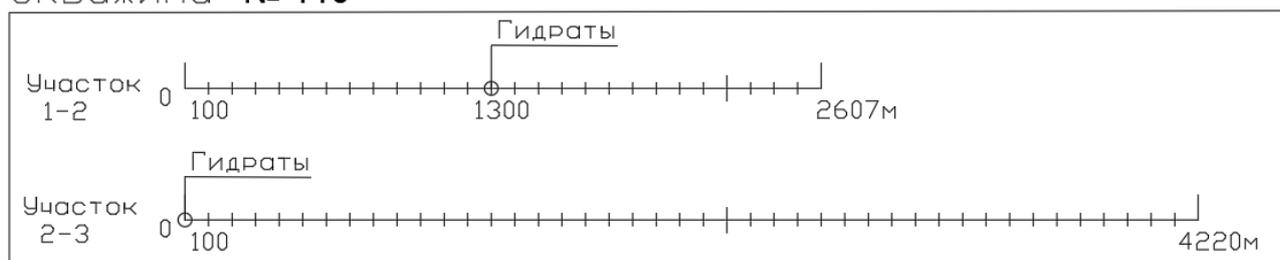
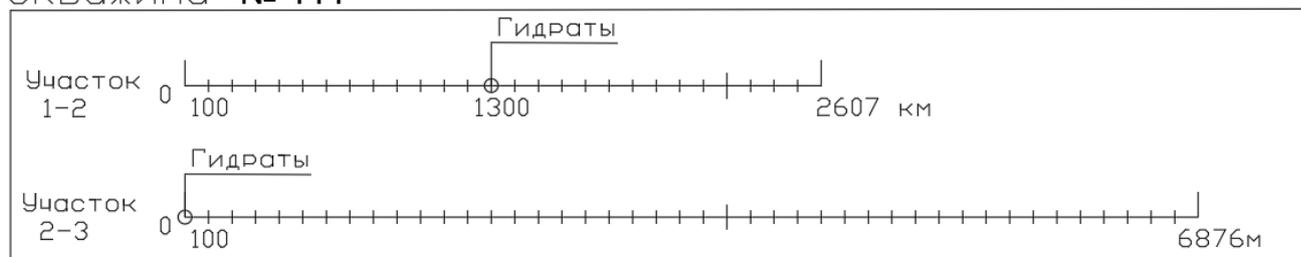
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Пластовое давление, МПа	16,3	15,5
Давление конца участка, МПа	12,4	11,8
Температура конца участка, °С	12,8	12,4
Температура гидратообразования, °С	24,3	24,8
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	11,5	12,4
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	22,63	24,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,479	0,502
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	1,9	2

**2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:**

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	29,7	27,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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:**

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
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:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	23	24,6
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,484	0,506
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2	2

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

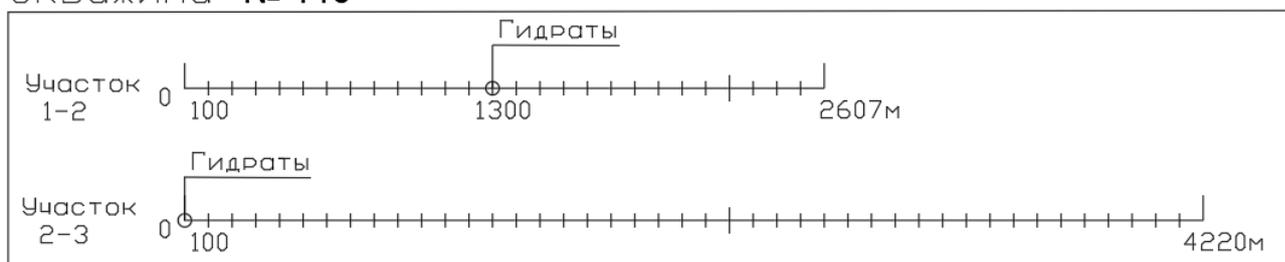
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	72	72
Давление конца участка, МПа	4,38	3,57
Температура участка, °С	4	3,97
Температура гидратообразования, °С	20	18,75
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	16	14,8
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	29,7	27,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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:

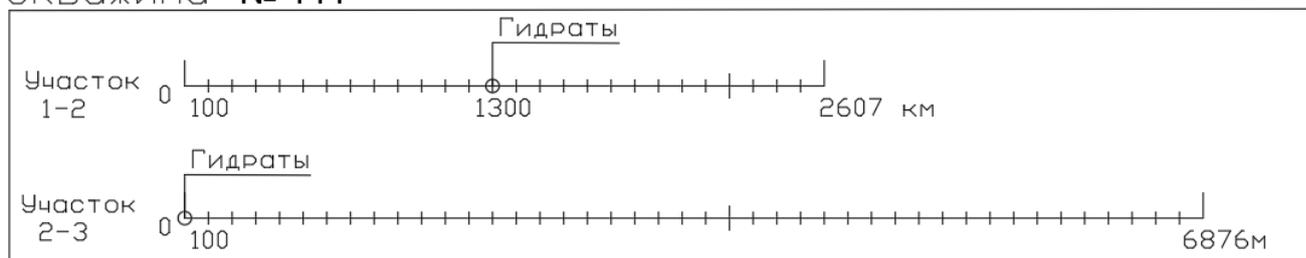
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	4,1	4,1

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



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

2052 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	19,95	19,65
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,423	0,413
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	2,8	2,7

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	23,7	27,2
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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:

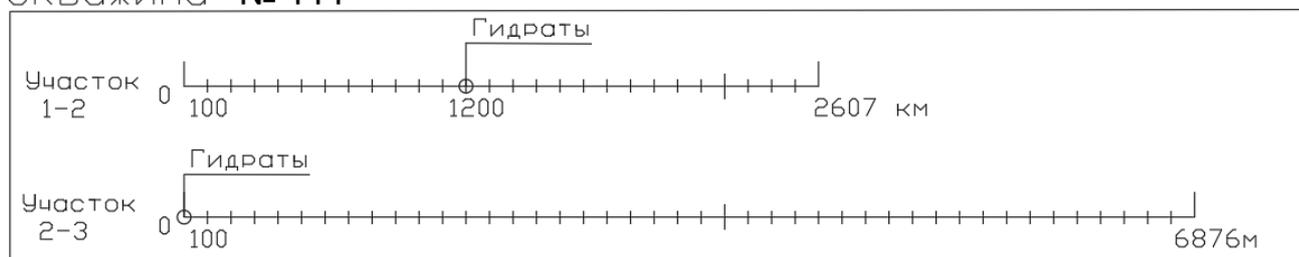
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	5,55	6,3

4 Определение точки гидратообразования по длине расчетных участков:

Скважина № 110



Скважина № 111



Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411								
			2	-	Зам.	2107-22		10.10.22	0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 128
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		











2058 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	27,96	23,9
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,481	0,441
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,6	3,3

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

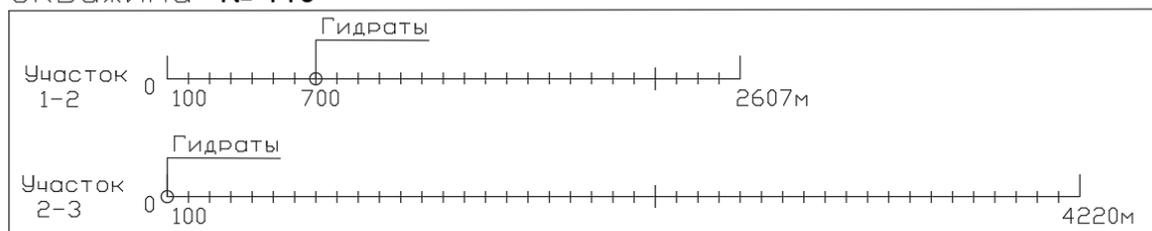
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	134	134
Давление конца участка, МПа	3,53	2,77
Температура участка, °С	3,92	3,91
Температура гидратообразования, °С	16,2	13,75
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	12,3	9,84
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	24	19,8
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,442	0,414
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3,2	3

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

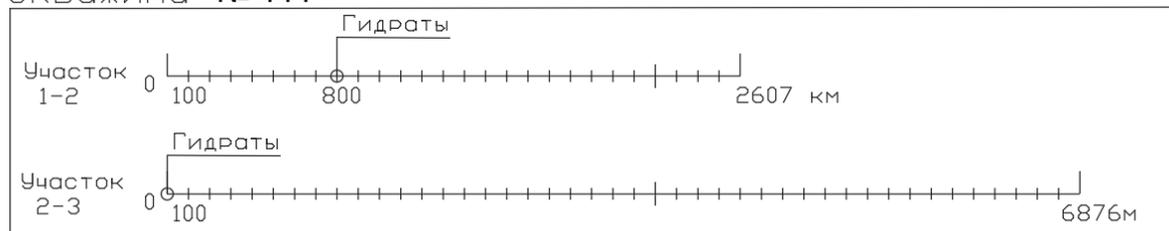
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	6,8	6,3

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
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата	



2060 год

1 Расчёт подачи метанола в затрубье:

<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>1-2</b>	<b>1-2</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /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 <sub>2</sub> % масс	31,5	28,13
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	0,496	0,476
Требуемый расход раствора метанола, кг/час	3	2,9

2 Расчёт подачи метанола в шлейфы по участкам сети:

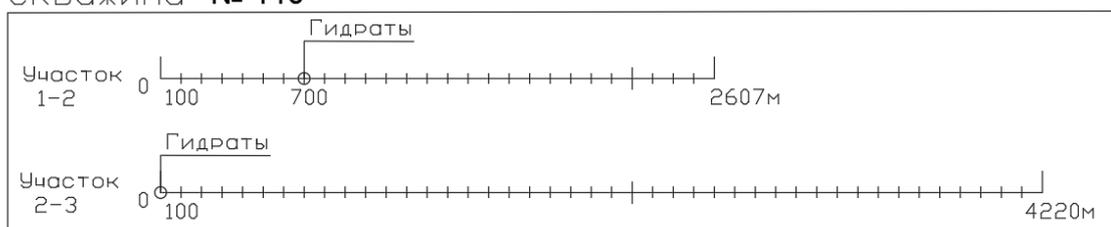
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
<b>Участки сети</b>	<b>2-3</b>	<b>2-3</b>
Производительность по газу, тыс.м <sup>3</sup> /сут.	110	110
Давление конца участка, МПа	2,74	2,08
Температура участка, °С	3,95	3,93
Температура гидратообразования, °С	13	12
Требуемое снижение температуры гидратообразования, °С	9,05	8,07
Концентрация ингибитора в растворе, X <sub>2</sub> % масс	18	16
Количество метанола в водном растворе, кг/1000м <sup>3</sup>	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:

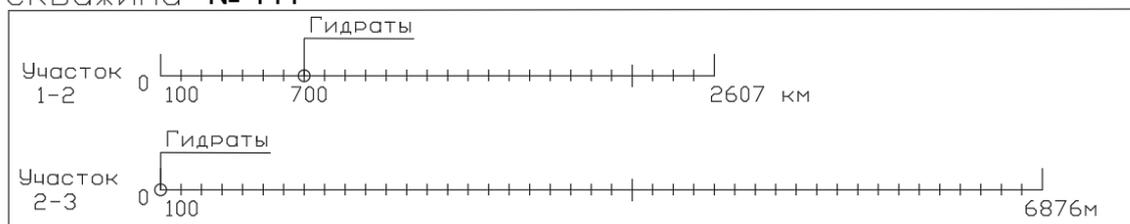
<b>№ скважины</b>	<b>110</b>	<b>111</b>
Итого подача метанола, кг/ч	5,4	5,3

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.

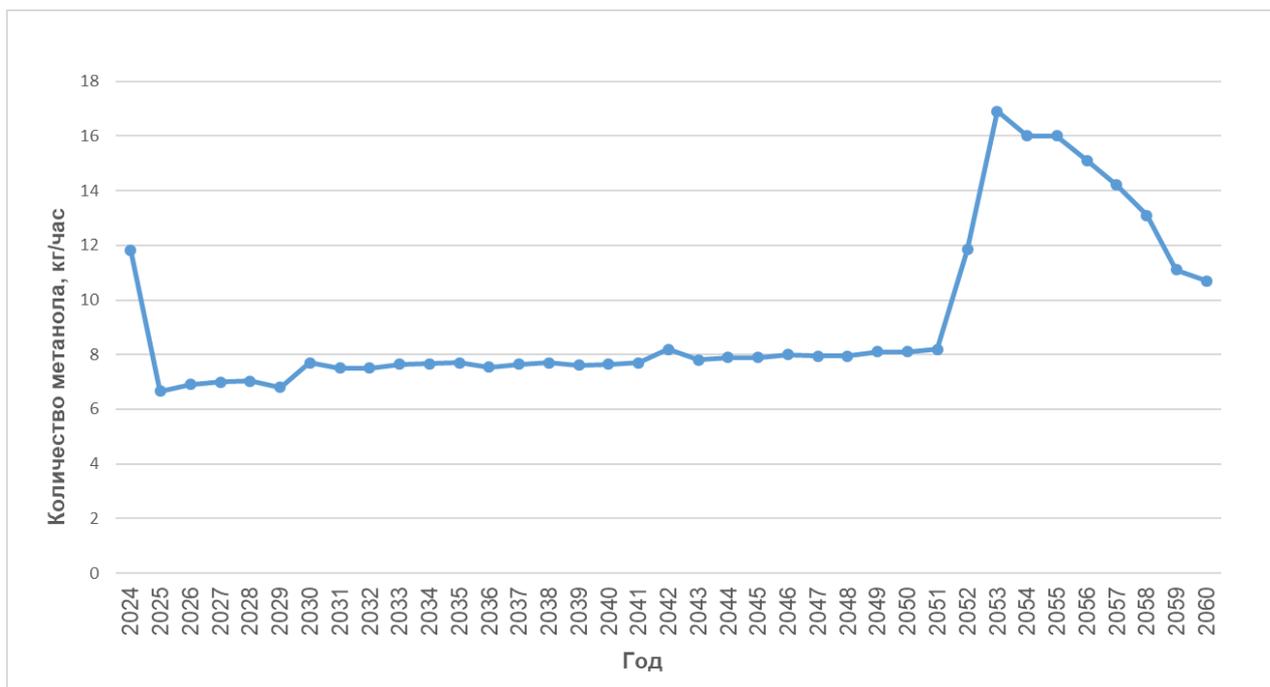


Рисунок 2 – График изменения суммарного количества подаваемого метанола из сетей проектируемых скважин № 110, №111

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата		Взам. инв.№	228431
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	137
№ док	Зам.	№ док	2107-22	Подпись	
Дата	10.10.22	Дата		Дата	
0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					Лист

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
<b>Год</b>			
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.

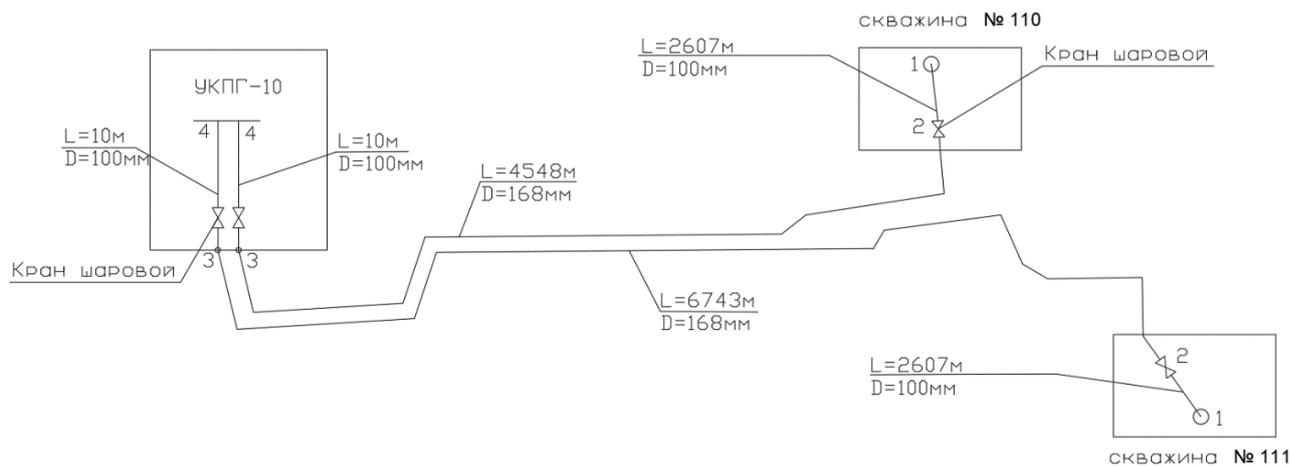


Рисунок - 3 Расчетная схема Варианта 2

Инв. № подл.	229411	Подп. и дата		Взам. инв. №	228431
Изм.	2	Кол.уч.	-	Лист	139
№ док	Зам.	2107-22		Дата	10.10.22
0548.002.П.0/0.0005-ИЛО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т					Лист

Таблица 5 Вариант 2. Гидравлический расчет скважин № 110

Год	Дебит, м³/час	Скважина 110. Участок 1-2				Скважина 110. Участок 2-3			
		P <sub>нач.</sub> МПа	P <sub>кон.</sub> МПа	T <sub>нач.</sub> °C	T <sub>кон.</sub> °C	P <sub>нач.</sub> МПа	P <sub>кон.</sub> МПа	T <sub>нач.</sub> °C	T <sub>кон.</sub> °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 140
			2	-	Зам.	2107-22	
Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док	Подпись	Дата		

Таблица 6 Вариант 2. Гидравлический расчет скважин № 111

Год	Дебит, м <sup>3</sup> /час	Скважина 111. Участок 1-2				Скважина 111. Участок 2-3			
		P <sub>нач.</sub> МПа	P <sub>кон.</sub> МПа	T <sub>нач.</sub> °C	T <sub>кон.</sub> °C	P <sub>нач.</sub> МПа	P <sub>кон.</sub> МПа	T <sub>нач.</sub> °C	T <sub>кон.</sub> °C
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
			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						

**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 № 001-05-482d*  
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](mailto: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- *ЖЗЗ*

*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 приема 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

Взам. инв.№ 228431	Подп. и дата	Инв. № подл. 229411					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 <sup>3</sup> /час	Давление всаса, Мпа (кгс/см <sup>2</sup> )	Давление нагнетания, Мпа (кгс/см <sup>2</sup> )	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

Инва. № подл. 229411	Подп. и дата	Взам. инв. № 228431							Лист 147
			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

**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. 1/2, г. Оренбург,  
Оренбургская область, Российская Федерация, 462068  
тел.: +7 (3532) 35-20-02, факс: +7 (3532) 31-25-88  
e-mail: orenburetdobycha@zao.ru, www.orenburg-dobycha.gazprom.ru  
ОКПО 0466470, ОГРН 1026601028221, ИНН 6610059025, 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><b>Общество с ограниченной ответственностью «Газпром добыча Оренбург» (ООО «Газпром добыча Оренбург»)</b></p> <p align="center"><b>ЗАМЕСТИТЕЛЬ ГЕНЕРАЛЬНОГО ДИРЕКТОРА</b></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 № 001-007/23-7117-лек</p> <p>на № _____ от _____</p>	<p><b>Заместителю генерального директора по проектированию технологических объектов АО «Газпроектинжиниринг»</b></p> <p align="center"><b>В.Н. Бондареву</b></p>
<p><i>Об уточнении параметров существующего склада</i></p> <p align="center"><b>Уважаемый Владимир Николаевич!</b></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><b>Заместитель генерального директора по ремонту и капитальному строительству</b></p> <div style="text-align: right; margin-right: 50px;">  <p><b>А.Е. Пятаев</b></p> </div>	
<p>Бровко Илья Сергеевич (3532) 731-454</p>	

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 149

**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 24864476, 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					0548.002.П.0/0.0005-ИПО3.2.1.1/15643.П.0-ИОСТХ1.Т	Лист 150
			Изм.	Кол.уч.	Лист	№ док		
			2	-	Зам.	2107-22	10.10.22	



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

