



ОАО «Росгазификация»

Акционерное общество

Головной научно-исследовательский и проектный институт
по распределению и использованию газа

«Гипрониигаз»

Новосибирский филиал

Свидетельство № ГСП-12-022 от 08.11.2016 г.

Заказчик: Комитет жилищно-коммунального хозяйства администрации города
Новокузнецка

Схема газоснабжения г. Новокузнецка до 2030 года.

Раздел 1 Общая пояснительная записка и чертежи.

МК № Г -2-12-СГ – ОИ

Том 3 Обоснование инвестиций

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

г. Новосибирск
2016



ОАО «Росгазификация»

Акционерное общество

Головной научно-исследовательский и проектный институт
по распределению и использованию газа

«Гипрониигаз»

Новосибирский филиал

Свидетельство № ГСП-12-022 от 08.11.2016 г.

Заказчик: Комитет жилищно-коммунального хозяйства администрации города
Новокузнецка

Схема газоснабжения г. Новокузнецка до 2030 года.

Раздел 1 Общая пояснительная записка и чертежи.

МК № Г -2-12-СГ - ОИ

Том 3 Обоснование инвестиций

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

Директор

В.В. Махов

Главный инженер проекта

С.А. Шпильная

г. Новосибирск
2016

Оглавление

1.	Введение	4
2.	Экономические условия разработки схемы газоснабжения г. Новокузнецка.....	6
2.1.	Используемые методики и нормативные документы.....	6
2.2.	Основные принципы оценки	7
2.3.	Условия налогообложения.....	8
2.4.	Цены на газ и тарифы по его транспортировке.....	9
2.5.	Оптовые цены на природный газ.....	10
2.6.	Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям	11
2.7.	Плата за снабженческо-сбытовые услуги.....	17
2.8.	Цены и тарифы для потребителей газа Кемеровской области	17
3.	Оценка экономической эффективности проекта газоснабжения и газификации в рамках разработки схемы газоснабжения города Новокузнецка.....	19
3.1.	Основные принципы оценки	19
3.2.	Анализ денежного потока проекта.....	20
3.3.	Текущие затраты комплекса	22
3.4.	Капитальные затраты.....	23
3.5.	Формирование цены на газ для потребителей.....	70
3.6.	Анализ чувствительности.....	79
3.7.	Определение возможных источников финансирования	81
3.8.	Рекомендации по мерам законодательной поддержки проекта	87
4.	Предложения по обеспечению экономической эффективности реализации проекта газоснабжения.....	89
4.1.	Подготовка потребителей к приёму газа.....	89
4.2.	Установка приборов учёта газа	89
5.	Прогноз расходов населения на коммунальные ресурсы, проверка доступности тарифов на коммунальные услуги.....	90

						МК №1-/2659 - ОИ			
Изм.	Кол.уч.	Лист	№док.	Подпись	Дата	Содержание	Стадия	Лист	Листов
Разработа							п	3	
Проверил		Шпильная		<i>Шпильная</i>			АО «Гипрониигаз» Новосибирский филиал		
Н. контроль									

1. Введение

Целью работы по оценке и обоснованию инвестиций в рамках разработки схемы газоснабжения города Новокузнецка является детальная проработка вариантов обоснования инвестиций в систему газоснабжения, а также определение технической возможности и экономической целесообразности реализации предложенных к рассмотрению вариантов.

В работе проведён технико-экономический анализ мероприятий по развитию газоснабжения города Новокузнецка и ценовые последствия для потребителей при реализации инвестиционной программы газоснабжающей организации.

В основу разработки раздела положена технико-экономическая модель, рассматривающая экономическую эффективность развития сети газоснабжения с позиции:

- технической обоснованности и экономической целесообразности газоснабжения потребителей;
- экономической эффективности (безубыточности) деятельности по транспортировке газа;
- экономической эффективности (выгодности замещения традиционных энергоносителей) использования автономных источников газоснабжения у потребителей.

Основанием для разработки обоснования инвестиций являются:

- техническое задание на выполнение работ;
- материалы I стадии работ:
 - анализ существующего состояния газораспределительных сетей, включая источники газоснабжения (ГРС);
 - анализ балансов объёмов потребления газа;
 - проверочный гидравлический расчёт схемы газоснабжения существующих, строящихся и проектируемых газопроводов с учётом разрешённых объёмов газа (лимитов);
 - определение перечня первоочередных мероприятий для устойчивого газоснабжения существующих, строящихся и проектируемых потребителей.
- материалы II стадии работ:
 - выделение первоочередных и перспективных потребителей, планируемых к подключению к газораспределительным сетям в период до 2020 г.;

				<i>Смирнов</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		4

- проверочный гидравлический расчёт схемы газоснабжения на перспективу развития до 2020 г. с учётом подключения первоочередных потребителей;
 - определение перечня мероприятий для устойчивого газоснабжения всех потребителей на первоочередную перспективу развития до 2020 г.
- материалы III стадии работ:
- утверждение перечня перспективных потребителей на период развития до 2030 г.;
 - разработка Схемы газоснабжения города Новокузнецка на перспективу развития до 2030 г.;
 - определение перечня мероприятий для устойчивого газоснабжения всех потребителей на перспективу развития до 2030 г.;
 - разработка информационных материалов и общей пояснительной записки к Схеме газоснабжения города Новокузнецка;
 - разработка общих технико-экономических показателей, существующих и перспективных газораспределительных сетей города Новокузнецка.

				<i>Селищ</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		5

2. Экономические условия разработки схемы газоснабжения г. Новокузнецка

2.1. Используемые методики и нормативные документы

Расчёт показателей экономической эффективности осуществляется в соответствии с:

- Постановление Правительства РФ от 11 февраля 2016 г. № 97 «О федеральных стандартах оплаты жилого помещения и коммунальных услуг на 2016 2018 годы»;
- Постановление Правительства РФ от 30.12.2013 № 1314 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»;
- Постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021 «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке и платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям на территории российской федерации»;
- Постановление Правительства РФ от 10.09.2016 № 903 «О порядке разработки и реализации межрегиональных и региональных программ газификации жилищно-коммунального хозяйства, промышленных и иных организаций»;
- Приказ Министерства регионального развития Российской Федерации от 23 августа 2010 г. № 378 «Об утверждении методических указаний по расчёту предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги»;
- Приказ ФСТ России от 28.04.2014 № 101-э/3 «Об утверждении методических указаний по расчёту размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину»;
- Приказ ФСТ России от 27.10.2011 № 252-э/2 «Методические указания по регулированию розничных цен на газ, реализуемого населению»;
- Приказ ФСТ РФ от 15.12.2009 № 412-э/8 «Об утверждении Методических указаний по регулированию размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа»;
- Приказ ФСТ России от 09.07.2014 № 1142-э «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа»;
- Приказ Федеральной службы по тарифам от 15.05.2015 № 145-э/8 «Об утверждении тарифов на услуги по транспортировке газа по

							МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата			6

газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Томск» на территории Кемеровской, Новосибирской и Томской областей»;

- Приказ ФСТ России от 21.06.2011 № 154-э/4 № «Об утверждении Методики определения размера специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа газораспределительными организациями для финансирования программ газификации»;
- Постановление региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 18.12.2015 № 901 «О внесении изменений в постановление региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 30.12.2014 № 1116 «Об установлении специальной надбавки к тарифам на транспортировку газа ООО «Газпром газораспределение Томск» (г. Томск) потребителям Кемеровской области для финансирования Программы газификации Кемеровской области на 2015-2016 гг.»;
- Письмо Министерство экономического развития Российской Федерации от 21 октября 2015 года № 30026-АВ/Д03и «Показатели прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов»;
- Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов, утверждены Госстроем России, МЭРТ РФ, МФ РФ от 26.06.1999 № ВК 477;
- Рекомендаций по выбору оптимальных параметров при проектировании систем газоснабжения (Гипрониигаз, 1993 г.).

Для автоматизации расчётов и выбора эффективных решений используется программное обеспечение MS Excel, позволяющее рассчитывать основные показатели эффективности строительства газопровода.

2.2. Основные принципы оценки

В основу оценки экономической эффективности проекта строительства газораспределительных сетей положены следующие принципы:

- горизонт планирования проектов – 2017-2030 гг.;
- расчёт эффективности проектов с учётом динамики цен, предстоящих затрат и поступлений по виду деятельности (условно) «Транспортировка природного газа по газораспределительным сетям»;
- цены на газ и его транспортировку используются с учётом существующей тенденции их роста, утверждённого Федеральной службой по тарифам РФ (далее – ФСТ) и прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов;

							МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата			7

- моделирование денежных потоков, включающих все связанные с осуществлением проекта денежные поступления и расходы за расчётный период укрупнённо;
- учёт фактора времени (дисконтирование денежных потоков), ставка дисконтирования (расчётная) – 14,25 %;
- для расчётов принята доля собственных средств предприятия при финансировании проектов в размере 30 % (уровень общепринятой доли участия Инициаторов проектов при их рассмотрении на кредитных комитетах коммерческих банков);
- принятый для расчётов срок минимального полезного использования для сетей ГРО – 40 лет.

2.3. Условия налогообложения

Система налогов и сборов в Российской Федерации устанавливается Налоговым Кодексом РФ (далее – НК РФ) и принятыми в соответствии с ним федеральными законами о налогах и сборах и включает в себя:

- федеральные налоги и сборы;
- региональные налоги;
- местные налоги.

Состав федеральных, региональных и местных налогов, а также специальных налоговых режимов, определяется на федеральном уровне и закрепляется в НК РФ.

Налоги, используемые при оценке экономической эффективности проектов строительства газораспределительных сетей, представлены в таблице 1.

Таблица 1

Перечень налогов и взносов, учитываемых в расчётах

Налог	Объект налогообложения	Ставки налога
Федеральные налоги		
Налог на добавленную стоимость (НДС)	Стоимость реализованной продукции	18 %
Налог на прибыль организаций	Прибыль, полученная организациями-налогоплательщиками	20 %
Региональные налоги		
Налог на имущество организаций	Движимое и недвижимое имущество, учитываемое на балансе в качестве объектов основных средств	2,2 %

Помимо указанных налогов в таблице 1, в расчётах учитываются относимые на себестоимость страховые взносы в государственные внебюджетные фонды. Порядок начисления и выплат указанных страховых взносов регулируется Федеральным законом от 24.10.2009 № 212-ФЗ «О страховых взносах в Пенсионный фонд Российской Федерации, Фонд социального страхования Российской Федерации, Федеральный фонд обязательного медицинского страхования». С 01.01.2017 - Федеральным законом от 03.07.2016 № 250-ФЗ «О внесении изменений в отдельные

законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации в связи с принятием Федерального закона «О внесении изменений в части первую и вторую Налогового кодекса Российской Федерации в связи с передачей налоговым органам полномочий по администрированию страховых взносов на обязательное пенсионное, социальное и медицинское страхование». Объектом обложения страховыми взносами являются выплаты и иные вознаграждения физическим лицам в рамках трудовых отношений и гражданско-правовых договоров. Страховые взносы начисляются в пределах установленной законом предельной базы для начисления страховых взносов, подлежащей ежегодной индексации. Страховые взносы: в пенсионный фонд – 22,0 %, в фонд социального страхования – 2,9 %, в фонд медицинского страхования – 5,1 %. Всего – 30 %. С 2017 года Единый социальный страховой сбор (ЕССС) так же будет составлять 30 %. Кроме того, взимается налог от несчастных случаев в размере 0,2 % от фонда заработной платы.

2.4. Цены на газ и тарифы по его транспортировке

Государственному регулированию на территории Российской Федерации подлежат:

- оптовые цены на газ;
- тариф на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам для независимых организаций;
- тариф на услуги по транспортировке газа по газопроводам, принадлежащим независимым газотранспортным организациям;
- тариф на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям;
- размер платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые потребителям поставщиками газа (при регулировании оптовых цен на газ);
- розничные цены на газ, реализуемый населению;
- специальные надбавки к тарифам на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям, предназначенные для финансирования программ газификации.

Органами исполнительной власти, осуществляющими государственное регулирование в области газораспределения, является Федеральная антимонопольная служба.

Согласно изменениям, внесённым постановлением Правительства Российской Федерации от 04.09.2015 № 941 в Положение о Федеральной антимонопольной службе (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.06.2004 № 331), ФАС устанавливает:

- тарифы на транспортировку газа по трубопроводам;

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		9

- оптовые цены на газ на выходе из системы магистрального газопроводного транспорта, кроме газа, добываемого организациями, не являющимися аффилированными лицами акционерного общества «Газпром» и (или) организаций-собственников региональных систем газоснабжения либо созданными во исполнение Указа Президента Российской Федерации «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения» от 17.11.1992 № 1403 (кроме организаций, являющихся собственниками региональных систем газоснабжения);
- размер платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа (при регулировании оптовых цен на газ).

2.5. Оптовые цены на природный газ

Оптовые цены на газ определяются по соглашению сторон при заключении договоров поставки газа (в том числе долгосрочным) всем потребителям (кроме населения) в диапазоне между предельными максимальным и минимальным уровнями оптовых цен с учётом особенностей отдельных групп потребителей. В качестве предельного минимального уровня оптовых цен на газ после 1 января 2011 используются оптовые цены, ежегодно определяемые ФАС по формуле цены на газ (см. Приказ ФСТ России от 09.07.2014 № 1142-э (ред. от 24.03.2015) «Об утверждении Положения об определении формулы цены газа») с учётом установленных минимального и максимального уровней цен, рассчитываемых по указанной формуле.

Оптовые цены на природный газ для потребителей города Новокузнецка устанавливаются на основании ежегодных Приказов ФАС «Об утверждении оптовых цен на газ, добываемый ПАО «Газпром» и его аффилированными лицами, предназначенный для последующей реализации населению». Действующий на сегодняшний день приказ - от 28.04.2016 № 554/16.

В соответствии с «Основными положениями формирования и государственного регулирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации» (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 20.12.2000 № 1021, далее - Основные положения) регулирование оптовых цен на газ осуществляется, исходя из необходимости поэтапного достижения уровня равной доходности поставки газа на внутренний и внешний рынки и с учётом стоимости альтернативных видов топлива. В 2011 г. в Основных положениях была зафиксирована возможность применения метода индексации при установлении регулируемых цен (тарифов) на газ. При его использовании цены (тарифы) на газ умножаются на величину индекса изменения цен (тарифов), определяемого регулирующим органом с учётом устанавливаемых Правительством Российской

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		10

Федерации средних параметров ежегодного изменения оптовых цен на газ и прогнозного уровня инфляции.

Основные положения декларируют поэтапный переход от государственного регулирования оптовых цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке по магистральным газопроводам для независимых организаций к государственному регулированию единых для всех поставщиков газа тарифов на услуги по его транспортировке по магистральным газопроводам на территории Российской Федерации определяют содержание этапов данного перехода.

Цена на газ для конечного потребителя на границе раздела газораспределительных сетей и сетей конечного потребителя формируется из:

- оптовой цены на газ или оптовой цены на газ, определяемой по соглашению сторон с учётом установленных предельных уровней;
- тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям и специальных надбавок к тарифам;
- платы за снабженческо-сбытовые услуги (ПССУ).

2.6. Тариф на транспортировку газа по магистральным газопроводам и газораспределительным сетям

Тарифы на транспортировку газа по магистральным газопроводам устанавливаются ФАС России в соответствии с Методикой расчёта тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам» (утверждена Приказом ФСТ Российской Федерации от 15.12.2009 № 411-э/7).

Основой регулирования тарифов является затратный подход, базирующийся на раздельном учёте расходов по регулируемому виду деятельности в соответствии с нормативными актами в сфере бухгалтерского учёта. Расчёт тарифов предусматривает их установление на уровне, обеспечивающем субъекту регулирования получение планируемого объёма выручки от оказания услуг по регулируемому виду деятельности в размере, необходимом для:

- возмещения организациям, осуществляющим регулируемый вид деятельности, экономически обоснованных затрат, связанных с транспортировкой газа;
- получения обоснованной нормы прибыли на капитал, используемый в регулируемых видах деятельности (до разработки методики определения размера основных средств, иных материальных и финансовых активов, используемых в регулируемых видах деятельности, учитывается размер прибыли, необходимой для обеспечения указанных организаций средствами на обслуживание привлечённого капитала, развитие производства и финансирование других обоснованных расходов);
- удовлетворения платёжеспособного спроса на газ, достижения баланса экономических интересов покупателей и поставщиков газа;

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					11

- удовлетворения платёжеспособного спроса на газ, достижения баланса экономических интересов покупателей и поставщиков газа;
- учёта в структуре регулируемых тарифов всех налогов и иных обязательных платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Размер чистой прибыли по регулируемому виду деятельности, необходимый для покрытия согласованных расходов субъекта регулирования, определяется исходя из объёма:

- средств, необходимых для осуществления инвестиционной программы субъекта регулирования по регулируемому виду деятельности;
- средств, необходимых для погашения привлечённого для финансирования инвестиционной программы субъекта регулирования по регулируемому виду деятельности на долгосрочной основе заёмного капитала (основной суммы долга);
- источников финансирования инвестиций, рассчитываемых как сумма амортизационных отчислений по основным средствам, используемым в регулируемом виде деятельности, и вновь привлекаемых на долгосрочной основе заёмных средств;
- средств, необходимых для выплаты дивидендов в части, приходящейся на регулируемый вид деятельности, с учётом внутренних документов организации, определяющих принципы дивидендной политики;
- средств на создание резервного фонда в соответствии с действующим законодательством.

Тарифы устанавливаются в зависимости от структуры расходов субъекта регулирования и схемы транспортировки газа и могут быть одноставочные (в случае, если в системе магистральных газопроводов не осуществляется компримирование газа, либо доля расходов на электроэнергию и газ, используемый на технологические нужды субъекта регулирования при транспортировке газа, в структуре себестоимости транспортировки газа не превышает 1 %; одноставочные тарифы также могут устанавливаться для региональных систем газоснабжения) и двухставочные (для других случаев).

В целях привлечения в газовую отрасль средств инвесторов тарифы на услуги по транспортировке газа по новым распределительным газопроводам в рамках действующих или новых систем газоснабжения могут рассчитываться исходя из условий обеспечения согласованного с ФАС России срока окупаемости проекта и уровня доходности на вложенный капитал.

Тарифы на транспортировку газа по газораспределительным сетям устанавливаются ФАС в соответствии с Методикой расчёта тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам (утверждена Приказом ФСТ Российской Федерации от 15.12.2009 № 411-э/7). Основой регулирования тарифов является затратный подход, базирующийся на раздельном учёте расходов по регулируемому виду деятельности в соответствии с нормативными актами в сфере

				<i>Сидор</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		12

бухгалтерского учёта. Расчёт тарифов предусматривает их установление на уровне, обеспечивающем субъекту регулирования (ГРО) получение планируемого объёма выручки от оказания услуг по регулируемому виду деятельности в размере, необходимом для:

- возмещения экономически обоснованных расходов, связанных с транспортировкой газа;
- обеспечения получения обоснованной нормы прибыли на капитал, используемый в регулируемом виде деятельности (до разработки методики определения размера стоимости основных средств, иных материальных и финансовых активов, используемых в транспортировке газа, учитывается размер чистой прибыли в регулируемом виде деятельности, необходимый для покрытия согласованных расходов субъектов регулирования (ГРО));
- учёта в структуре тарифов всех налогов и иных обязательных платежей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Размер чистой прибыли по регулируемому виду деятельности, необходимый для покрытия согласованных расходов субъекта регулирования (ГРО), рассчитывается, исходя из суммы следующих показателей (до разработки методики определения размера стоимости основных средств, иных материальных и финансовых активов, используемых в регулируемом виде деятельности):

- средств, необходимых для обслуживания привлечённого заёмного капитала в части, относимой на регулируемый вид деятельности, для выплаты дивидендов с учётом внутренних документов организации, определяющих принципы дивидендной политики, согласованных с ФАС России;
- потребности в капитальных вложениях за исключением амортизационных отчислений и полученных целевых инвестиционных кредитов по регулируемому виду деятельности;
- средств на создание резервного фонда в части, относимой на регулируемый вид деятельности, в соответствии с действующим законодательством;
- средств, направляемых на погашение убытков прошлых лет, полученных по регулируемому виду деятельности.

Средний тариф ($T_{тр.ср.к.п.}$) на услуги по транспортировке природного газа в ГРО определяется в соответствии с Методикой расчёта тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам, исходя из доходов и расходов по регулируемому виду деятельности, налога на прибыль, необходимой суммы чистой прибыли, а также суммарного объёма транспортировки газа. На основе среднего тарифа, коэффициентов удельной сложности обслуживания системы газораспределения, установленных для различных групп конечных потребителей, а также прогнозируемых годовых объёмов потребления газа различными группами потребителей, формируется базовый тариф на транспортировку ($T_{тр.баз.}$) и

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					13

дифференцированные по группам конечных потребителей тарифы на транспортировку ($T_{тр.i.}$).

$$T_{тр.баз.} = \frac{T_{тр.ср.к.п.} \times V_{к.п.}}{\sum_{i=1}^m (V_i \times K_i)}, \text{ где}$$

V_i – объём поставки газа i -той группе конечных потребителей через газораспределительные сети данной ГРО;

m - количество групп конечных потребителей, для которых проводится дифференциация тарифа на транспортировку;

K_i - коэффициент удельной сложности обслуживания системы газораспределения, установленный для i -той группы конечных потребителей.

Дифференцированные по группам конечных потребителей тарифы на транспортировку ($T_{тр.i.}$) определяются как произведение базового тарифа ($T_{тр.баз.}$) на коэффициент удельной сложности обслуживания для соответствующей группы потребителей K_i .


Отнесение потребителей к определённой группе осуществляется в соответствии с годовыми объёмами потребления газа по единым для всей территории России правилам дифференциации, с 01.01.2009 и по настоящее время действует следующая дифференциация¹:

- 1-я группа (свыше 500 млн. м³.);
- 2-я группа (от 100 до 500 млн. м³ включительно);
- 3-я группа (от 10 до 100 млн. м³ включительно);
- 4-я группа (от 1 до 10 млн. м³ включительно);
- 5-я группа (от 0,1 до 1 млн. м³ включительно);
- 6-я группа (от 0,01 до 0,1 млн. м³ включительно);
- 7-я группа (до 0,01 млн. м³ включительно);
- 8-я группа (население).

Для потребителей, переходящих в группы с более низким годовым объёмом потребления, устанавливаются специальные тарифы.

Методические указания (утверждены Приказом ФСТ Российской Федерации от 15.12.2009 № 411-э/7) предусматривают в случае введения в эксплуатацию новых газораспределительных сетей при их технологической обособленности от действующей инфраструктуры возможность дифференцированного установления тарифов для действующей инфраструктуры и вводимых в эксплуатацию газораспределительных сетей, исходя из экономически обоснованного уровня. Тарифы на транспортировку по новым газораспределительным сетям могут

¹ Приказ ФСТ РФ от 15.12.2009 № 412-э/8 (ред. от 27.10.2011) «Об утверждении Методических указаний по регулированию размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа».

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					14

рассчитываться исходя из условий обеспечения согласованного с ФАС срока окупаемости инвестиционного проекта строительства газораспределительных сетей и уровня доходности на вложенный капитал, единых для всех субъектов регулирования. При этом после окончания срока окупаемости инвестиционного проекта расчёт тарифов производится в общем порядке.

Кроме того, Методические указания предусматривают возможность не учёта в тарифе на определённых условиях и срок экономии расходов по регулируемому виду деятельности в результате внедрения передовых методов организации труда, энерго- и ресурсосберегающих технологий, а также других мероприятий по сокращению расходов.

Несмотря на декларирование учёта в тарифе всех затрат, относимых на регулируемый вид деятельности, ФАС, как правило ограничивает рост тарифов, ориентируясь на темпы роста цен на газ и коммунальные услуги, заложенные в прогнозах социально-экономического развития Российской Федерации, которые разрабатывает Минэкономразвития России. В отдельных случаях определённые ограничения на рост тарифа могут инициироваться со стороны Администраций субъектов Федерации. В ряде случаев инициатива сдерживания роста тарифа может исходить и от ГРО, в частности, если существует угроза ухода крупных потребителей.

В любом случае сдерживание роста тарифов может приводить к несоответствию их уровней экономически обоснованному, что ведёт, в свою очередь, к ненадлежащему выполнению ГРО работ по эксплуатации сетей газораспределения, а также препятствует развитию системы газораспределения.

В силу малой доли тарифа в конечной цене, рост последней не пропорционален росту тарифа. Доля тарифа в конечной цене для различных групп потребителей в различных ГРО в большинстве случаев составляет от 3 до 35 %. Таким образом, увеличение тарифа, например, в 2 раза в среднем влечёт за собой увеличение конечной цены только в 1,03-1,12 раза, что значительно меньше. Таким образом, темпы роста тарифа могут превышать темпы роста оптовых цен без существенных негативных последствий для потребителей.

Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 3.05.2001 № 335 «О порядке установления специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа газораспределительными организациями для финансирования программ газификации» к тарифам ГРО на транспортировку газа по газораспределительным сетям, могут устанавливаться специальные надбавки, предназначенные для финансирования программ газификации жилищно-коммунального хозяйства субъектов Российской Федерации. Специальные надбавки определяются и утверждаются органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в соответствии с Методикой определения размера специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа газораспределительными организациями для финансирования программ газификации (утверждена Приказом ФСТ от 12.10.2011 № 245-э/1). Размер специальной надбавки может быть разным для разных групп потребителей, но не может превышать долю от тарифа на транспортировку газа для соответствующей группы конечных потребителей,

				<i>Смирнов</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		15

установленную данной Методикой. Средний размер специальной надбавки не может превышать 25 % от среднего тарифа на транспортировку газа для конечных потребителей. В настоящее время размер специальной надбавки к тарифам на транспортировку газа ООО «Газпром газораспределение Томск» потребителям Кемеровской области на для финансирования Программы газификации Кемеровской области на 2016 год составляет 34,4 руб./тыс. м³ газа (Постановление региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 18.12.2015 № 901).

Тарифы на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Томск» (таблица 2), действующие с 1 июля 2016 г. на территории Кемеровской области, установлены согласно Приказу ФСТ (от 15.05.2015 № 145-э/8 «Об утверждении тарифов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Томск» на территории Кемеровской, Новосибирской и Томской областей»).

Таблица 2

Тарифы на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям ООО «Газпром газораспределение Томск» на территории Кемеровской области

Тарифы на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (руб./1000 м ³) по группам потребителей с объёмом потребления газа (млн. м ³ /год)								Тариф на услуги по транспортировке газа в транзитном потоке (руб./1000 м ³)
свыше 500	от 100 до 500 включительно	от 10 до 100 включительно	от 1 до 10 включительно	от 0,1 до 1 включительно	от 0,01 до 0,1 включительно	до 0,01 включительно	население	
до 1 июля 2016 года								
110,16	112,96	300,5	436,91	515,33	724,45	941,42	542,78	1,43
с 1 июля 2016 года								
116,23	119,18	317,04	460,97	543,71	764,34	993,25	572,63	1,5
с 1 июля 2017 года								
120,41	123,47	328,45	477,55	563,26	791,83	1028,97	598,4	1,57

Исходя из перечня потребителей газа на 1 очередь (до 2020 года) и расчётный срок (до 2030 года), базовый тариф для расчётов на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям по существующим потребителям составил 146,1 руб./тыс. м³, на 1 очередь (до 2020 г.), без учёта индексации тарифа (около 3 % в год) – 163,03 руб./тыс. м³, на расчётный срок (до 2030 г.) – 186,9 руб./тыс. м³.

2.7. Плата за снабженческо-сбытовые услуги

Размер платы за снабженческо-сбытовые услуги (ПССУ) определяется в соответствии с Методическими указаниями по регулированию размера платы за снабженческо-сбытовые услуги, оказываемые конечным потребителям поставщиками газа (утверждены Приказом ФСТ от 15.12.2009 № 412-э/8) и устанавливается для каждого региона ежегодными приказами ФСТ России.

2.8. Цены и тарифы для потребителей газа Кемеровской области

Средняя розничная цена на газ для выбранной с учётом положений главы II «Методических указаний по регулированию розничных цен на газ, реализуемый населению» (Приказ ФСТ России от 27.10.2011 № 252-э/2) территории субъекта Российской Федерации рассчитывается по следующей формуле:

$$C_{\text{розн.}}^{\text{ср.}} = (C_{\text{опт.}} + PC^{\text{ср.}}) * K_{\text{НДС}} (1)$$

где:

$C_{\text{опт}}$ - оптовая цена на газ, определяемая на выходе из системы магистрального газопроводного транспорта;

$PC^{\text{ср}}$ - средняя региональная составляющая розничной цены на газ;

$K_{\text{НДС}}$ - ставка начисления налога на добавленную стоимость.

При расчёте розничных цен на газ оптовая цена на газ принимается:

- на уровне установленной для рассматриваемой территории регулируемой оптовой цены на газ (средней, если оптовые цены установлены без дифференциации по группам потребителей, или установленной для населения, если такая дифференциация проводится), в случае поставки на нужды населения газа, который подлежит государственному регулированию;
- на уровне сформировавшейся на выходе из системы магистрального газопроводного транспорта договорной цены на газ, в случае если на нужды населения поставляется газ, оптовые цены на который не подлежат государственному регулированию;
- на уровне средневзвешенной между регулируемыми и свободными от регулирования объёмами газа оптовой цены в случае одновременной реализации на рассматриваемой территории на нужды населения газа, оптовые цены на который как подлежат, так и не подлежат государственному регулированию.

В случае если газ, оптовые цены на который подлежат государственному регулированию, для потребителей, находящихся на данной территории, поступает, в том числе, от точек выхода из системы магистральных газопроводов, находящихся в другом ценовом поясе по сравнению с данной территорией, оптовая цена на газ

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		17

принимается на уровне средневзвешенной регулируемой оптовой цены исходя из объёмов газа, на который установлены различные регулируемые цены.

В случае если на рассматриваемой территории существуют различные договорные оптовые цены на газ, не подлежащие государственному регулированию, оптовая цена на газ принимается на уровне средневзвешенной между указанными договорными ценами.

Цена на газ для населения согласно Постановлению региональной энергетической комиссии Кемеровской области от 10.06.2016 № 75 «Об установлении розничной цены на газ природный, реализуемый населению Кемеровской области через газораспределительные сети ООО «Газпром газораспределение Томск» составляет 5,08 руб./м³.

Потребность в газе анализируемой территории, рекомендуемой к автономной газификации, на расчётный срок до 2030 г. составит 3797,7 млн. м³ в год, в том числе для индивидуально-бытовых потребителей – 141,041 млн. м³ в год. Из них перспектива на 2020 г. – 3524,9 млн. м³ в год, в т.ч. для индивидуально-бытовых потребителей 27,5 млн. м³ в год.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		18

3. Оценка экономической эффективности проекта газоснабжения и газификации в рамках разработки схемы газоснабжения города Новокузнецка

3.1. Основные принципы оценки

Расчётный период по оценке эффективности газификации в рамках разработки схемы газоснабжения города Новокузнецка определялся исходя из длительности строительства газопровода (3 года) и срока амортизации сетей (расчётный срок полезного использования для 8-й группы – 40 лет). Расчётный период составил 14 лет (с 2017 г. по 2030 г. включительно).

С целью выработки видения относительно величины ставки дисконтирования предлагается ориентироваться на Индикативную ставку предоставления рублёвых кредитов (депозитов) на московском рынке (MOSPRIME 6M), учитывая при этом премию за страновой, отраслевой и прочий риск. Данная ставка на 12.12.2016 г. составила 10,64 %. Таким образом, безрисковая ставка может быть принята равной 10,64.

Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов рекомендуют учитывать три типа риска:

- страновой риск;
- риск ненадёжности участников проекта;
- риск неполучения предусмотренных проектом доходов.

Страновой риск можно узнать из различных рейтингов, составляемых рейтинговыми агентствами и консалтинговыми фирмами. Он оценивается в баллах пофакторно.

Размер премии за риск, характеризующий ненадёжность участников проекта, согласно «Методическим рекомендациям по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая редакция)», утверждённым Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике № ВК 477 от 21.06.1999, не должен быть выше 5 %. В связи с высоким профессионализмом инициатора проекта, премия за этот риск принимается равной 1 %.

Поправка на риск неполучения предусмотренных проектом доходов, с учётом маркетинговой выбранной стратегии, относится к низкому уровню. Он оценивается в 2 %.

Расчёт ставки дисконтирования приведён в таблице 3.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		19

Модель кумулятивного построения (CCM)²

Размер безрисковой ставки	10,54%
Страновой риск	4%
Риск ненадёжности участников проекта	1%
Риск неполучения предусмотренных проектом доходов	2%
Доля собственного капитала	30%
Доля заёмного капитала	70%
Налог на прибыль	20%
Стоимость собственного капитала	17,64%
Стоимость заёмного капитала	16,00%
Итого ставка дисконтирования	14,25%

В качестве показателей эффективности проектов используется:

- Чистая приведённая стоимость (ЧДД, NPV) - сумма дисконтированных значений потока платежей, приведённых к сегодняшней стоимости;
- Внутренняя норма доходности (ВНД, IRR) - процентная ставка, при которой чистая приведённая стоимость (чистый дисконтированный доход, NPV) равна 0;
- Дисконтированный индекс доходности (DPI) - дисконтированный индекс доходности затрат при пошаговом инвестировании в проект;
- Период окупаемости (обычный и дисконтированный, PP, DPP) - период времени, необходимый для того, чтобы доходы, генерируемые инвестициями, покрыли затраты на инвестиции.

Для большинства проектов строительства газораспределительных сетей требуемый уровень доходности может быть обеспечен только при увеличении тарифа на услуги по транспортировке газа по сетям газораспределения. Поэтому эффективность строительства сетей газоснабжения определяется с учётом оценки «рекомендуемого базового тарифа».

3.2. Анализ денежного потока проекта

Денежный поток проекта строительства газораспределительных сетей на расчётном шаге t ($ДП_t$) состоит из потоков от отдельных видов деятельности:

- денежного потока от инвестиционной деятельности ($ДП_t^и$);
- денежного потока от операционной деятельности ($ДП_t^о$).

Предполагается, что финансовая деятельность при реализации проектов строительства газораспределительных сетей и газификации отсутствует, поэтому денежный поток от финансовой деятельности не рассматривается. Таким образом:

² Метод кумулятивного построения (от англ. CCM – Capital Cumulative method) - способ расчёта ставки капитализации или ставки дисконта, применяемый при оценке стоимости различных активов.

							МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата			20

$$ДП_t = ДП_t^u + ДП_t^o$$

Для денежного потока от инвестиционной деятельности к оттокам относятся капитальные вложения без НДС (K_t) и изменение чистого оборотного капитала (OK_t). Таким образом, денежный поток от инвестиционной деятельности ($ДП_t^u$), достигаемый на t -м шаге расчёта, определяется выражением:

$$ДП_t^u = -K_t - OK_t$$

Для денежного потока от операционной деятельности к притокам и оттокам относятся:

- к притокам – выручка от реализации природного газа без НДС;
- к оттокам – текущие расходы без НДС и налоги.

Денежный поток от операционной деятельности ($ДП_t^o$), достигаемый на t -м шаге расчёта, определяется как разность выручки и операционных затрат:

$$ДП_t^o = B_t - P_t - H_t$$

где:

B_t – выручка от реализации природного газа без НДС;

P_t – текущие расходы на эксплуатацию без НДС;

H_t – налоговые отчисления.

Амортизационные расходы является возвратным денежным потоком, учитываемым при расчёте налога на прибыль.

Выручка от вида деятельности (B^t) формируется как средние расчётные цены реализации газа потребителям, умноженные на объем поставок газа по проектируемому газопроводу:

$$B^t = Ц_{ср}^t \times (Q_{нас}^t + Q_{пром}^t)$$

где:

$Ц_{ср}^t$ – средняя оптовая цена газа потребителям t в году t ;

$Q_{нас}^t, Q_{пром}^t$ – объём поставок газа по проектируемому комплексу населению и промышленным предприятиям (в том числе коммунально-бытовым) в году t .

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		21

3.3. Текущие затраты комплекса

Текущие расходы на эксплуатацию сетей газоснабжения включают следующие статьи:

- материальные расходы;
- заработная плата;
- отчисления из заработной платы;
- амортизация;
- арендная плата;
- капитальный ремонт;
- диагностика;
- прочие расходы.

Амортизация основных средств, приобретённых до 01.01.2002, производится по единым нормам амортизационных отчислений, утверждённым Постановлением Совета Министров СССР от 29.10.1990 г. № 1072, а приобретённых начиная с 1 января 2002 г. - по нормам, исчисленным исходя из сроков полезного использования, установленных в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утверждённой постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1, а с 01.01.2013 – по нормам, исчисленным исходя из Классификатора основных фондов (для АО «ГГР Томск» - утверждён приказом ОАО «Газпром» от 10.11.2009 № 354). С 01.01.2014 - по нормам, исчисленным исходя из сроков полезного использования, установленных в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы, утверждённой постановлением Правительства Российской Федерации от 01.01.2002 № 1. В среднем, для газовых сетей с целью расчётов принимается линейная амортизация, 2,5 % в год.

В соответствии с исходными данными, представленными в отчётах по соответствующим разделам, в таблице 4 представлены структура укрупнённых затрат предприятий газораспределения.

Таблица 4

Затраты на транспортировку природного газа, млн. руб.

Наименование показателя	Единица измерения	Итого (уточнённые показатели на 2016 год)
Себестоимость оказания услуг	тыс. руб.	100%
Материальные расходы	тыс. руб.	6,66%
Заработная плата	тыс. руб.	33,60%
Отчисления из заработной платы	тыс. руб.	10,08%
Амортизация	тыс. руб.	8,59%
Арендная плата	тыс. руб.	31,28%

Капитальный ремонт	тыс. руб.	1,85%
Диагностика	тыс. руб.	0,05%
Прочие расходы	тыс. руб.	7,90%

Для расчётов принято увеличение операционных расходов на 5 % ежегодно на протяжении всего горизонта расчётов в соответствии с текущим индексом потребительских цен, предоставляемым Росстатом³.

3.4. Капитальные затраты

Потребность в инвестициях представляет собой сумму потребности в капитальных вложениях в строительство газопровода, а также потребности в оборотном капитале.

Расчёт потребности в оборотном капитале представляет собой разность между оборотными активами и оборотными пассивами.

Расчёты капитальных расходов произведены согласно Методическим рекомендациям по применению государственных сметных нормативов - укрупнённых нормативов цены строительства различных видов объектов капитального строительства непромышленного назначения и инженерной инфраструктуры (далее - Рекомендации).

Согласно формуле, приведённой в п. 9 данных Рекомендаций, исходные данные для расчётов формировались следующим образом:

- НЦС - показатели государственного сметного норматива - укрупнённого норматива цены строительства по конкретному объекту для базового района (Московская область) **в уровне цен на 01.01.2001 (кроме Государственных укрупнённых нормативов цены строительства (Часть 15. Сети газоснабжения), которые в уровне цен 2014 г.) с учётом коэффициента индекса потребительских цен на III квартал 2016 года, предоставляемых Росстатом (в расчётах – на момент их осуществления, ноябрь 2016 г.):**
 - «Справочник базовых цен на инженерные изыскания для строительства. Инженерно-геодезические изыскания» (**утверждён и введён в действие постановлением Госстроя России № 213 от 23 декабря 2003 года**);
 - «Справочник базовых цен на инженерные изыскания для строительства. Инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания» (**разработан Производственным и научно-**

³ Индекс потребительских цен: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19571/9de4438cfbbfd843f9d3227abcf799399f7c6460.

				<i>Сели</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		23

исследовательским институтом по инженерным изысканиям в строительстве (ОАО «ПНИИИС»);

- «Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве «Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений» (утверждён и введён в действие приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 27 февраля 2015 г. № 140/пр);
 - «Справочник базовых цен на проектные работы в строительстве «Территориальное планирование и планировка территорий» (утверждённого Приказом Минрегиона России от 28.05.2010 № 260);
 - «Положение об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий», утверждённого Постановлением Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 (в ред. Постановлений Правительства РФ от 07.12.2015 № 1333);
 - Государственные укрупнённые нормативы цены строительства (Часть 15. Сети газоснабжения), утверждённых приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.08.2014 № 506/пр.
- N - общее количество используемых показателей государственного сметного норматива - укрупнённого норматива цены строительства по конкретному объекту для базового района (Московская область) в уровне цен с учётом коэффициента индекса потребительских цен на III квартал 2016 года:
- количество проб (воды, почвы, зондирование, электроразведка, коррозионная активность и т.п.);
 - количество скважин;
 - количество переходов через водные объекты;
 - количество переходов через авто- и железные дороги и т.п.;
- M - мощность планируемого к строительству объекта (общая площадь, количество мест, протяжённость и т.д.):
- протяжённость участков газопровода;
 - площадь участков линейного объекта и т.п.
- $I_{пр}$ - прогнозный индекс, определяемый в соответствии с пунктом 10 настоящих Методических рекомендаций на основании индексов цен производителей по видам экономической деятельности по строке

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					24

"Капитальные вложения (инвестиции)", используемых для прогноза социально-экономического развития Российской Федерации не использовался в связи с тем, что проектом предполагается осуществление закупок по фиксированной цене (предполагаемые условия тендера);

- $K_{тр}$ - согласно Приказу Минстроя России от 28 августа 2014 г. № 506/пр, для Кемеровской области региональный коэффициент для строительства газовых сетей составляет 1,01 к базовой стоимости для Московской области;
- $K_{рег}$ - согласно Приложению № 1 к Методическим рекомендациям, утверждённым Приказом Министерства регионального развития Российской Федерации от 4 октября 2011 г. № 481, региональный коэффициент климатических условий осуществления строительства в Кемеровской области составляет 1,09;
- K_c - коэффициент, характеризующий удорожание стоимости строительства в сейсмических районах Российской Федерации – уровень сейсмичности в Кемеровской области принят равным 5-6 баллам, коэффициент согласно Приложению 3 Рекомендаций – 1,0;
- $K_{зон}$ - коэффициент зонирования, согласно постановлению Коллегии администрации Кемеровской области от 2.07.2013 № 274 «Об утверждении зональных коэффициентов изменения стоимости строительства», коэффициент зональности равен 1,0;
- Z_p - дополнительные затраты, учитываемые по отдельному расчёту, не предусматривались;
- НДС – расчёты произведены без НДС.

Сумму инвестиций составляют следующие статьи необходимых расходов:

- проектно-изыскательские работы, включая подготовку проекта планировки и проекта межевания, а также проведение государственной экспертизы этих работ (ПИР с ПП и ПМ, ГЭ ИИ и ГЭ ПСД);
- расходы на приобретение материалов и оборудования;
- СМР на комплексе;
- непредвиденные расходы (для расчёта используется 10 % от суммы инвестиций).

Базовые условия проведения работ: застроенность территории, рельеф относительно спокойный, площадка с абсолютными отметками 190-320 метров над уровнем моря. Новокузнецкий муниципальный район, как и его административный центр — город Новокузнецк, характеризуются резко континентальным климатом со значительными годовыми и суточными колебаниями температур.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		25

Среднегодовая температура воздуха составляет +2,1 °С. В среднем насчитывается 280 солнечных дней в году. Средняя продолжительность безморозного периода — 123 дня. Город расположен в зоне достаточного увлажнения: в среднем выпадает около 600 мм осадков в год, причём около 450 мм приходится на тёплый период.

Продолжительность снежного покрова около 160 дней. Средняя глубина промерзания почвы на территории города составляет около 190 см. Среднесуточная температура воздуха опускается ниже ноля в среднем 27 октября, на два дня позже, чем в Кемерово. Последний зимний день приходится на 6 апреля — на три дня раньше, чем в столице Кузбасса, то есть зима длится 163 дня. Лето достаточно влажное и тёплое, но короткое - на 10 дней короче календарного. Средняя продолжительность климатического лета (с периодом среднесуточных температур выше +15 °С) составляет 82 дня. Начинается лето в среднем в тот же день, что и в северной столице области - 4 июня, последний день летнего периода приходится на 24 августа. Преобладающее направление ветров южное и юго-западное. Среднегодовая скорость ветров - 2,3 м/сек. В то же время повторяемость штилевой погоды составляет 25 %.

Сейсмичность г. Новокузнецка составляет, при степени сейсмической опасности А (10 %) – 7 баллов, В (5 %) – 7 баллов, С (1 %) – 8 баллов.

Подземные воды четвертичных отложений по отношению к бетонам, железобетонным конструкциям неагрессивны, к металлическим конструкциям - слабоагрессивные. В пределах трассы поймы рек, тальвеги логов являются подтопляемыми и в паводковые периоды года возможно их затопление. Высокое положение грунтовых вод будет способствовать развития процессов морозного пучения.

На основе детального расчёта протяжённости и диаметров перспективных газопроводов по территории города и района с учётом выполненных гидравлических расчётов и анализа существующих и перспективных нагрузок, подготовлена таблица расчётов укрупнённых сумм расходов на проведение проектно-изыскательских работ (ПИР), разработку проекта планировки с проектом межевания территории (ПП и ПМ) для линейного объекта, государственной экспертизы ИИ и ПСД, а так же строительно-монтажных работ (СМР) по строительству газопровода общей протяжённостью:

- Первая очередь (до 2020 г.) – 107,80 км., из которых 2,65 км. находятся в стадии разработки ПСД и строительства, а 105,15 км. требуют инвестиций, разработки ПСД и строительства.
- Расчётный срок (до 2030 г.) – 245,57 км.

Данные работы включают в себя:

1. Инженерно-геодезические работы.

Основу расчётов данных работ составляет «Справочник базовых цен на инженерные изыскания для строительства. Инженерно-геодезические изыскания» (далее – «СБЦ Геодезия», утверждён и введён в действие постановлением Госстроя России № 213 от 23 декабря 2003 года). Базовые цены Справочника рассчитаны в уровне сметно-нормативной базы на 01.01.2001 и

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					26

переведены в цены III квартала 2016 года (ноябрь) с использованием коэффициентов индекса потребительских цен, предоставляемых Росстатом.⁴

Общая сметная стоимость корректировалась на коэффициент 1,15 в связи с наличием районного коэффициента к заработной плате (1,3), согласно данным таблицы 3 «СБЦ Геодезия».

Для расчёта принята категория сложности производства работ – II (Глава 1 «СБЦ Геодезия»). Инженерно-геодезические изыскания трасс линейных сооружений (укрупнённо) включили в себя полевые и камеральные работы и учитывают расходы на выполнение следующих работ в соответствии с п. 7 и таблицей 14 в подразделе «Инженерно-геодезические изыскания трасс линейных сооружений» Главы 3 «СБЦ Геодезия»: составление программы изысканий; анализ имеющихся картографических материалов и данных по подземным и надземным сетям коммуникаций; камеральное трассирование вариантов трассы; рекогносцировочное обследование на местности намеченных вариантов трассы (включая места их вводов и выходов); топографическая съёмка с масштабе 1:500 в полосе шириной до 50 м; окончательные изыскания выбранного варианта с уточнением на планах и в натуре направления прохождения трассы; трассирование оси подземного сооружения с закреплением временными знаками углов поворота, мест пересечений и створных точек; линейная привязка точек трассы к постоянным предметам ситуации; разбивка пикетажа через 20 м; нивелирование по пикетажу; съёмка участков пересечений в масштабе 1:500; вычисление координат, высот и пикетных значений всех закреплённых точек трассы с составлением каталога; составление плана, продольного профиля трассы и профилей пересечений; подготовка и выпуск отчётных материалов.

2. Инженерно-геологические и инженерно-экологические работы.

Основу расчётов данных работ составляет «Справочник базовых цен на инженерные изыскания для строительства. Инженерно-геологические и инженерно-экологические изыскания» (далее – «СБЦ Геология и Экология»), разработан Производственным и научно-исследовательским институтом по инженерным изысканиям в строительстве (ОАО «ПНИИС»). Базовые цены Справочника рассчитаны в уровне сметно-нормативной базы на 01.01.2001 и переведены в цены III квартала 2016 года (ноябрь) с использованием коэффициентов индекса потребительских цен, предоставляемых Росстатом.

Общая сметная стоимость корректировалась на коэффициент 1,15 в связи с наличием районного коэффициента к заработной плате (1,3), согласно данным таблицы 3 «СБЦ Геология и Экология». Категория сложности инженерно-геологических условий – II (согласно таблицы 7 в п. 2 Части I «СБЦ Геология и Экология»).

В стоимость работ, учитываемых при расчётах, входили (указано в ценах 2001 г., согласно «СБЦ Геология и Экология»):

⁴ Источник: www.consultant.ru.

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					27

- а) Рекогносцировочное (маршрутное) обследование и маршрутные наблюдения:
- Инженерно-геологическая, инженерно-гидрогеологическая рекогносцировка при хорошей проходимости (**308 руб./км согласно таблице 9, п. 3, Главы 1, Части I «СБЦ Геология и Экология»**);
 - Рекогносцировочное почвенное обследование при проходимости: хорошей (**116 руб./км согласно таблице 9, п. 3, Главы 1, Части I «СБЦ Геология и Экология»**);
 - Наблюдения при передвижении по маршруту для составления соответствующей карты: инженерно-геологической и инженерно-экологической в масштабе 1:50 000 (**198 руб./км согласно таблице 10, п. 2, Главы 2, Части I «СБЦ Геология и Экология»**);
 - Описание точек наблюдений для составления инженерно-геологической карты (**135 руб./точка согласно таблице 11, п. 2, Главы 2, Части I «СБЦ Геология и Экология», частота точек – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
 - Описание точек наблюдений для составления инженерно-экологической карты (**155 руб./точка согласно таблице 11, п. 2, Главы 2, Части I «СБЦ Геология и Экология», частота точек – по количеству скважин, через 200 м маршрута**).
- б) Буровые работы:
- Категория горных пород по буримости – IV (п. 2 Главы 6 «СБЦ Геология и Экология»);
 - Коэффициент при расстоянии между скважинами от 300 до 500 м – 1,15 (согласно п. 9 части II «СБЦ Геология и Экология»);
 - Бурение скважин диаметром до 160 мм посредством самоходной буровой установки (**154 руб./м** **таблица 20, п. 7, Глава 6 «СБЦ Геология и Экология»**);
 - Глубина скважины до 5 м (меньше минимальной глубины, указанной в **таблице 20, п. 7, Глава 6 «СБЦ Геология и Экология»**);
 - Количество скважин (принято через 200 м, согласно таблицы 8.3 п 8.12 СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ»):
 - первая очередь (до 2020 г.) - 525 шт.;
 - расчётный срок (до 2030 г.) – 1227 шт.
- в) Полевые исследования грунтов и отбор проб:
- Статическое зондирование грунтов (**1765 руб./точка согласно таблице 47 п. 6, Глава 15 Части V «СБЦ Геология и Экология»**);
 - Коэффициент при расстоянии 50 и более метров между точками зондирования – 1,1 (п. 6 Главы 15 части V «СБЦ Геология и Экология»);

				<i>Селин</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		28

- Отбор монолитов связных и несвязных грунтов для лабораторных исследований (**309 руб./монолит согласно таблице 60 п. 2, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Количество водных переходов (**исходные данные по проектам**):
 - первая очередь (до 2020 г.) - 18 шт.;
 - расчётный срок (до 2030 г.) – 24 шт.
- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость воды по химическим показателям с глубины более 0,5 м (**на переходах маршрута через водные объекты, 103 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству водных переходов**);
- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость по химическим показателям с поверхности воды (**на переходах маршрута через водные объекты, 62 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – 2 пробы на переход вверх и вниз по течению**);
- Измерение потока радона на участке линейного объекта (**краткосрочное (до 1 суток), 7144 руб./проба согласно таблице 140 п. 3, Глава 33 Части IX «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость по химическим показателям донных отложений из поверхностного слоя (**на переходах маршрута через водные объекты, 83 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству водных переходов**);
- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость по химическим показателям почво-грунтов (**94 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**).

г) Геофизические работы:

- Коэффициент при расстоянии 50 и более метров между точками зондирования – 1,1 (**п. 4 Части VI «СБЦ Геология и Экология»**);
- Количество точек для электроразведки (**через 50 м, согласно таблице 78**):
 - первая очередь (до 2020 г.) – 2103 шт.;
 - расчётный срок (до 2030 г.) – 4911 шт.
- Электроразведка методом естественного электрического поля с поверхности земли, расстояние между точками 50 м (**57 руб./точка согласно таблице 78 п. 4, Глава 18 Части VI «СБЦ Геология и Экология»**);

				<i>Селин</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		29

- Электроразведка методом естественного электрического поля в водоёмах, расстояние между точками наблюдений до 5 м (на переходах маршрута через водные объекты, **50 руб./точка согласно таблице 79 п. 4, Глава 18 Части VI «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству водных переходов**);
- Количество проб по коррозионной активности (через 200 метров):
 - первая очередь (до 2020 г.) - 525 шт.;
 - расчётный срок (до 2030 г.) – 1227 шт.
- Коррозионная активность грунтов к стали (**246 руб./проба согласно таблице 118 п. 8, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Коррозионная активность грунтов и грунтовых вод по отношению к бетону (**343 руб./проба согласно таблице 118 п. 8, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Коррозионная активность грунтовых и других вод по отношению к стали (**158 руб./проба согласно таблице 118 п. 8, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Показатели сжимаемости и сопутствующие определения при компрессионных испытаниях (**1459 руб./проба согласно таблице 105 п. 5, Глава 25 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Определение основных 25 химических элементов без пробоподготовки методом спектрального анализа (**1072 руб./проба согласно таблице 114 п. 4, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**).

д) Камеральные работы:

- Изучение и систематизация материалов изысканий прошлых лет (**53 руб./точка согласно таблице 124 п. 4, Глава 29 Части VIII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута**);
- Составление программы производства работ при общей площади линейного объекта (ширина полосы для расчёта - 10 м, от **4350 руб. до 13000 руб./1 программа, согласно таблице 127 п. 9, Глава 29 Части VIII «СБЦ Геология и Экология, зависит от площади**):
 - первая очередь (до 2020 г.) - 1,0516 км²;
 - расчётный срок (до 2030 г.) – 2,4557 км².
- Камеральная обработка материалов буровых работ (**116 руб./м выработки согласно таблице 128 п. 2, Глава 30 Части VIII «СБЦ Геология и Экология», частота – по количеству скважин, через 200 м маршрута, глубина скважины принята 5 м**);

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					30

- Камеральная обработка полевого испытания грунтов статическим зондированием (380 руб./м выработки согласно таблице 129 п. 4, Глава 30 Части VIII «СБЦ Геология и Экология», частота – по количеству скважин, через 200 м маршрута, глубина скважины принята 5 м);
- Составление инженерно-геологической карты в масштабе 1:50 000 (161 руб./км² площади линейного объекта согласно таблице 133 п. 13, Глава 30 Части VIII «СБЦ Геология и Экология»);
- Камеральная обработка измерений потока радона на участке (20 точек, 2151 руб. согласно таблице 140 п. 3, Глава 33 Части IX «СБЦ Геология и Экология»);
- Гамма-спектрометрия лабораторно проб грунта (20 точек, 1974 руб. согласно таблице 140 п. 3, Глава 33 Части IX «СБЦ Геология и Экология»);
- Коэффициент на застроенную территорию – 1,45 (согласно п. 14, Главы 30, Части VIII «СБЦ Геология и Экология»);
- Коэффициент по трассе линейного сооружения – 1,2 (согласно п. 14, Главы 30, Части VIII «СБЦ Геология и Экология»);
- Составление технического отчёта (заключения) о результатах выполненных работ, % от общей суммы камеральных работ (согласно таблице 136, п. 2 Главы 31 Части VIII «СБЦ Геология и Экология»):
 - первая очередь (до 2020 г.) – 34 %;
 - расчётный срок (до 2030 г.) – 34 %.

3. Проектно-сметные работы (стадии ПД и РД).

Основу расчётов данных работ составляет справочник базовых цен на проектные работы в строительстве «Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений» (далее – «СБЦ Проект»), утверждён и введён в действие приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 27 февраля 2015 г. № 140/пр). Базовые цены Справочника рассчитаны в уровне сметно-нормативной базы на 01.01.2001 (без НДС) и переведены в цены III квартала 2016 года (ноябрь) с использованием коэффициентов индекса потребительских цен, предоставляемых Росстатом.

Базовая цена проектирования газопроводов диаметром более 500 мм определяется с ценообразующим коэффициентом 1,2, диаметром менее 100 мм - с коэффициентом 0,9 (согласно п. 2.2.13 главы 2.2 «СБЦ Проект»).

При проектировании объектов в городах с населением от 500 тысяч человек до 1 млн. к ценам применяется ценообразующий коэффициент 1,1 (согласно п. 2.2.19, Глава 2.2, Часть 2 «СБЦ Проект»).

				<i>Селин</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		31

4. Разработка проекта планировки с проектом межевания территории (ПП и ПМ) для линейного объекта.

Расчёт стоимости разработки проекта планировки с проектом межевания территории осуществлён на основании справочника базовых цен на проектные работы в строительстве «Территориальное планирование и планировка территорий» (далее – «СБЦП Терпланирование»), утверждённого Приказом Минрегиона России от 28.05.2010 № 260. Уровень цен, содержащихся в таблицах Справочника, установлен по состоянию на 01.01.2001, без учёта налога на добавленную стоимость и скорректирован до уровня III квартала 2016 года (ноябрь) с использованием коэффициентов индекса потребительских цен, предоставляемых Росстатом.

Базовые цены разработки градостроительной документации определяются по формулам (пп. 1-2, п. 2 «СБЦП Терпланирование»):

$$C = (a + bx) \times K_i$$

где

C - базовая цена градостроительной документации в текущих ценах;

«а» и «b» - постоянные величины для определённого интервала натурального показателя;

x - натуральный показатель;

K_i - коэффициент, отражающий инфляционные процессы на момент определения базовой цены разработки градостроительной документации.

При этом, в соответствии с разъяснением, приведённым в письме Минрегиона России от 20.07.2011 № 19268-АП/08, ценовые показатели проектов планировки территорий, указанные в таблице № 3 Справочника разработаны с учётом требований Градостроительного кодекса и СНиП 11-04-2003 и учитывают трудоёмкость работ по разработке в полном объёме проектов планировки (30 % общей стоимости), проектов межевания территорий (40 % общей стоимости) и градостроительного плана земельных участков (30 % общей стоимости).

В связи с проектированием комплекса объектов, в расчёте учитывается базовая цена с применением ценообразующего коэффициента зависимости от площади отведённого участка и степени застройки - 0,15 (общая территория более 10 га с площадью застройки до 30 %, согласно «Справочнику базовых цен на проектные работы для строительства. «Объекты жилищно-гражданского строительства», утверждённого Приказом Минрегиона России от 28.05.2010 № 260).

5. Государственная экспертиза ИИ и ПСД.

Расчёт стоимости проведения государственной экспертизы проекта строительства газопровода осуществлён на основании «Положения об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий», утверждённого Постановлением

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					32

Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145 (в ред. Постановлений Правительства РФ от 07.12.2015 № 1333).

Предметом государственной экспертизы проектной документации является оценка её соответствия требованиям технических регламентов, в том числе санитарно-эпидемиологическим, экологическим требованиям, требованиям государственной охраны объектов культурного наследия, требованиям пожарной, промышленной, ядерной, радиационной и иной безопасности, а также результатам инженерных изысканий. Предметом государственной экспертизы результатов инженерных изысканий является оценка их соответствия требованиям технических регламентов.

Государственной экспертизе подлежат все разделы проектной документации и результаты инженерных изысканий, которые в соответствии с законодательством Российской Федерации представляются для проведения государственной экспертизы.

Срок проведения государственной экспертизы не должен превышать 60 дней.

Размер платы за проведение государственной экспертизы проектной документации объектов капитального строительства или результатов инженерных изысканий, выполненных в данном документе, определяется как сумма произведений:

- 1. Стоимости изготовления проектной документации, представленной на государственную экспертизу, рассчитанная в ценах 2001 года на основании документов в области сметного нормирования и ценообразования, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на процент суммарной стоимости проектных и изыскательских работ, представленных на государственную экспертизу, согласно приложению к Постановлению Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145;**
- 2. Стоимости изготовления материалов инженерных изысканий, представленных на государственную экспертизу, рассчитанная в ценах 2001 года на основании документов в области сметного нормирования и ценообразования, рекомендованных Министерством строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации на процент суммарной стоимости проектных и изыскательских работ, представленных на государственную экспертизу, согласно приложению к Постановлению Правительства Российской Федерации от 05.03.2007 № 145.**

Данные произведения скорректированы на коэффициент, отражающий инфляционные процессы по сравнению с 1 января 2001 г., который определяется как произведение публикуемых Федеральной службой государственной статистики индексов потребительских цен для каждого месяца года, следующего за 2000 годом, до 2016 года (по III квартал 2016 г. [ноябрь] включительно).

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					33

7. Строительно-монтажные работы (СМР).

Расчёт стоимости проведения СМР газопровода осуществлён на основании Государственных укрупнённых нормативов цены строительства (Часть 15. Сети газоснабжения), утверждённых приказом Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 28.08.2014 № 506/пр (далее «НЦС Газоснабжение»). «НЦС Газоснабжение» рассчитаны в ценах на 2014 год и переведены в цены III квартала 2016 года (ноябрь) с использованием коэффициентов индекса потребительских цен.

Укрупнённые нормативы представляют собой объём денежных средств необходимый и достаточный для строительства 1 километра наружных сетей газоснабжения из стальных и полиэтиленовых труб соответствующего диаметра.

В случае отсутствия в «НЦС Газоснабжение» данных по заложенным в смете диаметрам труб, для расчётов использовалась средняя стоимость предыдущего и последующего за необходимым диаметром размера (для полиэтиленовых труб согласно таблице 15-02-003 Раздела 2 «НЦС Газоснабжение», для стальных изолированных труб согласно таблице 15-01-001 Раздела 1 «НЦС Газоснабжение»).

В расчётах учитывались данные при глубине заложения трубы – 2 м. Способ производства земляных работ - в застроенной части города вывоз разработанного грунта, с погрузкой и привозом для обратной засыпки на расстояние 1 км (согласно п. 16 Общих указаний «НЦС Газоснабжение»).

При прокладке сетей в стеснённых условиях застроенной части города к показателям применяется коэффициент – 1,06 (согласно п. 12 Общих указаний «НЦС Газоснабжение»).

Текущие цены на трубу полиэтиленовую для газопроводов (ГОСТ Р 50838-95) и трубу стальную электросварную прямошовную (ГОСТ 20295-85) взяты из действующих прайсов компаний-поставщиков. Расчёт веса погонного метра для стальной трубы произведён на основании справочных таблиц веса металла (трубы стальные электросварные).

В результате проведённых расчётов, стоимость работ по вариантам проекта составила:

Первая очередь (до 2020 г.)

Общая стоимость – 858,616 млн. руб. без НДС, в том числе:

- инженерно-изыскательские работы (ИИР):
 - инженерно-геологические и инженерно-экологические – 37,953 млн. руб.;
 - инженерно-геодезические – 13,207 млн. руб.;
- разработка проектно-сметной документации (ПСД) – 84,342 млн. руб.;
- разработка проекта планировки с проектом межевания территории (ПП и ПМ) – 12,471 млн. руб.;
- проведение государственной экспертизы:

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					34

- инженерно-геологических и инженерно-экологических изысканий – 15,082 млн. руб.;
- ПСД – 17,078 млн. руб.;
- строительно-монтажные работы (СМР) – 678,483 млн. руб.

Удельные расходы на строительство 1 км газопровода составят 8,166 млн. руб., в том числе:

- ПИР – 1,713 млн. руб.;
- СМР – 6,453 млн. руб.;

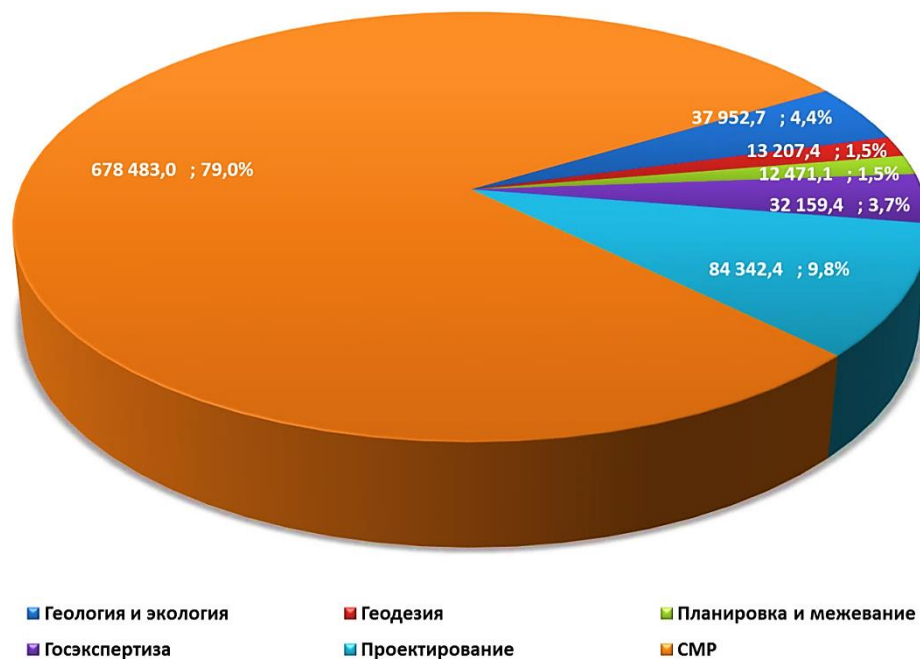


Рисунок 1. Структура затрат на производство работ по проектированию и строительству газопровода (Первая очередь, до 2020 г.)

Расчётный срок (до 2030 года)

Общая стоимость – 1736,789 млн. руб. без НДС, в том числе:

- инженерно-изыскательские работы (ИИР):
 - инженерно-геологические и инженерно-экологические – 87,184 млн. руб.;
 - инженерно-геодезические – 30,434 млн. руб.;
- разработка проектно-сметной документации (ПСД) – 180,764 млн. руб.;
- разработка проекта планировки с проектом межевания территории (ПП и ПМ) – 30,237 млн. руб.;
- проведение государственной экспертизы:

- инженерно-геологических и инженерно-экологических изысканий – 37,852 млн. руб.;
- ПСД – 42,308 млн. руб.;
- строительно-монтажные работы (СМР) – 1328,010 млн. руб.;

Удельные расходы на строительство 1 км газопровода составят 7,072 млн. руб., в том числе:

- ПИР – 1,665 млн. руб.;
- СМР – 5,408 млн. руб.

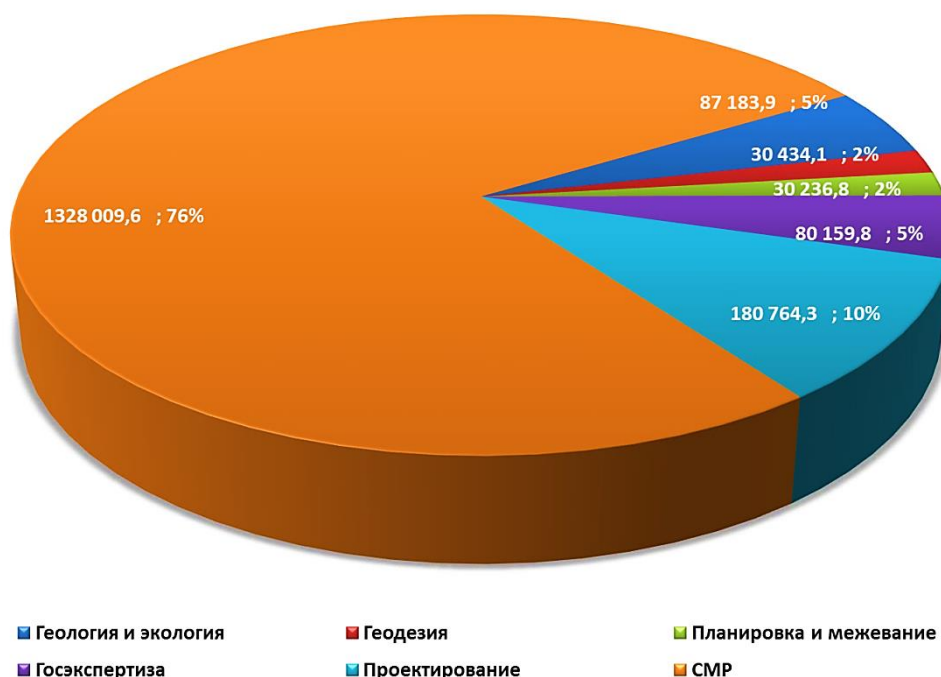


Рисунок 2. Структура затрат на производство работ по проектированию и строительству газопровода (до 2030 года)

Пример расчёта стоимости

Участок «1002-10» (первая очередь, до 2020 г., ГГРП-2, газопроводы II категории, Р до 0,6 Мпа) протяжённостью 2020 метров, новое строительство, диаметр трубы 180 мм со стенкой 16,4 мм. Запорная арматура – 2 ед. диаметр 150 мм. Материал трубы – полиэтилен марки ПЭ-100.

1. Стоимость инженерных изысканий (геодезия), тыс. руб.

В таблице 14 «СБЦ Геодезия» в ценах 2001 года:

- Изыскания подземных инженерных сетей на застроенных территориях (в поле) = 14238 руб./км;
- Изыскания подземных инженерных сетей на застроенных территориях (камеральные) = 8697 руб./км;

В таблице 3 «СБЦ Геодезия»:

- Коэффициент к итогу сметной стоимости изысканий = 1,15, так как Коэффициент к заработной плате в Кемеровской области (г. Новокузнецк) для расчётов принят = 1,3.

Коэффициент перевода в цены III квартала 2016 года с учётом региональных особенностей (1,09), зональных (1,0), сейсмических (1,0) и коэффициента перевода от базовых цен Московской области при строительстве сетей газоснабжения (1,01) = 4,7622.

Расчёт:

$$((14238 \text{ руб./км} + 8697 \text{ руб./км}) / 1000 \times (2020 \text{ метров} / 1000)) \times 1,15 \times 4,7622 = 253,7 \text{ тыс. рублей.}$$

2. Стоимость инженерных изысканий (геология, экология), тыс. руб.

В таблице 9 «СБЦ Геодезия» в ценах 2001 года:

- Инженерно-геологическая, инженерно-гидрогеологическая рекогносцировка при хорошей проходимости = 308 руб./км;
- Рекогносцировочное почвенное обследование при проходимости: хорошей = 116 руб./км;

В таблице 10 «СБЦ Геодезия» в ценах 2001 года:

- Наблюдения при передвижении по маршруту для составления соответствующей карты: инженерно-геологической, инженерно-гидрогеологической, инженерно-геокриологической, инженерно-экологической, почвенной, геоботанической в масштабе 1:50000 = 198 руб./км;

В таблице 3 «СБЦ Геодезия»:

- Коэффициент к итогу сметной стоимости изысканий = 1,15, так как Коэффициент к заработной плате в Кемеровской области (г. Новокузнецк) для расчётов принят = 1,3.

Коэффициент перевода в цены III квартала 2016 года с учётом региональных особенностей (1,09), зональных (1,0), сейсмических (1,0) и коэффициента перевода от базовых цен Московской области при строительстве сетей газоснабжения (1,01) = 4,7622.

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					37

- Общие расходы (кроме линейных на км маршрута) = 6 865 тыс. руб. (расчётная величина:
 - Бурение скважин диаметром до 160 мм посредством самоходной буровой установки (154 руб./м таблица 20, п. 7, Глава 6 «СБЦ Геология и Экология»);
 - Глубина скважины до 5 м (меньше минимальной глубины, указанной в таблице 20, п. 7, Глава 6 «СБЦ Геология и Экология»);
 - Количество скважин – 525 ед. (принято через 200 м, согласно таблицы 8.3 п 8.12 СП 11-105-97 «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть I. Общие правила производства работ»);
- Коэффициент при расстоянии между скважинами от 300 до 500 м – 1,15 (согласно п. 9 части II «СБЦ Геология и Экология»);
- Описание точек наблюдений для составления инженерно-геологической карты (135 руб./точка согласно таблице 11, п. 2, Главы 2, Части I «СБЦ Геология и Экология», частота точек – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Описание точек наблюдений для составления инженерно-экологической карты (155 руб./точка согласно таблице 11, п. 2, Главы 2, Части I «СБЦ Геология и Экология», частота точек – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Статическое зондирование грунтов (1765 руб./точка согласно таблице 47 п. 6, Глава 15 Части V «СБЦ Геология и Экология»);
- Коэффициент при расстоянии 50 и более метров между точками зондирования – 1,1 (п. 6 Главы 15 части V «СБЦ Геология и Экология»);
- Отбор монолитов связанных и несвязанных грунтов для лабораторных исследований (309 руб./монолит согласно таблице 60 п. 2, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость воды по химическим показателям с глубины более 0,5 м (на переходах маршрута через водные объекты, 103 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству водных переходов);
- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость по химическим показателям с поверхности воды (на переходах маршрута через водные объекты, 62 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – 2 пробы на переход вверх и вниз по течению);

				<i>Селин</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		38

- Отбор точечных проб для анализа на загрязнённость по химическим показателям почво-грунтов (94 руб./проба согласно таблице 63 п. 5, Глава 16 Части V «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Количество водных переходов – 4 ед.;
- Измерение потока радона на участке линейного объекта (краткосрочное (до 1 суток), 7144 руб./проба согласно таблице 140 п. 3, Глава 33 Части IX «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Электроразведка методом естественного электрического поля с поверхности земли, расстояние между точками 50 м (57 руб./точка согласно таблице 78 п. 4, Глава 18 Части VI «СБЦ Геология и Экология»). Количество точек – 2103 ед.;
- Электроразведка методом естественного электрического поля в водоёмах, расстояние между точками наблюдений до 5 м (на переходах маршрута через водные объекты, 50 руб./точка согласно таблице 79 п. 4, Глава 18 Части VI «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству водных переходов);
- Коррозионная активность грунтов к стали (246 руб./проба согласно таблице 118 п. 8, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Коррозионная активность грунтов и грунтовых вод по отношению к бетону (343 руб./проба согласно таблице 118 п. 8, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Коррозионная активность грунтовых и других вод по отношению к стали (158 руб./проба согласно таблице 118 п. 8, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Показатели сжимаемости и сопутствующие определения при компрессионных испытаниях (1459 руб./проба согласно таблице 105 п. 5, Глава 25 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута);
- Определение основных 25 химических элементов без пробоподготовки методом спектрального анализа (1072 руб./проба согласно таблице 114 п. 4, Глава 26 Части VII «СБЦ Геология и Экология», частота проб – по количеству скважин, через 200 м маршрута).

- Составление технического отчёта (заключения) о результатах выполненных работ, 34 % от общей суммы камеральных работ (согласно таблице 136, п. 2 Главы 31 Части VIII «СБЦ Геология и Экология»).

Расчёт общих расходов:

$$(154 \text{ руб./м} \times 5 \text{ метров} \times 525 \text{ скважин} / 1000 \times 1,15) + ((135 \text{ руб./точка} + 155 \text{ руб./точка}) \times 525 \text{ скважин} / 1000) + (1765 \text{ руб./исп.} \times 525 \text{ скважин} / 1000 \times 1,1) + (309 \text{ руб./ед.} \times 525 \text{ скважин} / 1000) + ((103 \text{ руб./проба} + 62 \text{ руб./проба} \times 2 + 83 \text{ руб./проба}) \times 18 \text{ переходов} / 1000) + ((7144 \text{ руб./проба} + 83 \text{ руб./проба} \times 525 \text{ скважин}) / 1000) + ((57 \text{ руб./точка} \times 2103 \text{ точки}) / 1000) + ((50 \text{ руб./точка} \times 18 \text{ переходов}) / 1000) + ((246 \text{ руб./проба} + 343 \text{ руб./проба} + 158 \text{ руб./проба}) \times 525 \text{ скважин} / 1000) + ((1459 \text{ руб./проба} + 1072 \text{ руб./проба}) \times 525 \text{ скважин} / 1000) + (\text{Камеральные работы всего } 2\,359\,822 \text{ руб.} + \text{Камеральные работы всего } 2\,359\,822 \text{ руб.} \times 34 \%) / 1000 = 6865 \text{ тыс. руб.}$$

Доля длины участка «1002-10» в общей длине газопровода проекта:

$$2020 \text{ метров} / 105150 \text{ метров} = 1,9211 \%$$

Коэффициент перевода в цены III квартала 2016 года с учётом региональных особенностей (1,09), зональных (1,0), сейсмических (1,0) и коэффициента перевода от базовых цен Московской области при строительстве сетей газоснабжения (1,01) = 4,7622.

Расчёт инженерных изысканий (геология, экология):

$$(((308 \text{ руб./км} + 116 \text{ руб./км} + 198 \text{ руб./км}) / 1000 \times 2020 \text{ метров}) / 1000 + 6865 \text{ тыс. руб.} \times 1,9211 \%) \times 1,15 \times 4,7622 = 729 \text{ тыс. рублей.}$$

3. Необходимость выполнения других видов инженерных изысканий – проект планировки и проект межевания, тыс. руб.

Ширина линейного объекта для расчёта площади – 10 метров.

Расчёт площади участка:

$$2020 \text{ метров} \times 10 / 10000 = 2,02 \text{ га}$$

Согласно таблице № 3 (Приказ Минрегиона РФ от 28.05.2010 № 260 «Об утверждении Справочников базовых цен на проектные работы в строительстве»):

Наименование градостроительной документации	Единица измерения основного показателя объекта	Постоянные величины базовой цены разработки градостроительной документации, тыс. руб.
---	--	---

		a	b
Проект планировки территории при площади проектируемой территории, га свыше 0,5 до 5	1 га	55,88	189,64
свыше 5 до 10		276,53	145,51
свыше 10 до 15		504,13	122,75
свыше 15 до 20		856,63	99,25
свыше 20 до 25		1092,23	87,47
свыше 25 до 50		1496,98	71,28

- Площадь застройки до 30 %, коэффициент - 0,15 (Приказ Минрегиона РФ от 28.05.2010 № 260 «Об утверждении Справочников базовых цен на проектные работы в строительстве»);

Ценовые показатели проектов планировки территорий, указаны в таблице № 3 Справочника разработаны с учётом требований Градостроительного кодекса и СНиП 11-04-2003 и учитывают трудоёмкость работ по разработке в полном объёме проектов планировки (30 % общей стоимости), проектов межевания территорий (40 % общей стоимости) и градостроительного плана земельных участков (30 % общей стоимости).

Коэффициент перевода в цены III квартала 2016 года с учётом региональных особенностей (1,09), зональных (1,0), сейсмических (1,0) и коэффициента перевода от базовых цен Московской области при строительстве сетей газоснабжения (1,01) = 4,7622.

Расчёт:

$$(55,88 \text{ тыс. руб.} + 189,64 \text{ тыс. руб.} \times 2,02 \text{ га}) \times (30 \% + 40 \%) \times 0,15 \times 4,7622 = 219,5 \text{ тыс. рублей.}$$

4. Стоимость разработки проектной и рабочей документации, тыс. руб.

- При проектировании объектов в городах с населением от 500 тысяч человек до 1 млн. к ценам применяется ценообразующий коэффициент 1,1 (согласно п. 2.2.19, Глава 2.2, Часть 2 «СБЦ Проект»);

Таблица № 7 Справочника базовых цен на проектные работы в строительстве «Газооборудование и газоснабжение промышленных предприятий, зданий и сооружений»:

№ п/п	Наименование объекта проектирования	Единица измерения основного показателя объекта	Постоянные величины базовой цены разработки проектной и рабочей документации тыс. руб.	
			a	b
	Подземные газопроводы протяжённостью, км			
1	до 0,1	объект	18,977	

№ п/п	Наименование объекта проектирования	Единица измерения основного показателя объекта	Постоянные величины базовой цены разработки проектной и рабочей документации тыс. руб.	
2	свыше 0,1 до 0,5	км	5,221	137,561
3	свыше 0,5 до 1,0	км	35,592	76,817
4	свыше 1,0 до 2,0	км	66,009	46,400
5	свыше 2,0 до 4,0	км	101,469	28,670
6	свыше 4,0 до 10,0	км	114,205	25,486

Участок протяжённостью от 2 до 4 км:

$$2020 \text{ метров} / 1000 = 2,02 \text{ км}$$

Расчёт:

$$((101,469 \text{ тыс. руб.} + 28,670 \text{ тыс. руб.}) \times 2020 \text{ метров} / 1000 \times 1,1) \times 4,7622 = 1377 \text{ тыс. руб.}$$

5. Стоимость проведения государственной экспертизы инженерных изысканий, тыс. руб.

Положение об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 марта 2007 г. №145):

Сумма Спд и Сиж (млн. рублей, в ценах 2001 года)	Процент от суммы Спд и Сиж, %
0 - 0,15	33,75
более 0,15	29,25
более 0,25	27,30
более 0,5	20,22
более 0,75	16,65
более 1	12,69
более 1,5	11,88
более 3	10,98
более 4	8,77
более 6	7,07
более 8	6,15
более 12	4,76
более 18	4,13
более 24	3,52
более 30	3,06
более 36	2,62
более 45	2,33
более 52,5	2,01

Сумма Спд и Сиж (млн. рублей, в ценах 2001 года)	Процент от суммы Спд и Сиж, %
более 60	1,68
более 70	1,56
более 80	1,22
более 100	1,04
более 120	0,90
более 140	0,80
более 160	0,73
более 180	0,66
более 200	0,61
более 220	0,58

Проверяется сумма всех сумм из предыдущих расчётов (пп. 1-3) в ценах 2001 года (т.е. без учёта коэффициента 4,7622):

$$(253,7 \text{ тыс. руб.} + 729 \text{ тыс. руб.} + 219,5 \text{ тыс. руб.}) / 4,7622 = 252,4 \text{ тыс. руб.}$$

В данном случае используется процент 27,3 из таблицы.

Расчёт:

$$(253,7 \text{ тыс. руб.} + 729 \text{ тыс. руб.} + 219,5 \text{ тыс. руб.}) \times 27,3 \% = 328,2 \text{ тыс. руб.}$$

6. Стоимость проведения государственной экспертизы проектно-сметной документации, тыс. руб., тыс. руб.

Используются данные таблицы из предыдущего пункта (Положение об организации и проведении государственной экспертизы проектной документации и результатов инженерных изысканий (утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 5 марта 2007 г. № 145):

Но проверяется только сумма п. 4 расчётов в ценах 2001 года (т.е. без учёта коэффициента 4,7622):

$$1377 \text{ тыс. руб.} / 4,7622 = 289,2 \text{ тыс. руб.}$$

В данном случае так же используется процент 27,3 из таблицы.

Расчёт:

$$1377 \text{ тыс. руб.} \times 27,3 \% = 375,9 \text{ тыс. руб.}$$

				<i>Селин</i>		МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		43

8. Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.

Расчёт:

**253,7 тыс. руб. + 729 тыс. руб. + 219,5 тыс. руб. + 1377 тыс. руб. + 328,2 тыс. руб.
+ 375,9 тыс. руб. = 3283 тыс. руб.**

9. Стоимость строительно-монтажных работ, тыс. руб.

«НЦС сети газоснабжения». Таблица 15-02-003 Наружные инженерные сети газопровода из полиэтиленовых труб, при укладке одиночных труб в траншею, разработка грунта с погрузкой в автотранспорт (в ценах 2014 года):

– монтаж трубы диаметром 180 мм принят - 2 113,68 тыс. руб./км;

Коэффициент пересчёта из цен 2014 года в цены III квартала 2016 года с учётом региональных особенностей (1,09), зональных (1,0), сейсмических (1,0) и коэффициента перевода от базовых цен Московской области при строительстве сетей газоснабжения (1,01) = 1,2939.

При прокладке сетей в стеснённых условиях застроенной части города к показателям применяется коэффициент – 1,06 (согласно п. 12 Общих указаний «НЦС Газоснабжение»).

Расчёт:

2 113,68 тыс. руб. × 1,2939 × 1,06 × 2020 метров / 1000 = 5855,9 тыс. руб.

10. Благоустройство (полоса шириной 10 м)

Определена сумма 1,5 млн. руб. за километр линейного объекта.

Расчёт:

1,5 млн. руб. × 2020 метров = 3030 тыс. руб.

11. Стоимость оборудования (укрупнённо, требует анализа предложений при проведении закупок)

Текущие цены на трубу полиэтиленовую для газопроводов (ГОСТ Р 50838-95) и трубу стальную электросварную прямошовную (ГОСТ 20295-85) взяты из действующих прайсов компаний-поставщиков. Расчёт веса погонного метра для стальной трубы произведён на основании справочных таблиц веса металла (трубы стальные электросварные):

– трубопровод - прайс <http://www.prombase.ru/prices>;

									МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					44

– запорная арматура диаметром 150 мм – 39414,0 руб.

Расчёт (без НДС):

$(39414,0 \text{ руб.} \times 2 \text{ ед.} + 1272,93 \times 2020 \text{ метров} \times 100 / 118) / 1000 = 2245,9 \text{ тыс. руб.}$

12. Общая стоимость СМР, благоустройства и оборудования

$5855,9 \text{ тыс. руб.} + 3030 \text{ тыс. руб.} + 2245,9 \text{ тыс. руб.} = 11131,8 \text{ тыс. руб.}$

13. Стоимость 1 км участка

Общая стоимость СМР, благоустройства и оборудования и итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД составит:

$11131,8 \text{ тыс. руб.} + 3283 \text{ тыс. руб.} = 14414,8 \text{ тыс. руб.}$

Исходя из этого, стоимость 1 км участка составит:

$(11131,8 \text{ тыс. руб.} + 3283 \text{ тыс. руб.}) / (2020 \text{ метров} / 1000) = 7136 \text{ тыс. руб.}$

В том числе:

– проектирование:

$3283 \text{ тыс. руб.} / (2020 \text{ метров} / 1000) = 1625,2 \text{ тыс. руб.}$

– СМР благоустройство и оборудование:

$11131,8 \text{ тыс. руб.} / (2020 \text{ метров} / 1000) = 5510,8 \text{ тыс. руб.}$

Ниже, в таблицах 5-6, представлены подробные расчёты ПИР и СМР по всем вариантам реализации проектов.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		45

Таблица 5

Таблица потребности в строительстве и реконструкции газопроводов (первая очередь, до 2020 г.)

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
Реализация сетей до 2020 года																
ГРП-13																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
1	13013-1143	1 460	/ 377 × 6	- / Ду350- 1 шт	-/сталь	новое	183,38	526,97	166,39	859,72	256,45	251,47	2 244,38	17 246,17	2017	2020
2	1143-1144	200	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	25,12	72,19	46,91	287,86	48,67	97,15	577,90	976,40	2017	2020
3	1144-581	240	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	30,15	86,63	50,70	161,56	56,52	54,53	440,08	788,14	2017	2020
4	1144-1147	240	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	30,15	86,63	50,70	161,56	56,52	54,53	440,08	854,36	2017	2020
5	1147-580	530	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	66,57	191,30	78,20	280,88	113,42	94,80	825,17	1 729,80	2017	2020
6	1147-1146	320	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	40,19	115,50	58,29	215,41	72,22	72,70	574,31	1 074,29	2017	2020
7	1146-579	200	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	25,12	72,19	46,91	134,63	48,67	45,44	372,96	658,26	2017	2020
8	1146-1145	340	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	42,71	122,72	60,18	228,88	76,14	77,25	607,87	1 141,43	2017	2020
9	1145-578	460	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	57,78	166,03	71,56	309,65	99,69	104,51	809,22	1 502,50	2017	2020
10	1145-577	130	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	16,33	46,92	40,27	240,74	34,94	81,25	460,44	430,96	2017	2020
11	1143-1160	420	/ 377 × 6	0	-/сталь	новое	52,75	151,59	67,77	314,14	91,84	106,02	784,12	4 885,16	2017	2020
12	1160-1163-1164-1165	1 780	/ 355 × 32,2 переход а/д футляр 50 м - 1 шт	- / Ду300- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	223,58	642,47	196,73	1 242,59	310,86	339,23	2 955,46	18 494,11	2017	2020
13	1165-1166	620	/ 280 × 25,4	- / Ду250 - 2 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	77,88	223,78	86,73	365,09	131,08	123,22	1 007,78	5 211,95	2017	2020
14	1166-1167-1168	3 130	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 80 м - 1 шт. переход реки 430 м	- / Ду200- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	393,14	1 129,74	324,75	2 912,42	504,40	588,89	5 853,35	20 598,04	2017	2020
15	1168-113	330	/ 160 × 14,6	- / Ду150- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	41,45	119,11	59,23	246,83	74,18	83,30	624,11	1 648,65	2017	2020
16	1166-1170	750	/ 225 × 20,5 переход реки 230 м	- / Ду200- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	94,20	270,70	99,06	789,61	156,59	230,96	1 641,13	4 967,83	2017	2020
17	1170-31	90	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	11,30	32,48	36,48	8,05	27,09	2,72	118,12	310,52	2017	2020
18	1170-1171	660	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	82,90	238,22	90,53	388,64	138,93	131,17	1 070,39	3 230,49	2017	2020
19	1171-502	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,83	30,79	2,68	15,32	0,91	64,29	106,25	2017	2020
20	1171-1172	1 620	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	203,48	584,72	181,56	953,94	283,66	279,03	2 486,38	7 929,38	2017	2020
21	1172-503	90	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	11,30	32,48	36,48	8,05	27,09	2,72	118,12	301,08	2017	2020
ИТОГО по ГРП-13		13 640					1 713,26	4 923,21	1 880,22	10 112,93	2 624,29	2 821,77	24 075,68	94 085,78		
Реализация сетей до 2020 года																
ГРС-2																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
22	1130-1155	1 890	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 100 м - 1 шт.	- / Ду200 - 2 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	237,39	682,17	207,16	1 307,36	329,57	356,91	3 120,57	12 496,92	2017	2018
23	1155-71	790	/ 90 × 8,2 мелкие реки и ручьи, 1 шт.	- / Ду80 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	99,23	285,14	102,86	418,67	164,44	141,30	1 211,64	3 341,13	2017	2018
24	1155-1156	2 500	/ 160 × 14,6	- / Ду150 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR12	новое	314,01	902,35	265,01	2 093,19	404,41	571,44	4 550,41	12 303,51	2017	2018

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

МК №1/2659 - ОИ

Лист

46

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
54	1019-4	650	/ 90 × 8,2	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	81,64	234,61	89,58	344,48	136,97	116,26	1 003,54	2 578,32	2019	2020
55	1017-1020	100	/ 280 × 25,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	36,09	37,42	9,94	29,05	3,36	128,43	818,31	2017	2018
56	1020-6	50	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	18,05	32,68	4,47	19,24	1,51	82,23	171,19	2019	2020
57	1020-1021	270	/ 280 × 25,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	33,91	97,45	53,55	201,95	62,41	68,16	517,43	2 209,42	2017	2018
58	1021-7	210	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	26,38	75,80	47,86	141,36	50,64	47,71	389,74	713,37	2019	2020
59	1021-1022	250	/ 280 × 25,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	31,40	90,23	51,65	186,99	58,48	63,11	481,87	2 045,76	2017	2018
60	1022-8	70	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,27	34,58	6,26	23,17	2,11	100,18	236,14	2019	2020
61	1022-1023	250	/ 280 × 25,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	31,40	90,23	51,65	186,99	58,48	63,11	481,87	2 045,76	2017	2018
62	1023-9	620	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	77,88	223,78	86,73	328,58	131,08	110,90	958,95	2 089,81	2019	2020
63	1023-1024	140	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	17,58	50,53	41,22	257,94	36,90	87,05	491,23	549,17	2017	2018
64	1024-27	50	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	18,05	32,68	4,97	19,24	1,68	82,90	205,98	2017	2018
ИТОГО по ГГРП-2		12 930					1 624,08	4 666,94	2 148,20	9 375,50	2 618,86	2 879,26	23 312,84	73 649,96		
Реализация сетей до 2020 года																
ГГРП-9																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
65	9009-1196	180	/ 180 × 16,4	- / Ду150 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	22,61	64,97	45,01	134,63	44,75	45,44	357,41	1 019,38	2017	2018
66	1196-1197	150	/ 110 × 10 переход ж/д 1 шт.	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	18,84	54,14	42,17	265,42	38,86	89,58	509,01	587,31	2017	2018
67	1197-58	110	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,70	38,37	82,28	31,01	27,77	232,95	434,77	2017	2018
68	1196-1199-1198	700	/ 180 × 16,4 переход ж/д, переход а/д футляр 20 м - 1 шт	- / Ду150 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	87,92	252,66	94,32	718,65	146,78	210,20	1 510,53	3 901,18	2017	2018
69	1198-100	100	/ 90 × 8,2	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	36,09	37,42	8,95	29,05	3,02	127,10	620,42	2017	2018
ИТОГО по ГГРП-9		1 240					155,75	447,56	257,30	1 209,92	290,46	376,01	2 737,00	6 563,07		
Реализация сетей до 2020 года																
ГГРП-19																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
70	19019-1067	80	/ 377 × 6	- / Ду350- 1 шт	-/сталь	новое	10,05	28,88	35,53	7,95	25,13	2,68	110,22	1 194,95	2017	2018
71	1067-1068	580	/ 377 × 6	0	-/сталь	новое	72,85	209,34	82,94	341,53	123,23	115,27	945,17	6 746,17	2017	2018
72	1068-1069-67	170	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	21,35	61,36	44,06	127,15	42,79	42,91	339,63	663,57	2017	2018
73	1068-1070	700	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	87,92	252,66	94,32	565,42	146,78	190,83	1 337,93	2 684,61	2017	2018
74	1070-73	300	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	37,68	108,28	56,39	224,39	68,29	75,73	570,77	1 159,30	2017	2018
ИТОГО по ГГРП-19		1 830					229,86	660,52	313,24	1 266,45	406,22	427,43	3 303,71	12 448,60		
Реализация сетей до 2020 года																
ГРС-1																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
75	1027-77	210	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	26,38	75,80	47,86	157,07	50,64	53,01	410,75	816,10	2019	2020
76	1028-109	70	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,27	34,58	6,26	23,17	2,11	100,18	236,14	2017	2018
77	1031-61	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,44	31,74	3,58	17,28	1,21	73,26	138,72	2017	2018
78	1032-64	20	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	2,51	7,22	29,84	1,79	13,35	0,60	55,32	73,78	2017	2018

Изм.	Кол.уч.	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

48

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
79	1034-23	100	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	36,09	37,42	8,95	29,05	3,02	127,10	333,55	2017	2018
80	1035-62	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,44	31,74	3,58	17,28	1,21	73,26	138,72	2017	2018
81	1036-104	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,66	33,63	5,37	21,20	1,81	91,21	203,67	2017	2018
82	1037-106	160	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	20,10	57,75	43,11	107,71	40,82	36,35	305,84	528,37	2017	2018
83	1037-1038	250	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	31,40	90,23	51,65	168,29	58,48	56,80	456,86	811,77	2017	2018
84	1038-105	140	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	17,58	50,53	41,22	94,24	36,90	31,81	272,28	463,43	2017	2018
85	1038-63	50	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	18,05	32,68	4,47	19,24	1,51	82,23	171,19	2017	2018
86	1041-102	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	18,05	32,68	4,47	19,24	1,51	82,23	171,19	2017	2018
87	1042-108	30	/ 180 × 16,4 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт	- / Ду150 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,83	30,79	156,21	15,32	52,72	269,63	197,73	2017	2018
88	1043-110	10	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	1,26	3,61	28,89	0,89	11,39	0,30	46,34	41,31	2017	2018
89	1044-103	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,83	30,79	2,68	15,32	0,91	64,29	106,25	2017	2018
90	1047-65	10	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	1,26	3,61	28,89	0,89	11,39	0,30	46,34	41,31	2017	2018
91	1049-60	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,83	30,79	2,68	15,32	0,91	64,29	106,25	2017	2018
92	1031-101	9 080	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м - 5 шт., переход а/д футляр 230м - 2 шт.	- / Ду100 - 8 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	1 140,50	3 277,33	798,94	8 106,50	662,01	963,05	14 948,32	34 747,15	2017	2018
93	1030-1051	6 190	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 20 м – 2шт., переход, а/д футляр 230 м – 2шт. переход ж/д футляр 100 м – 1шт	- / Ду250 – 5 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	777,50	2 234,21	588,66	5 726,45	599,46	726,69	10 652,97	50 999,24	2018	2019
94	1051-1052-1053-1054	3 390	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 20 м – 3 шт.	- / Ду200 – 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	425,80	1 223,58	349,40	2 770,74	545,67	560,24	5 875,44	22 390,24	2018	2019
95	1054-1055	1 110	/ 180 × 16,4 переход, а/д футляр 20 м – 2 шт	- / Ду150 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	139,42	400,64	133,20	806,85	227,23	236,00	1 943,34	6 147,03	2018	2019
96	1055-107	440	/ 180 × 16,4 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт	- / Ду150 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	55,27	158,81	69,67	482,33	95,76	162,79	1 024,62	2 443,58	2018	2019
ИТОГО по ГРС-1, 0,6 МПа		21 510					2 701,77	7 763,80	2 538,16	18 622,02	2 545,52	2 894,86	37 066,13	121 306,75		
Реализация сетей до 2020 года																
ГРС-1																
Газопроводы I категории, Р до 1,2 МПа																
97	1218-1221-1222	7 680	/ 355 × 32,2 переход через мелкие реки и ручьи – 7 шт. переход, а/д футляр 90 м – 1 шт.	- / Ду300 – 8 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	964,65	2 772,01	697,07	6 692,55	738,22	849,28	12 713,78	80 181,00	2017	2018
98	1222-143	2 740	/ 225 × 20,5	- / Ду200 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	344,16	988,97	287,77	1 867,94	442,51	509,95	4 441,29	18 079,13	2017	2018

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

МК №1/2659 - ОИ

Лист

49

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
99	1229-78	14 430	/ 180 × 16,4 переход, а/д футляр 80 м – 1шт, 100 м – 1шт переход ж/д футляр 150 м – 1шт переход через мелкие реки и ручьи – 2 шт.	- / Ду150 – 7 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	1 812,49	5 208,35	1 137,79	11 508,20	969,24	1 367,17	22 003,24	79 276,79	2017	2018
100	1232-19	1 840	/ 110 × 10	- / Ду100 - 2 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	231,11	664,13	202,42	1 083,49	321,07	316,92	2 819,14	7 047,07	2017	2018
101	1233-1235	1 260	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 100 м – 1шт переход ж/д футляр 150 м – 1шт	- / Ду200 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	158,26	454,78	147,42	1 189,87	222,44	348,04	2 520,81	8 359,51	2017	2018
102	1235-82	6 130	/ 110 × 10 переход а/д футляр 80 м – 2шт, переход через мелкие реки и ручьи – 3 шт.	- / Ду100 - 6 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	769,96	2 212,56	584,29	5 334,27	721,21	676,92	10 299,21	29 667,24	2017	2018
103	1231-19019	2 160	/ 355 × 32,2 переход а/д футляр 100 м – 1шт, 50м- 1шт.	- / Ду300 – 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	271,31	779,63	232,77	1 472,53	350,45	402,00	3 508,69	22 629,49	2017	2018
ИТОГО по ГРС-1, 1,2 МПа		36 240					4 551,94	13 080,43	3 289,54	29 148,84	3 765,13	4 470,28	58 306,16	245 240,24		
Реализация сетей до 2020 года																
ГРС-2																
Газопроводы I категории, Р до 1,2 МПа																
104	1213-13013	5 130	/ 426 × 6,0 переход мелкие реки, ручьи – 2 шт. переход а/д футляр 50 м -2 шт.	- / Ду400 - 5 шт.	- / сталь	новое	644,36	1 851,62	511,53	4 449,28	608,12	740,81	8 805,71	64 335,42	2017	2018
105	1214-9009	2 790	/ 180 × 16,4 переход мелкие реки, ручьи – 1 шт. переход а/д футляр 50 м -3 шт.	- / Ду150 – 4 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	350,44	1 007,02	292,51	2 638,55	450,44	533,51	5 272,47	15 416,34	2017	2018
ИТОГО по ГРС-2, 1,2 МПа		7 920					994,79	2 858,64	804,04	7 087,83	1 058,56	1 274,32	14 078,18	79 751,77		
Реализация сетей до 2020 года																
ГРС-3																
Газопроводы I категории, Р до 1,2 МПа																
106	1209-615	3 030	/ 110 × 10 переход а/д футляр 50м - 4 шт.	- / Ду100 – 5 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	380,58	1 093,65	315,27	2 843,37	488,53	574,93	5 696,33	11 630,82	2019	2020
ИТОГО по ГРС-3, 1,2 МПа		3 030					380,58	1 093,65	315,27	2 843,37	488,53	574,93	5 696,33	11 630,82		
ИТОГО по проекту		105 150					13 207,40	37 952,75	12 471,14	84 342,45	15 081,84	17 077,53	180 133,11	678 483,03		

Таблица 6

Таблица потребности в строительстве и реконструкции газопроводов (расчётный срок, до 2030 года)

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ГД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
Реализация сетей до 2030 года																
ГГРП-13																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
1	1160-1161	410	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	306,66	89,72	103,50	765,73	1 563,45	2021	2022
2	1161-582	130	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	16,33	46,78	40,27	87,51	34,89	29,54	255,31	430,96	2021	2022
3	1161-585	160	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	20,10	57,57	43,11	107,71	40,76	36,35	305,60	528,37	2021	2022
4	1161-1162	1 060	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	133,14	381,41	128,46	561,76	217,02	189,60	1 611,38	3 773,41	2021	2022
5	1162-583	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2021	2022
6	1162-584	1 230	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 50 м - 1 шт.	- / Ду65 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	154,49	442,58	144,58	805,08	216,93	235,49	1 999,15	4 146,04	2021	2022
7	1163-588	90	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	11,30	32,38	36,48	8,05	27,06	2,72	117,99	301,08	2022	2023
8	1164-589	100	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	35,98	37,42	8,95	29,01	3,02	126,95	333,55	2022	2023
9	1165-587	310	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	38,94	111,54	57,34	208,68	70,14	70,43	557,07	1 015,44	2022	2023
10	1167-127	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2022	2023
11	1168-1169	600	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	75,36	215,89	84,84	353,31	126,93	119,24	975,58	2 936,81	2022	2023
12	1169-132	170	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	21,35	61,17	44,06	280,38	42,72	94,63	544,31	663,57	2022	2023
13	1169-586	1 070	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	134,40	385,01	129,41	720,29	218,97	210,68	1 798,76	4 073,44	2022	2023
14	1165-1175	670	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	84,16	241,08	91,48	394,53	140,64	133,15	1 085,03	4 400,10	2024	2025
15	1175-590	150	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	18,84	53,97	42,17	100,97	38,81	34,08	288,84	495,90	2024	2025
16	1175-1176	320	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	40,19	115,14	58,29	239,35	72,10	80,78	605,85	2 101,54	2024	2025
17	1176-1177	470	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	59,03	169,12	72,51	316,39	101,47	106,78	825,30	1 526,13	2024	2025
18	1177-592	160	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	20,10	57,57	43,11	107,71	40,76	36,35	305,60	528,37	2024	2025
19	1177-1178	320	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	40,19	115,14	58,29	215,41	72,10	72,70	573,83	1 039,07	2024	2025
20	1178-593	330	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	41,45	118,74	59,23	222,14	74,06	74,97	590,60	1 080,38	2024	2025
21	1178-608	870	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	109,28	313,04	110,44	461,07	179,81	155,61	1 329,25	2 833,81	2024	2025
22	1176-1179	870	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду200- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	109,28	313,04	110,44	665,53	179,81	224,61	1 602,71	5 755,91	2026	2027
23	1179-591	170	/ 63 × 5,8 переход а/д	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	21,35	61,17	44,06	267,66	42,72	90,34	527,31	560,85	2026	2027

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

МК №1/2659 - ОИ

Лист

51

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
			футляр 20м													
24	1179-1180	890	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	111,79	320,24	112,34	524,08	183,72	176,88	1 429,04	5 844,91	2026	2027
25	1180-611	30	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2026	2027
26	1180-1181	790	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду200- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	99,23	284,26	102,86	618,42	164,14	208,72	1 477,61	5 230,52	2026	2027
27	1181-609	330	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	41,45	118,74	59,23	222,14	74,06	74,97	590,60	1 080,38	2026	2027
28	1181-610	190	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	23,87	68,37	45,96	127,90	46,64	43,17	355,90	625,79	2026	2027
29	1181-1182	530	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду200- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	66,57	190,70	78,20	465,32	113,22	157,04	1 071,06	3 523,02	2026	2027
30	1182-607	350	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	43,96	125,94	61,13	235,61	77,97	79,52	624,13	1 183,38	2026	2027
31	1182-1183	350	/ 160 × 14,6 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду150 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR12	новое	43,96	125,94	61,13	415,01	77,97	140,07	864,08	1 746,54	2026	2027
32	1183-606	70	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,19	34,58	6,26	23,14	2,11	100,08	236,14	2026	2027
33	1183-1184	1 210	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	151,98	435,38	142,68	712,51	213,54	240,47	1 896,57	5 922,56	2029	2030
34	1184-1185	410	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	429,22	89,72	144,86	929,65	1 723,96	2029	2030
35	1185-601	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2029	2030
36	1185-1186	360	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	45,22	129,53	62,08	242,34	79,93	81,79	640,89	1 208,58	2029	2030
37	1186-602	360	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	45,22	129,53	62,08	242,34	79,93	81,79	640,89	1 177,79	2029	2030
38	1186-603	410	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	276,00	89,72	93,15	724,71	1 340,15	2029	2030
39	1184-1187	550	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	69,08	197,90	80,10	323,87	117,14	109,31	897,39	2 692,07	2029	2030
40	1187-1188	70	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,19	34,58	6,26	23,14	2,11	100,08	235,00	2029	2030
41	1188-605	1 020	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	128,12	367,02	124,67	693,79	209,18	234,15	1 756,92	3 320,87	2029	2030
42	1187-1189	1 900	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	238,65	683,66	208,11	1 118,82	330,65	327,25	2 907,14	9 299,90	2029	2030
43	1189-594	70	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,19	34,58	6,26	23,14	2,11	100,08	236,14	2029	2030
44	1189-1193	590	/ 75 × 6,8 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	74,11	212,29	83,89	465,91	124,97	157,24	1 118,41	1 989,09	2028	2029
45	1193-595	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2028	2029
46	1193-596	1 590	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	199,71	572,11	178,72	842,65	278,03	246,47	2 317,69	5 162,88	2028	2029
47	1189-1190	160	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	20,10	57,57	43,11	272,90	40,76	92,10	526,55	625,44	2028	2029

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

52

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
48	1190-597	440	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	55,27	158,32	69,67	296,19	95,60	99,96	775,01	1 477,15	2028	2029
49	1190-1191	550	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	69,08	197,90	80,10	291,48	117,14	98,37	854,08	1 957,90	2028	2029
50	1191-598	120	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	15,07	43,18	39,32	80,78	32,93	27,26	238,55	398,49	2028	2029
51	1191-1192	940	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	118,07	338,23	117,08	498,17	193,52	168,13	1 433,19	3 155,73	2028	2029
52	1192-599	180	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	22,61	64,77	45,01	121,17	44,68	40,89	339,13	593,32	2028	2029
53	1192-600	3 620	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 30м	- / Ду50 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	454,69	1 302,55	371,21	2 527,52	581,07	511,07	5 748,11	11 772,15	2028	2029
ИТОГО по ГРП-13		27 930					3 508,16	10 049,75	4 129,44	18 521,73	5 672,32	5 752,20	47 633,61	114 606,59		
Новокузнецкий район																
54	1172-1173	1 470	/ 160 × 14,6 переход реки 570 м	- / Ду150 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	184,64	528,93	167,34	1 570,79	257,67	428,83	3 138,20	7 228,58	2028	2029
55	1173-95	730	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	91,69	262,67	97,17	583,09	152,39	196,79	1 383,79	2 799,01	2028	2029
56	1173-1174	1 420	/ 160 × 14,6	0	- / ПЭ100SDR11	новое	178,36	510,94	162,60	836,17	249,18	244,58	2 181,83	6 950,45	2028	2029
57	1174-564	80	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	10,05	28,79	35,53	7,16	25,10	2,42	109,03	268,61	2028	2029
58	1174-114	3 000	/ 160 × 14,6 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду150 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR12	новое	376,82	1 079,46	312,42	2 198,41	482,85	600,17	5 050,13	14 717,45	2028	2029
ИТОГО по Новокузнецкому району		6 700					842	2 411	775	5 196	1 167	1 473	11 863	31 964		
Реализация сетей до 2030 года																
ГРС-2																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
59	1156-1158	1 200	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	150,73	431,78	141,73	706,62	211,84	238,48	1 881,19	4 575,94	2028	2029
60	1158-566	50	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2028	2029
61	1158-1159	720	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	90,44	259,07	96,22	381,58	150,43	128,78	1 106,51	2 563,07	2028	2029
62	1159-126	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2028	2029
63	1159-567	840	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	105,51	302,25	107,60	598,40	173,93	201,96	1 489,64	2 828,38	2028	2029
64	1156-1157	600	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	75,36	215,89	84,84	317,98	126,93	107,32	928,32	1 948,25	2028	2029
65	1157-573	370	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	46,47	133,13	63,03	402,30	81,89	135,77	862,59	1 210,26	2028	2029
66	1157-133	1 090	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	136,91	392,20	131,30	730,89	222,89	213,78	1 827,98	3 548,17	2028	2029
67	1133-569	480	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	60,29	172,71	73,46	323,12	103,43	109,05	842,06	1 619,81	2022	2023
68	1136-1137	1 210	/ 160 × 14,6	- / Ду150 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR12	новое	151,98	435,38	142,68	865,73	213,54	253,23	2 062,55	5 955,97	2027	2028

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

МК №1/2659 - ОИ

Лист

53

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
			переход а/д футляра 20 м - 1 шт.	шт.												
69	1137-570	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2027	2028
70	1137-1138	630	/ 75 × 6,8 переход а/д футляра 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	79,13	226,69	87,68	487,10	132,81	164,40	1 177,81	2 123,38	2027	2028
71	1138-571	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	138,72	2027	2028
72	1138-572	990	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	124,35	356,22	121,82	524,67	203,31	177,07	1 507,44	3 223,46	2027	2028
73	1137-1139	3 050	/ 110 × 10 переход а/д футляра 20м - 2 шт.	- / Ду100 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	383,10	1 097,45	317,16	2 385,72	490,77	482,39	5 156,60	11 661,15	2028	2030
74	1139-575	370	/ 90 × 8,2	- / Ду80 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	46,47	133,13	63,03	249,07	81,89	84,06	657,66	1 581,57	2028	2030
75	1139-574	570	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	71,60	205,10	81,99	335,65	121,06	113,28	928,67	2 188,89	2028	2030
ИТОГО по ГРС-2		12 310					1 546,20	4 429,38	1 642,33	8 325,82	2 389,65	2 415,33	20 748,70	45 680,61		

Реализация сетей до 2030 года

ГГРП-2

Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа

76	1000-25	110	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	74,05	30,97	24,99	221,78	377,66	2023	2024
77	1003-26	190	/ 110 × 10	- / Ду100 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	23,87	68,37	45,96	142,11	46,64	47,96	374,90	739,84	2023	2024
78	1014-13	100	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	35,98	37,42	8,95	29,01	3,02	126,95	333,55	2021	2022
79	1015-14	300	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	37,68	107,95	56,39	201,95	68,18	68,16	540,30	982,97	2021	2022
80	1016-15	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	138,72	2021	2022
81	1018-16	90	/ 63 × 5,8 переход а/д футляра 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	11,30	32,38	36,48	8,05	27,06	2,72	117,99	301,08	2021	2022
82	1024-1025	1 360	/ 110 × 10 переход а/д футляра 20м	- / Ду100 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	170,82	489,35	156,91	954,06	239,00	279,06	2 289,21	5 201,38	2025	2026
83	1025-501	110	/ 63 × 5,8 переход а/д футляра 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	227,27	30,97	76,70	426,72	366,02	2025	2026
84	1025-125	140	/ 90 × 8,2	- / Ду80 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	17,58	50,37	41,22	94,24	36,85	31,81	272,07	762,81	2025	2026
ИТОГО по ГГРП-2		2 440					306,48	877,96	482,86	1 714,27	525,94	535,63	4 443,13	9 204,03		

Реализация сетей до 2030 года

ГГРП-9

Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа

85	1197-563	1 300	/ 75 × 6,8 переход а/д футляра 50 м - 1 шт.	- / Ду65 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	163,29	467,77	151,22	883,39	228,81	258,39	2 152,86	4 381,05	2027	2028
----	----------	-------	--	------------------	----------------	-------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	-----------------	----------	------	------

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

54

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
86	1199-144	660	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	82,90	237,48	90,53	349,78	138,68	118,05	1 017,42	2 224,09	2021	2022
87	1198-1200	490	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	61,55	176,31	74,41	366,50	105,39	123,69	907,85	2 684,07	2021	2022
88	1200-140	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2021	2022
89	1200-1201	110	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	82,28	30,97	27,77	232,79	419,46	2021	2022
90	1201-139	410	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20 м - 1 шт. переход ж/д футляр 50 м - 1 шт.	- / Ду50 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	623,65	89,72	210,48	1 189,71	1 348,99	2021	2022
91	1201-1203	530	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	66,57	190,70	78,20	280,88	113,22	94,80	824,38	1 720,96	2021	2022
92	1203-142	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2021	2022
93	1203-141	140	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	17,58	50,37	41,22	94,24	36,85	31,81	272,07	463,43	2021	2022
94	1201-1202	110	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	82,28	30,97	27,77	232,79	419,46	2021	2022
95	1202-138	70	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,19	34,58	6,26	23,14	2,11	100,08	236,14	2021	2022
96	1202-1204	360	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	45,22	129,53	62,08	269,27	79,93	90,88	676,91	1 372,78	2021	2022
97	1204-137	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	138,72	2021	2022
98	1204-1205	600	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	75,36	215,89	84,84	506,54	126,93	170,96	1 180,52	2 303,29	2021	2022
99	1205-136	50	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	162,35	2021	2022
100	1205-1206	130	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	16,33	46,78	40,27	87,51	34,89	29,54	255,31	462,78	2021	2022
101	1206-135	230	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	28,89	82,76	49,75	154,83	54,47	52,25	422,95	755,67	2021	2022
102	1206-1207	640	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	80,39	230,28	88,63	339,18	134,76	114,47	987,72	2 278,28	2021	2022
103	1207-134	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	138,72	2021	2022
104	1207-565	710	/ 75 × 6,8 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	89,18	255,47	95,27	529,50	148,47	178,71	1 296,60	2 400,32	2024	2025
ИТОГО по ГГРП-2		6 740					846,58	2 425,18	1 197,97	4 678,45	1 473,33	1 539,22	12 160,74	24 317,90		
Реализация сетей до 2030 года																
ГГРП-15																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
105	15015-1111	80	/ 225 × 20,5	- / Ду200 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	10,05	28,79	35,53	7,95	25,10	2,68	110,10	567,73	2023	2024
106	1111-1112	350	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	10,00	28,64	61,13	7,91	197,66	2,67	308,02	1 893,56	2023	2024
107	1112-1113	3 020	/ 110 × 10 переход а/д футляр 80 м - 1 шт. переход мелкой реки, ручей - 1шт.	- / Ду100 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	379,33	1 086,65	314,32	2 200,60	486,02	600,76	5 067,68	11 516,13	2023	2024
108	1113-505	780	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	97,97	280,66	101,91	413,37	162,18	139,51	1 195,61	2 626,95	2023	2024

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

МК №1/2659 - ОИ

Лист

55

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
109	1113-1114	210	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	26,38	75,56	47,86	141,36	50,56	47,71	389,43	747,56	2023	2024
110	1114-506	80	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	10,05	28,79	35,53	7,16	25,10	2,42	109,03	268,61	2023	2024
111	1114-513	290	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	36,43	104,35	55,44	195,22	66,22	65,89	523,54	950,50	2023	2024
112	1114-507	1 080	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	135,65	388,60	130,35	725,59	220,93	212,23	1 813,37	3 642,47	2023	2024
113	1112-1115	4 160	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 80 м -1 шт. переход мелкой реки, ручей - 1шт.	- / Ду200 - 2 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	522,52	1 496,85	422,42	3 087,39	493,73	624,27	6 647,18	27 404,72	2026	2027
114	1115-84	560	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	70,34	201,50	81,04	296,78	119,10	100,16	868,93	1 827,21	2026	2027
115	1115-1116	4 090	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 100 м -1 шт. переход мелкой реки, ручей - 1шт.	- / Ду200 - 2 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	513,73	1 471,66	415,78	3 041,29	485,52	614,95	6 542,93	26 945,01	2026	2027
116	1116-618	120	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	15,07	43,18	39,32	80,78	32,93	27,26	238,55	398,49	2026	2027
117	1116-1117	2 180	/ 180 × 16,4 переход мелкой реки, ручей - 2шт.	- / Ду150 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	273,82	784,41	234,66	1 792,62	352,96	489,39	3 927,85	12 008,15	2026	2027
118	1117-552	160	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	20,10	57,57	43,11	107,71	40,76	36,35	305,60	528,37	2026	2027
119	1117-1118	330	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	41,45	118,74	59,23	246,83	74,06	83,30	623,61	1 807,64	2026	2027
120	1118-85	190	/ 110 × 10 переход а/д футляр 100м	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	23,87	68,37	45,96	336,55	46,64	113,58	634,96	739,84	2026	2027
121	1118-86	6 470	/ 110 × 10 переход а/д футляр 100м - 3 шт.	- / Ду100 - 4 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	812,67	2 328,03	609,03	5 317,83	624,33	674,83	10 366,72	24 671,97	2029	2030
122	1111-1119	3 080	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	10,00	28,64	320,01	7,91	197,66	2,67	566,90	15 727,33	2023	2024
123	1119-555	200	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	25,12	71,96	46,91	134,63	48,60	45,44	372,66	658,26	2023	2024
124	1119-1120	460	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	57,78	165,52	71,56	344,06	99,51	116,12	854,55	2 519,73	2023	2024
125	1120-81	610	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	76,62	219,49	85,79	476,50	128,89	160,82	1 148,11	2 064,61	2023	2024
126	1120-1121	730	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	91,69	262,67	97,17	540,10	152,39	182,28	1 326,30	2 467,47	2023	2024
127	1121-1122	270	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	33,91	97,15	53,55	334,98	62,31	113,06	694,95	885,55	2023	2024
128	1122-558	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2023	2024

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

56

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
129	1122-559	170	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	21,35	61,17	44,06	114,44	42,72	38,62	322,37	560,85	2023	2024
130	1121-1123	320	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	40,19	115,14	58,29	368,64	72,10	124,42	778,77	1 403,58	2023	2024
131	1123-556	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2023	2024
132	1123-1124	310	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	38,94	111,54	57,34	361,91	70,14	122,14	762,01	1 049,09	2023	2024
133	1124-557	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2023	2024
134	1124-1125	1 140	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	143,19	410,19	136,04	757,39	232,68	221,54	1 901,03	3 835,53	2025	2026
135	1125-561	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	138,72	2025	2026
136	1125-1126	60	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	194,83	2025	2026
137	1126-562	650	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м - 1 шт.	- / Ду50 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	81,64	233,88	89,58	497,70	136,72	167,97	1 207,51	2 128,29	2025	2026
138	1126-568	1 090	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м - 3 шт.	- / Ду50 – 4 шт.	- / ПЭ100SDR12	новое	136,91	392,20	131,30	1 037,34	222,89	303,42	2 224,07	3 574,69	2025	2026
139	1119-1127	690	/ 180 × 16,4 переход а/д футляр 20м – 1шт.	- / Ду150 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	86,67	248,28	93,37	559,53	144,56	188,84	1 321,25	3 846,41	2025	2026
140	1127-560	110	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	74,05	30,97	24,99	221,78	366,02	2025	2026
141	1127-1128	6 660	/ 180 × 16,4 переход а/д футляр 20 м -3 шт. 100 м -1 шт. переход мелкой реки, ручей – 2 шт.	- / Ду150 – 6 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	836,53	2 396,40	622,86	5 346,77	641,99	678,50	10 523,05	28 411,82	2027	2028
142	1128-1129	1 710	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м - 2 шт.	- / Ду100 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	214,79	615,29	190,10	1 313,39	298,40	358,55	2 990,51	6 551,35	2027	2028
143	1129-511	80	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	10,05	28,79	35,53	7,16	25,10	2,42	109,03	268,61	2027	2028
144	1129-512	2 250	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м - 2 шт.	- / Ду80 - 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	282,61	809,59	241,30	1 686,95	364,05	460,54	3 845,04	8 802,91	2027	2028
145	1128-83	2 870	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20 м -1 шт. переход мелкой реки, ручей – 1 шт.	- / Ду100 – 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	360,49	1 032,68	300,09	2 263,01	462,26	617,80	5 036,34	10 990,07	2029	2030

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

57

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
ИТОГО по ГГРП-15		47 740					5 585,57	16 000,86	5 603,58	34 250,39	7 022,10	7 773,87	76 236,38	215 309,37		
Реализация сетей до 2030 года																
ГГРП-19																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
146	1069-76	540	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м - 3 шт.	- / Ду80 - 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	67,83	194,30	79,15	745,86	115,18	218,16	1 420,48	2 715,62	2021	2022
147	1070-131	1 480	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	185,90	532,53	168,29	937,57	259,36	274,24	2 357,89	5 797,41	2021	2022
148	1067-1071	320	/ 377 × 6	- / Ду350- 1 шт.	-/сталь	новое	40,19	115,14	58,29	239,35	72,10	80,78	605,85	3 986,46	2023	2024
149	1071-520	170	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	21,35	61,17	44,06	114,44	42,72	38,62	322,37	560,85	2023	2024
150	1071-1072	810	/ 377 × 6 переход а/д футляр 20 м – 2 шт.	- / Ду350- 2 шт.	-/ сталь	новое	101,74	291,45	104,75	735,72	168,06	215,20	1 616,92	9 950,25	2023	2024
151	1072-1073	310	/ 63 × 5,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	38,94	111,54	57,34	208,68	70,14	70,43	557,07	1 006,60	2023	2024
152	1073-521	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2023	2024
153	1073-522	980	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20 м – 2 шт.	- / Ду50 - 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	123,09	352,62	120,87	867,02	201,35	253,60	1 918,57	3 208,67	2023	2024
154	1072-1074	1 000	/ 377 × 6 переход а/д футляр 20 м – 2 шт.	- / Ду350- 2 шт.	-/ сталь	новое	125,61	359,82	122,77	965,04	205,27	282,27	2 060,77	12 160,20	2023	2024
155	1074-523	40	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	138,72	2023	2024
156	1074-1075	810	/ 377 × 6 переход а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду350- 1 шт.	-/ сталь	новое	101,74	291,45	104,75	582,50	168,06	196,59	1 445,09	9 685,81	2023	2024
157	1075-524	80	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	10,05	28,79	35,53	7,16	25,10	2,42	109,03	268,61	2023	2024
158	1075-1076	1 560	/ 377 × 6 переход а/д футляр 20 м – 3 шт.	- / Ду350- 1 шт.	-/ сталь	новое	195,94	561,32	175,87	1 286,42	272,94	351,19	2 843,69	18 409,31	2025	2026
159	1076-117	110	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	74,05	30,97	24,99	221,78	366,02	2025	2026
160	1076-1077	200	/ 377 × 6	0	-/сталь	новое	25,12	71,96	46,91	149,59	48,60	50,49	392,67	2 326,26	2025	2026
161	1077-1078	600	/ 180 × 16,4 переход а/д футляр 20м – 1шт.	- / Ду150 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	75,36	215,89	84,84	506,54	126,93	170,96	1 180,52	3 320,01	2025	2026
162	1078-1079	390	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	48,99	140,33	64,92	415,76	85,81	140,32	896,12	1 317,66	2025	2026
163	1079-519	190	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	23,87	68,37	45,96	127,90	46,64	43,17	355,90	625,79	2025	2026
164	1079-1080	400	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 100 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	50,24	143,93	65,87	463,70	87,76	156,50	968,00	1 351,23	2025	2026

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

58

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
165	1080-517	70	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	8,79	25,19	34,58	6,26	23,14	2,11	100,08	236,14	2025	2026
166	1080-518	2 190	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м - 1 шт.	- / Ду50 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	275,08	788,00	235,61	1 496,91	354,54	408,66	3 558,81	7 128,81	2025	2026
167	1078-80	300	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	37,68	107,95	56,39	201,95	68,18	68,16	540,30	982,97	2025	2026
168	1078-1081	180	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	22,61	64,77	45,01	121,17	44,68	40,89	339,13	640,77	2025	2026
169	1081-516	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2025	2026
170	1081-79	5 940	/ 90 × 8,2	- / Ду80 - 5 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	746,10	2 137,33	570,47	3 912,03	698,38	651,35	8 715,65	22 467,51	2027	2028
171	1077-1083	720	/ 377 × 6 переход а/д футляр 50 м - 2 шт	- / Ду350 - 2 шт	- / сталь	новое	90,44	259,07	96,22	770,44	150,43	225,35	1 591,95	8 903,43	2026	2027
172	1083-509	180	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	22,61	64,77	45,01	121,17	44,68	40,89	339,13	593,32	2026	2027
173	1083-1084	530	/ 377 × 6	0	- / сталь	новое	66,57	190,70	78,20	312,09	113,22	105,33	866,12	6 164,60	2026	2027
174	1084-116	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2026	2027
175	1084-1085	790	/ 377 × 6 переход а/д футляр 50 м - 1 шт	- / Ду350 - 1 шт	- / сталь	новое	99,23	284,26	102,86	613,11	164,14	206,92	1 470,51	9 453,19	2026	2027
176	1085-527	20	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	2,51	7,20	29,84	1,79	13,35	0,60	55,29	73,78	2026	2027
177	1085-1086	30	/ 377 × 6	0	- / сталь	новое	3,77	10,79	30,79	2,98	15,31	1,01	64,64	348,94	2026	2027
178	1086-526	20	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	2,51	7,20	29,84	1,79	13,35	0,60	55,29	73,78	2026	2027
179	1086-1087	580	/ 355 × 32,2 переход а/д футляр 50 м - 1 шт	- / Ду300 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	72,85	208,70	82,94	535,97	123,01	180,89	1 204,36	6 096,81	2026	2027
180	1087-118	130	/ 180 × 16,4	- / Ду150 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	16,33	46,78	40,27	97,23	34,89	32,82	268,31	745,50	2026	2027
181	1087-1088	1 230	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 50 м - 1шт	- / Ду250 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	154,49	442,58	144,58	918,72	216,93	268,73	2 146,03	10 134,38	2028	2029
182	1088-525	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2028	2029
183	1088-1089	450	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 20 м - 1шт	- / Ду250 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	56,52	161,92	70,61	489,81	97,56	165,31	1 041,73	3 751,60	2028	2029
184	1089-115	240	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 50м - 1 шт.	- / Ду50 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	30,15	86,36	50,70	355,99	56,43	120,15	699,77	796,98	2028	2029
185	1089-1090	1 230	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 20 м - 1шт	- / Ду250 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	154,49	442,58	144,58	877,51	216,93	256,67	2 092,77	10 134,38	2028	2029
186	1090-74	370	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	46,47	133,13	63,03	249,07	81,89	84,06	657,66	1 250,52	2028	2029
187	1090-1091	350	/ 280 × 25,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	43,96	125,94	61,13	261,79	77,97	88,35	659,14	2 864,07	2028	2029
188	1091-528	20	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	2,51	7,20	29,84	1,79	13,35	0,60	55,29	73,78	2028	2029

Изм.	Кол.уч.	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

59

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
189	1091-1092	750	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 20 м – 1шт	- / Ду250 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	94,20	269,86	99,06	594,86	156,31	200,77	1 415,07	6 206,52	2028	2029
190	1092-529	30	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	3,77	10,79	30,79	2,68	15,31	0,91	64,24	106,25	2028	2029
191	1092-1093	1 370	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 20 м – 2шт	- / Ду250 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	172,08	492,95	157,85	1 113,18	240,69	325,60	2 502,36	11 349,24	2029	2030
192	1093-75	190	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	23,87	68,37	45,96	127,90	46,64	43,17	355,90	625,79	2029	2030
193	1093-1094	480	/ 280 × 25,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	60,29	172,71	73,46	359,02	103,43	121,17	890,08	3 927,86	2029	2030
194	1094-1096	410	/ 180 × 16,4 переход а/д футляр 50м – 1шт.	- / Ду150 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	501,10	89,72	169,12	1 025,78	2 279,25	2029	2030
195	1096-544	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2029	2030
196	1096-1097	680	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	85,41	244,68	92,42	400,42	142,60	135,14	1 100,67	2 593,04	2029	2030
197	1097-545	230	/ 90 × 8,2	- / Ду80 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	28,89	82,76	49,75	154,83	54,47	52,25	422,95	1 083,20	2029	2030
198	1097-546	200	/ 90 × 8,2	- / Ду80 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	25,12	71,96	46,91	134,63	48,60	45,44	372,66	976,40	2029	2030
199	1097-547	990	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	124,35	356,22	121,82	524,67	203,31	177,07	1 507,44	3 223,46	2029	2030
200	1094-1095	260	/ 280 × 25,4 переход, а/д футляр 20 м – 1шт	- / Ду250 - 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	32,66	93,55	52,60	347,69	60,35	117,35	704,20	2 196,82	2029	2030
201	1095-530	100	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	35,98	37,42	8,95	29,01	3,02	126,95	333,55	2029	2030
202	1095-1098	790	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	99,23	284,26	102,86	465,19	164,14	157,00	1 272,68	5 188,18	2029	2030
203	1098-532	400	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	50,24	143,93	65,87	422,49	87,76	142,59	912,89	1 359,60	2029	2030
204	1098-1099	120	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	15,07	43,18	39,32	89,76	32,93	30,29	250,55	788,08	2029	2030
205	1099-531	320	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	40,19	115,14	58,29	215,41	72,10	72,70	573,83	1 047,91	2029	2030
206	1099-1100	470	/ 225 × 20,5 переход а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду200- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	59,03	169,12	72,51	504,77	101,47	170,36	1 077,26	3 128,98	2029	2030
207	1100-1101	500	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	62,80	179,91	75,36	365,88	107,35	123,49	914,78	2 738,84	2029	2030
208	1101-533	10	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	1,26	3,60	28,89	0,89	11,39	0,30	46,33	41,31	2029	2030
209	1101-1102	450	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	56,52	161,92	70,61	336,58	97,56	113,60	836,79	1 715,98	2029	2030
210	1102-534	410	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	429,22	89,72	144,86	929,65	1 393,18	2029	2030
211	1102-535	500	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	62,80	179,91	75,36	329,30	107,35	111,14	865,85	1 686,95	2029	2030
212	1100-1103	740	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	92,95	266,27	98,11	435,75	154,35	147,07	1 194,49	4 859,81	2029	2030
213	1103-1104	530	/ 225 × 20,5	0	- / ПЭ100SDR11	новое	66,57	190,70	78,20	312,09	113,22	105,33	866,12	3 480,68	2029	2030

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

60

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
214	1104-540	90	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	11,30	32,38	36,48	8,05	27,06	2,72	117,99	301,08	2029	2030
215	1104-1105	260	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	32,66	93,55	52,60	194,47	60,35	65,63	499,26	1 424,20	2029	2030
216	1105-541	210	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	26,38	75,56	47,86	294,59	50,56	99,42	594,36	713,37	2029	2030
217	1105-1106	370	/ 180 × 16,4 переход а/д футляр 20м – 1шт.	- / Ду150 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	46,47	133,13	63,03	429,97	81,89	145,11	899,61	2 060,14	2029	2030
218	1106-543	1 140	/ 110 × 10	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	143,19	410,19	136,04	671,29	232,68	226,56	1 819,96	4 362,46	2029	2030
219	1106-1107	140	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	17,58	50,37	41,22	104,71	36,85	35,34	286,08	766,88	2029	2030
220	1107-510	310	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	38,94	111,54	57,34	361,91	70,14	122,14	762,01	1 049,09	2029	2030
221	1107-542	500	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	62,80	179,91	75,36	365,88	107,35	123,49	914,78	2 738,84	2029	2030
222	1103-1108	680	/ 180 × 16,4	0	- / ПЭ100SDR11	новое	85,41	244,68	92,42	400,42	142,60	135,14	1 100,67	3 724,82	2029	2030
223	1108-536	290	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	36,43	104,35	55,44	348,44	66,22	117,60	728,48	981,95	2029	2030
224	1108-537	270	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	33,91	97,15	53,55	181,75	62,31	61,34	490,01	914,80	2029	2030
225	1108-1109	1 050	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	131,89	377,81	127,51	618,29	215,06	208,67	1 679,23	4 003,95	2029	2030
226	1109-538	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2029	2030
227	1109-1110	260	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	32,66	93,55	52,60	175,02	60,35	59,07	473,25	925,55	2029	2030
228	1110-119	350	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м - 1 шт.	- / Ду50 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	43,96	125,94	61,13	388,83	77,97	131,23	829,07	1 154,16	2029	2030
229	1110-539	760	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	95,46	273,46	100,01	556,00	158,26	187,65	1 370,85	2 559,81	2029	2030
ИТОГО по ГГРП-19		43 480					5 461,32	15 644,94	6 449,45	33 085,07	8 563,30	9 960,83	79 164,92	261 182,39		
Реализация сетей до 2030 года																
ГРС-1																
Газопроводы II категории, Р до 0,6 МПа																
230	1051-1058	4 520	/ 180 × 16,4 переход через реку 530 м – 2 шт. переход а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду150 - 4 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	567,74	1 626,38	456,56	4 827,37	535,97	612,59	8 626,60	24 892,74	2021	2022
231	1058-1059	40	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м – 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	142,66	2021	2022
232	1059-514	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2021	2022

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

61

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
				шт												
233	1059-123	670	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м - 2 шт.	- / Ду50 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	84,16	241,08	91,48	661,53	140,64	223,27	1 442,14	2 193,23	2021	2022
234	1058-1060	410	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	51,50	147,53	66,82	306,66	89,72	103,50	765,73	1 563,45	2021	2022
235	1060-128	60	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2021	2022
236	1060-1061	480	/ 110 × 10 переход а/д футляр 20м	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	60,29	172,71	73,46	512,25	103,43	172,88	1 095,02	1 845,69	2021	2022
237	1061-554	20	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	2,51	7,20	29,84	1,79	13,35	0,60	55,29	73,78	2021	2022
238	1061-1062	110	/ 110 × 10	0	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	82,28	30,97	27,77	232,79	419,46	2021	2022
239	1062-1064	270	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	33,91	97,15	53,55	334,98	62,31	113,06	694,95	1 225,59	2021	2022
240	1064-122	200	/ 75 × 6,8 переход, а/д футляр 20 м - 1 шт.	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	25,12	71,96	46,91	287,86	48,60	97,15	577,60	679,80	2021	2022
241	1064-129	790	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м - 2 шт.	- / Ду50 - 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	99,23	284,26	102,86	725,12	164,14	212,10	1 587,70	2 582,88	2021	2022
242	1062-1063	640	/ 90 × 8,2 переход а/д футляр 20м	- / Ду80 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	80,39	230,28	88,63	492,40	134,76	166,19	1 192,66	2 542,72	2021	2022
243	1063-130	40	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	5,02	14,39	31,74	3,58	17,26	1,21	73,20	142,39	2021	2022
244	1063-124	1 320	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20 м - 3 шт.	- / Ду50 - 3 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	165,80	474,96	153,11	1 047,21	232,21	306,31	2 379,60	4 312,68	2021	2022
245	1052-548	140	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	17,58	50,37	41,22	94,24	36,85	31,81	272,07	463,43	2021	2022
246	1053-549	60	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	7,54	21,59	33,63	5,37	21,18	1,81	91,12	203,67	2021	2022
247	1054-550	50	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	171,19	2023	2024
248	1054-551	130	/ 63 × 5,8 переход а/д футляр 20м	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	16,33	46,78	40,27	240,74	34,89	81,25	460,25	430,96	2023	2024
249	1055-1056	5 080	/ 180 × 16,4 переход ж/д 100 м - 2 шт. переход через реку 150 м - 2 шт.	- / Ду150 - 4 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	638,08	1 827,88	507,90	4 613,21	601,31	768,10	8 956,48	27 960,24	2024	2025
250	1056-1057	150	/ 75 × 6,8	0	- / ПЭ100SDR11	новое	18,84	53,97	42,17	100,97	38,81	34,08	288,84	503,57	2024	2025
251	1057-120	200	/ 63 × 5,8	- / Ду50 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	25,12	71,96	46,91	134,63	48,60	45,44	372,66	658,26	2024	2025
252	1057-553	50	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	6,28	17,99	32,68	4,47	19,22	1,51	82,16	176,23	2024	2025
253	1056-121	990	/ 75 × 6,8 переход, ж/д	- / Ду65 - 3 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	124,35	356,22	121,82	913,53	203,31	267,21	1 986,44	3 348,70	2024	2025

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

62

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Ду до (мм) / Ду после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Ду до (мм) / Ду после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
ИТОГО по ГРС-1, 0,6 МПа			16 470				2 068,72	5 926,22	2 230,64	15 408,09	2 654,41	3 273,86	31 561,94	76 908,19		
Реализация сетей до 2030 года																
ГРС-1																
Газопроводы I категории, Р до 1,2 МПа																
Новокузнецкий район																
254	1221-96	1 950	/ 63 × 5,8 переход ж/д футляр 80 м – 1 шт.	- / Ду50 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	244,93	701,65	212,85	1 227,87	339,13	335,21	3 061,64	6 349,51	2025	2026
255	1222-1223	9 270	/ 225 × 20,5 переход мелкие реки, ручьи – 2 шт. переход а/д футляр 50 м -2 шт.	- Ду 200 – 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	1 164,36	3 335,52	812,76	6 800,45	674,18	862,98	13 650,25	61 672,32	2028	2029
256	1223-87	520	/ 90 × 8,2	- / Ду80 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	65,31	187,11	77,25	275,58	111,26	93,01	809,53	2 115,54	2028	2029
257	1223-1224	7 880	/ 225 × 20,5	- / Ду200 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	989,77	2 835,38	711,62	5 766,32	755,37	731,75	11 790,21	51 835,13	2028	2029
258	1224-1225	180	/ 90 × 8,2	0	- / ПЭ100SDR11	новое	22,61	64,77	45,01	121,17	44,68	40,89	339,13	640,77	2028	2029
259	1225-88	150	/ 75 × 6,8	- / Ду65 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	18,84	53,97	42,17	100,97	38,81	34,08	288,84	520,32	2028	2029
260	1225-89	4 330	/ 90 × 8,2	- / Ду80 – 3 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	543,87	1 558,02	438,54	3 004,92	513,68	607,59	6 666,62	16 207,33	2028	2029
261	1224-1226	4 810	/ 180 × 16,4	- / Ду150 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	604,16	1 730,73	484,06	3 519,80	569,99	711,70	7 620,44	26 414,46	2028	2029
262	1226-91	100	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	12,56	35,98	37,42	8,95	29,01	3,02	126,95	344,09	2029	2030
263	1226-1227	1 370	/ 180 × 16,4	- / Ду150 – 1 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	172,08	492,95	157,85	806,73	240,69	235,97	2 106,27	7 537,83	2029	2030
264	1227-90	110	/ 75 × 6,8	- / Ду65 - 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	13,82	39,58	38,37	74,05	30,97	24,99	221,78	377,66	2029	2030
265	1227-92	6 280	/ 110 × 10	- / Ду100 - 3 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	788,80	2 259,67	595,21	4 595,50	606,67	765,15	9 610,99	23 993,38	2029	2030
266	1228-1236	11 450	/ 280 × 25,4 переход мелкие реки, ручьи – 3 шт. переход а/д футляр 50 м -1 шт.	- / Ду250 - 4 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	1 438,18	4 119,93	954,88	8 194,97	826,50	973,56	16 508,01	93 972,86	2023	2024
267	1236-94	790	/ 110 × 10	- / Ду100- 1 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	99,23	284,26	102,86	465,19	164,14	157,00	1 272,68	3 027,81	2025	2026
268	1236-15015	12 120	/ 280 × 25,4 переход мелкие реки, ручьи – 3 шт. переход а/д футляр 100м – 4 шт. переход ж/д, футляр 150 м – 1шт	- / Ду250 -10 шт	- / ПЭ100SDR11	новое	1 522,34	4 361,01	996,00	9 473,00	872,99	1 125,39	18 350,73	99 870,89	2023	2024
ИТОГО по ГРС-1, 1,2 МПа		61 310					7 700,86	22 060,52	5 706,86	44 435,46	5 818,08	6 702,30	92 424,08	394 879,89		

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

МК №1/2659 - ОИ

Лист

63

№ п/п	Участок на расчетной схеме, расчетная точка начало / конец участка	Протяженность участка, п.м.	Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Кол-во запорной арматуры (шт.), Диаметр до (мм) / Диаметр после (мм)	Материал трубы (до/после)	Вид строительства	Стоимость ИИ (геодезия), тыс. руб.	Стоимость ИИ (геология, экология), тыс. руб.	Необходимость выполнения др. видов ИИ (вид доп. ИИ, стоимость, тыс. руб.), ПП и ПМ	Стоимость разработки ПД и РД, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ИИ, тыс. руб.	Стоимость проведения ГЭ ПСД, тыс. руб.	Итоговая стоимость ПИР, включая проведение ГЭ ИИ и ПСД, тыс. руб.	Стоимость СМР, тыс. руб.	Срок реализации ПИР, год	Период реализации СМР, год
Реализация сетей до 2030 года																
ГРС-2																
Газопроводы I категории, Р до 1,2 МПа																
269	1215-1216	9 000	/ 355 × 32,2 переход через мелкие реки и ручьи – 1 шт. переход а/д футляра 50 м -3 шт. переход через ж/д 320 м - 1 шт. 100м – 1 шт.	- / Ду300 – 7 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	1 130,45	3 238,37	793,12	7 193,39	655,05	854,57	13 864,95	93 713,25	2027	2028
270	1216-97	1 340	/ 63 × 5,8 переход через мелкие реки и ручьи – 1 шт.	- / Ду50 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	168,31	482,16	155,01	1 016,60	235,60	297,36	2 355,04	4 368,78	2029	2030
271	1216-1217	2 670	/ 280 × 25,4 переход мелкие реки, ручьи – 1 шт. переход а/д футляра 50м – 1шт	- / Ду250 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	335,37	960,72	281,13	1 985,85	430,58	542,14	4 535,78	21 987,21	2029	2030
272	1217-98	1 760	/ 90 × 8,2	- / Ду80 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	221,07	633,28	194,84	932,74	306,89	272,83	2 561,64	6 794,16	2029	2030
273	1217-99	1 920	/ 225 × 20,5	- / Ду200 – 2 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	241,16	690,85	210,01	1 130,59	334,04	330,70	2 937,36	12 693,94	2029	2030
ИТОГО по ГРС-2, 1,2 МПа		16 690					2 096,35	6 005,38	1 634,10	12 259,18	1 962,16	2 297,59	26 254,77	139 557,33		
Реализация сетей до 2030 года																
ГРС-3																
Газопроводы I категории, Р до 1,2 МПа																
274	1209-616	3 760	/ 110 × 10 переход а/д футляра 50 м – 3 шт.	- / Ду100 – 4 шт.	- / ПЭ100SDR11	новое	472,28	1 352,92	384,49	2 890,27	603,24	584,41	6 287,61	14 399,21	2027	2028
ИТОГО по ГРС-3, 1,2 МПа		3 760					472,28	1 352,92	384,49	2 890,27	603,24	584,41	6 287,61	14 399,21		
ИТОГО по проекту		245 570					30 434,08	87 183,92	30 236,77	180 764,33	37 851,73	42 308,03	408 778,86	1 328 009,61		

В соответствии с методическими рекомендациями был произведён расчёт экономической эффективности проекта строительства газопровода в рамках разработки схемы газоснабжения города Новокузнецка и получена рекомендуемая цена реализации газа потребителям.

В таблице 7 приведены результаты расчётов экономической эффективности эксплуатации рассматриваемого комплекса для сетей при перспективных среднеотраслевых расчётных оптовых ценах на газ и затратах на добычу и транспортировку газа без учёта инвестиционных надбавок к тарифу или платы за технологическое подключение. Расчёты велись на перспективный период.

Для оценки проекта учитываются следующие критерии эффективности:

Ставка дисконтирования (%) – ставка сравнения (норма дисконта), по которой производится дисконтирование денежных потоков. Соответствует процентной ставке, отражающей альтернативную доходность, или стоимость капитала. Дисконтирование – операция расчёта современной ценности (приведённой стоимости, present value) денежных сумм, относящихся к будущим периодам времени.

Чистый доход – накопленное сальдо денежных потоков от операционной и инвестиционной деятельности за весь расчётный период действия проекта.

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) или чистая приведённая стоимость (англ. Net present value, общепринятое сокращение - NPV) – сумма дисконтированных одновременных разностей между выгодами и затратами по проекту. Сумма денежных потоков (поступлений и платежей), связанных с операционной и инвестиционной деятельностью, приведённых (дисконтированных) на момент начала осуществления инвестиций.

Расчёт ЧДД - стандартный метод оценки эффективности инвестиционного проекта и показывает оценку эффекта от инвестиции, приведённую к настоящему моменту времени с учётом разной стоимости денег с течением времени.

Если ЧДД больше 0, то инвестиция прибыльна, а если ЧДД меньше 0, то инвестиция убыточна.

Таблица 7

Основные экономические показатели проекта

Наименование	Единица измерения	Значение	
		первая очередь (до 2020 г.)	до 2030 г.
Инвестиции по проекту	тыс. руб.	858 616	1 736 788
Эксплуатационные затраты	тыс. руб./год	1 291 967	1 290 775
Ставка дисконтирования	%	14,2	
ВНД	%	-	-
NPV	тыс. руб.	-2 486 351	-2 300 206

Полученные результаты расчётов показывают, что в существующих ценовых условиях на транспортировку газа, а так же с учётом инвестиций и затрат на обслуживание линейного объекта, проект в целом имеет слабую эффективность или вообще не эффективен ($NPV < 0$), а чувствительность ко многим внешним факторам может сделать проект абсолютно убыточным при малейшем изменении расходной части или снижении тарифа на транспортировку газа, например.

Полные формы экономических расчётов по оценке эффективности сооружения газопровода (по вариантам, без инвестиционной надбавки) представлены в таблицах 8-10.

Приведённые ниже таблицы основаны на учёте доходной и расходной частей проектов, а также на расчёте периода, при котором инвестиционные затраты будут полностью окупаться за счёт получения чистой прибыли.

Чистые денежные потоки по шагам проекта формируются из операционных и инвестиционных оттоков и притоков денежных средств. В качестве операционных расходов взята усреднённая структура себестоимости транспортировки газа. Доходную операционную часть формируют приходы денежных средств от реализации услуги по транспортировке с учётом объёмов газа и утверждённых тарифов ГРО. Тариф ГРО является средневзвешенным и учитывает стоимость транспортировки для различных объёмов газа. На основе чистого денежного потока рассчитываются показатели эффективности проекта.

В расчётах нераспределённая прибыль не реинвестируется. Распределение денежной прибыли в данном расчёте не учитывается, т.к. оценивается проект «в целом» и на данном этапе не известны договорённости относительно долей инвестирования и распределения прибыли.

Расчёт необходимого оборотного капитала выполнен с целью нейтрализации кассовых разрывов (нехватки операционных средств) в период основного инвестирования в проект.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
				<i>Сели</i>			66
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

Оценка экономической эффективности проекта (первая очередь (до 2020 г., без инвестиционной надбавки и платы за подключение))

№ п/п	Позиция	Ед. измерени	Итого	Период по годам													
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	План производства																
A	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 487,72	513,05	547,93	585,19	624,99	715,76	770,79	830,05	893,86	962,58	1 036,59	1 116,28	1 202,10	1 294,52	1 394,04
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,05	3 287,22	3 287,22	3 287,22	3 287,22	3 524,96	3 554,27	3 583,82	3 613,62	3 643,67	3 673,96	3 704,51	3 735,31	3 766,37	3 797,69
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367
B	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,057	0,037	0,039	0,041	0,044	0,047	0,050	0,053	0,057	0,060	0,064	0,068	0,073	0,077	0,082
II	Смета затрат																
A	Заработная плата	млн.руб.	7 214,59	277,280	302,235	329,436	359,085	391,403	426,629	465,026	506,878	552,497	602,222	656,422	715,500	779,895	850,085
B	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,38	83,184	90,670	98,831	107,726	117,421	127,989	139,508	152,063	165,749	180,667	196,927	214,650	233,968	255,026
B	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,68	393,976	413,674	434,358	456,076	476,979	499,032	522,286	546,796	572,620	599,818	628,455	658,599	690,320	723,694
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,95	54,950	57,698	60,583	63,612	66,792	70,132	73,639	77,320	81,186	85,246	89,508	93,983	98,683	103,617
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,29	258,196	271,106	284,661	298,894	313,839	329,531	346,007	363,308	381,473	400,547	420,574	441,603	463,683	486,867
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,89	15,258	16,021	16,822	17,663	16,692	15,774	14,906	14,086	13,312	12,580	11,888	11,234	10,616	10,032
4	Диагностика	млн.руб.	4,902	0,3799	0,3989	0,4189	0,4398	0,4156	0,3928	0,3712	0,3508	0,3315	0,3132	0,2960	0,2797	0,2643	0,2498
5	Прочие расходы	млн.руб.	5 060,29	65,191	68,451	71,873	75,467	79,240	83,202	87,363	91,731	96,317	101,133	106,190	111,499	117,074	122,928
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 091,89	74,462	84,610	85,362	87,158	84,979	82,855	80,783	78,764	76,795	74,875	73,003	71,178	69,398	67,663
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 087,54	828,902	891,190	947,987	1 010,045	1 070,782	1 136,504	1 207,603	1 284,501	1 367,661	1 457,581	1 554,807	1 659,926	1 773,581	1 896,468
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,364	0,252	0,271	0,288	0,307	0,304	0,320	0,337	0,355	0,375	0,397	0,420	0,444	0,471	0,499
III	Денежные потоки																
A	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	5 661,63	580,70	1 101,45	431,70	523,66	238,93	249,89	261,84	274,87	289,09	304,62	321,58	340,14	360,45	382,70
A1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	858,62	143,43	476,79	99,19	139,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	СМР на комплексе	млн.руб.	678,48	0,00	457,30	81,98	139,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	180,13	143,43	19,50	17,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	4 803,01	437,27	624,66	332,52	384,45	238,93	249,89	261,84	274,87	289,09	304,62	321,58	340,14	360,45	382,70
B	Операционная деятельность	млн.руб.	-3 944,39	-293,84	-147,87	-233,33	-245,25	-238,93	-249,89	-261,84	-274,87	-289,09	-304,62	-321,58	-340,14	-360,45	-382,70
1	выручка от реализации	млн.руб.	15 218,11	513,05	676,01	721,50	770,05	881,31	948,43	1 020,68	1 098,43	1 182,10	1 272,15	1 369,06	1 473,36	1 585,60	1 706,40
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 091,89	74,46	84,61	85,36	87,16	84,98	82,85	80,78	78,76	76,79	74,87	73,00	71,18	69,40	67,66
3	расходы	млн.руб.	16 995,65	754,44	806,58	862,62	922,89	985,80	1 053,65	1 126,82	1 205,74	1 290,87	1 382,71	1 481,80	1 588,75	1 704,18	1 828,80
B	Потоки в сумме (инвестиции и операционка)	млн.руб.	-4 803,01	-437,27	-624,66	-332,52	-384,45	-238,93	-249,89	-261,84	-274,87	-289,09	-304,62	-321,58	-340,14	-360,45	-382,70
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операционка)	млн.руб.	-4 803,01	-437,27	-1 061,93	-1 394,44	-1 778,90	-2 017,83	-2 267,72	-2 529,56	-2 804,43	-3 093,51	-3 398,13	-3 719,71	-4 059,85	-4 420,31	-4 803,01
Д	Возврат НДС	млн.руб.	2 166,86	52,44	17,30	92,21	92,41	134,44	144,68	155,70	167,56	180,32	194,06	208,84	224,75	241,87	260,30
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	-2 869,42	-315,85	-215,18	-226,49	-240,00	-189,48	-188,07	-186,92	-186,07	-185,56	-185,43	-185,75	-186,57	-187,98	-190,07
B	Налог на прибыль	млн.руб.	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
B	Чистая прибыль	млн.руб.	-2 869,42	-315,85	-215,18	-226,49	-240,00	-189,48	-188,07	-186,92	-186,07	-185,56	-185,43	-185,75	-186,57	-187,98	-190,07
V	Показатели эффективности																
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	-4 803,01	-437,27	-624,66	-332,52	-384,45	-238,93	-249,89	-261,84	-274,87	-289,09	-304,62	-321,58	-340,14	-360,45	-382,70
B	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	-4 803,01	-437,27	-1 061,93	-1 394,44	-1 778,90	-2 017,83	-2 267,72	-2 529,56	-2 804,43	-3 093,51	-3 398,13	-3 719,71	-4 059,85	-4 420,31	-4 803,01
B	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	-2 486,35	-437,27	-546,74	-254,73	-257,78	-140,22	-128,36	-117,72	-108,16	-99,57	-91,83	-84,85	-78,55	-72,86	-67,71
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	-2 486,35	-437,27	-984,00	-1 238,74	-1 496,52	-1 636,74	-1 765,10	-1 882,82	-1 990,99	-2 090,55	-2 182,38	-2 267,23	-2 345,79	-2 418,64	-2 486,35
Д	Внутренняя норма доходности	%	-														
Е	Срок окупаемости обычный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

67

Оценка экономической эффективности проекта (расчётный срок, до 2030 г.), без инвестиционной надбавки и платы за подключение)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам														
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
I	План производства																	
A	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 487,7	513,047	547,935	585,194	624,987	715,761	770,789	830,047	893,862	962,582	1 036,586	1 116,279	1 202,099	1 294,516	1 394,039	
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,0	3 287,217	3 287,217	3 287,217	3 287,217	3 524,956	3 554,266	3 583,820	3 613,619	3 643,666	3 673,963	3 704,512	3 735,315	3 766,374	3 797,691	
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367	
Б	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,057	0,037	0,039	0,041	0,044	0,047	0,050	0,053	0,057	0,060	0,064	0,068	0,073	0,077	0,082	
II	Смета затрат																	
A	Заработная плата	млн.руб.	7 214,592	277,280	302,235	329,436	359,085	391,403	426,629	465,026	506,878	552,497	602,222	656,422	715,500	779,895	850,085	
Б	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,378	83,184	90,670	98,831	107,726	117,421	127,989	139,508	152,063	165,749	180,667	196,927	214,650	233,968	255,026	
B	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,683	393,976	413,674	434,358	456,076	476,979	499,032	522,286	546,796	572,620	599,818	628,455	658,599	690,320	723,694	
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,948	54,950	57,698	60,583	63,612	66,792	70,132	73,639	77,320	81,186	85,246	89,508	93,983	98,683	103,617	
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,286	258,196	271,106	284,661	298,894	313,839	329,531	346,007	363,308	381,473	400,547	420,574	441,603	463,683	486,867	
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,885	15,258	16,021	16,822	17,663	16,692	15,774	14,906	14,086	13,312	12,580	11,888	11,234	10,616	10,032	
4	Диагностика	млн.руб.	4,902	0,380	0,399	0,419	0,440	0,416	0,393	0,371	0,351	0,331	0,313	0,296	0,280	0,264	0,250	
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,661	65,191	68,451	71,873	75,467	79,240	83,202	87,363	91,731	96,317	101,133	106,190	111,499	117,074	122,928	
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 075,2	70,877	69,105	67,377	65,693	70,047	70,496	70,622	76,609	76,880	77,848	80,914	86,454	93,838	98,443	
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 070,9	825,316	875,684	930,002	988,580	1 055,850	1 124,145	1 197,441	1 282,346	1 367,746	1 460,555	1 562,718	1 675,203	1 798,021	1 927,248	
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,5	
III	Денежные потоки																	
A	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	7 259,9	319,653	233,689	251,185	270,303	307,515	408,337	393,678	830,253	425,411	488,757	655,562	851,538	1 003,318	820,700	
A1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	1 736,8	0,000	0,000	0,000	0,000	37,682	87,058	72,440	305,157	74,903	101,177	183,505	280,987	353,222	240,658	
3	СМР на комплексе	млн.руб.	1 328,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	82,013	11,115	286,569	49,053	66,701	130,113	190,608	271,179	240,658	
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	408,8	0,000	0,000	0,000	0,000	37,682	5,045	61,325	18,587	25,850	34,476	53,392	90,378	82,042	0,000	
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	5 523,1	319,653	233,689	251,185	270,303	269,832	321,279	321,238	525,096	350,508	387,580	472,058	570,551	650,096	580,042	
Б	Операционная деятельность	млн.руб.	-3 786,3	-319,653	-233,689	-251,185	-270,303	-232,150	-234,221	-248,799	-219,939	-275,605	-286,403	-288,553	-289,564	-296,874	-339,384	
1	выручка от реализации	млн.руб.	15 218,1	513,047	676,011	721,499	770,049	881,307	948,435	1 020,678	1 098,426	1 182,099	1 272,148	1 369,059	1 473,356	1 585,601	1 706,400	
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 075,2	70,877	69,105	67,377	65,693	70,047	70,496	70,622	76,609	76,880	77,848	80,914	86,454	93,838	98,443	
3	расходы	млн.руб.	16 995,7	754,439	806,580	862,625	922,887	985,803	1 053,650	1 126,819	1 205,737	1 290,866	1 382,707	1 481,804	1 588,749	1 704,183	1 828,804	
В	Потоки в сумме (инвестиции и операционка)	млн.руб.	-5 523,1	-319,7	-233,7	-251,2	-270,3	-269,8	-321,3	-321,2	-525,1	-350,5	-387,6	-472,1	-570,6	-650,1	-580,0	
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операционка)	млн.руб.	-5 523,1	-319,7	-553,3	-804,5	-1 074,8	-1 344,7	-1 665,9	-1 987,2	-2 512,3	-2 862,8	-3 250,4	-3 722,4	-4 293,0	-4 943,1	-5 523,1	
Д	Возврат НДС	млн.руб.	2 008,8	78,3	103,1	110,1	117,5	127,7	129,0	142,7	112,6	166,8	175,8	175,8	174,2	178,3	217,0	
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																	
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	-2 852,7	-312,268	-199,673	-208,503	-218,531	-174,543	-175,710	-176,763	-183,920	-185,647	-188,407	-193,658	-201,847	-212,420	-220,848	
Б	Налог на прибыль	млн.руб.	0,0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	
В	Чистая прибыль	млн.руб.	-2 852,7	-312,268	-199,673	-208,503	-218,531	-174,543	-175,710	-176,763	-183,920	-185,647	-188,407	-193,658	-201,847	-212,420	-220,848	
V	Показатели эффективности																	
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	-5 523,1	-319,7	-233,7	-251,2	-270,3	-269,8	-321,3	-321,2	-525,1	-350,5	-387,6	-472,1	-570,6	-650,1	-580,0	
Б	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	-5 523,1	-319,7	-553,3	-804,5	-1 074,8	-1 344,7	-1 665,9	-1 987,2	-2 512,3	-2 862,8	-3 250,4	-3 722,4	-4 293,0	-4 943,1	-5 523,1	
В	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	-2 300,2	-319,7	-204,5	-192,4	-181,2	-158,4	-165,0	-144,4	-206,6	-120,7	-116,8	-124,6	-131,8	-131,4	-102,6	
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	-2 300,2	-319,7	-524,2	-716,6	-897,9	-1 056,2	-1 221,2	-1 365,7	-1 572,3	-1 693,0	-1 809,9	-1 934,4	-2 066,2	-2 197,6	-2 300,2	
Д	Внутренняя норма доходности	%	-															
Е	Срок окупаемости обычный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

68

Оценка экономической эффективности проекта (сводный: первая очередь (до 2020 г.) + расчётный срок (до 2030 г.), без инвестиционной надбавки и платы за подключение)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам													
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	План производства																
A	<i>Чистый доход от реализации газа</i>	млн.руб.	12 487,7	513,0	547,9	585,2	625,0	715,8	770,8	830,0	893,9	962,6	1 036,6	1 116,3	1 202,1	1 294,5	1 394,0
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,0	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 525,0	3 554,3	3 583,8	3 613,6	3 643,7	3 674,0	3 704,5	3 735,3	3 766,4	3 797,7
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367
Б	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,057	0,037	0,039	0,041	0,044	0,047	0,050	0,053	0,057	0,060	0,064	0,068	0,073	0,077	0,082
II	Смета затрат		0,304														
A	Заработная плата	млн.руб.	7 214,592	277,3	302,2	329,4	359,1	391,4	426,6	465,0	506,9	552,5	602,2	656,4	715,5	779,9	850,1
Б	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,378	83,2	90,7	98,8	107,7	117,4	128,0	139,5	152,1	165,7	180,7	196,9	214,6	234,0	255,0
В	<i>Производственные расходы, в т.ч.</i>	млн.руб.	7 616,683	394,0	413,7	434,4	456,1	477,0	499,0	522,3	546,8	572,6	599,8	628,5	658,6	690,3	723,7
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,948	55,0	57,7	60,6	63,6	66,8	70,1	73,6	77,3	81,2	85,2	89,5	94,0	98,7	103,6
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,286	258,2	271,1	284,7	298,9	313,8	329,5	346,0	363,3	381,5	400,5	420,6	441,6	463,7	486,9
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,885	15,3	16,0	16,8	17,7	16,7	15,8	14,9	14,1	13,3	12,6	11,9	11,2	10,6	10,0
4	Диагностика	млн.руб.	4,902	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,661	65,2	68,5	71,9	75,5	79,2	83,2	87,4	91,7	96,3	101,1	106,2	111,5	117,1	122,9
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 348,4	74,5	84,6	85,4	87,2	91,5	92,0	92,1	98,1	98,3	99,3	102,4	107,9	115,3	119,9
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 344,1	828,9	891,2	948,0	1 010,0	1 077,3	1 145,6	1 218,9	1 303,8	1 389,2	1 482,0	1 584,2	1 696,7	1 819,5	1 948,7
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,369	0,252	0,271	0,288	0,307	0,306	0,322	0,340	0,361	0,381	0,403	0,428	0,454	0,483	0,513
III	Денежные потоки																
A	<i>Инвестиционная деятельность</i>	млн.руб.	8 720,6	478,7	1 101,5	431,7	523,7	307,5	408,3	393,7	830,3	425,4	488,8	655,6	851,5	1 003,3	820,7
A1	<i>Затраты на приобретение материальных объектов:</i>	млн.руб.	2 595,4	143,4	476,8	99,2	139,2	37,7	87,1	72,4	305,2	74,9	101,2	183,5	281,0	353,2	240,7
3	СМР на комплексе	млн.руб.	2 006,5	0,0	457,3	82,0	139,2	0,0	82,0	11,1	286,6	49,1	66,7	130,1	190,6	271,2	240,7
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	588,9	143,4	19,5	17,2	0,0	37,7	5,0	61,3	18,6	25,9	34,5	53,4	90,4	82,0	0,0
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	6 125,2	335,3	624,7	332,5	384,5	269,8	321,3	321,2	525,1	350,5	387,6	472,1	570,6	650,1	580,0
Б	<i>Операционная деятельность</i>	млн.руб.	-3 529,8	-191,8	-147,9	-233,3	-245,2	-232,1	-234,2	-248,8	-219,9	-275,6	-286,4	-288,6	-289,6	-296,9	-339,4
1	выручка от реализации	млн.руб.	15 338,5	633,4	676,0	721,5	770,0	881,3	948,4	1 020,7	1 098,4	1 182,1	1 272,1	1 369,1	1 473,4	1 585,6	1 706,4
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 348,4	74,5	84,6	85,4	87,2	91,5	92,0	92,1	98,1	98,3	99,3	102,4	107,9	115,3	119,9
3	расходы	млн.руб.	16 995,7	754,4	806,6	862,6	922,9	985,8	1 053,6	1 126,8	1 205,7	1 290,9	1 382,7	1 481,8	1 588,7	1 704,2	1 828,8
В	Потоки в сумме (инвестиции и операционка)	млн.руб.	-6 125,2	-335,3	-624,7	-332,5	-384,5	-269,8	-321,3	-321,2	-525,1	-350,5	-387,6	-472,1	-570,6	-650,1	-580,0
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операционка)	млн.руб.	-6 125,2	-335,3	-959,9	-1 292,5	-1 676,9	-1 946,7	-2 268,0	-2 589,3	-3 114,4	-3 464,9	-3 852,4	-4 324,5	-4 895,1	-5 545,1	-6 125,2
Д	Возврат НДС	млн.руб.	1 655,6	70,8	17,3	92,2	92,4	127,7	129,0	142,7	112,6	166,8	175,8	175,8	174,2	178,3	217,0
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	-3 005,6	-195,5	-215,2	-226,5	-240,0	-196,0	-197,2	-198,2	-205,4	-207,1	-209,9	-215,1	-223,3	-233,9	-242,3
Б	Налог на прибыль	млн.руб.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
В	Чистая прибыль	млн.руб.	-3 005,6	-195,5	-215,2	-226,5	-240,0	-196,0	-197,2	-198,2	-205,4	-207,1	-209,9	-215,1	-223,3	-233,9	-242,3
V	Показатели эффективности																
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	-6 125,2	-335,3	-624,7	-332,5	-384,5	-269,8	-321,3	-321,2	-525,1	-350,5	-387,6	-472,1	-570,6	-650,1	-580,0
Б	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	-6 125,2	-335,3	-959,9	-1 292,5	-1 676,9	-1 946,7	-2 268,0	-2 589,3	-3 114,4	-3 464,9	-3 852,4	-4 324,5	-4 895,1	-5 545,1	-6 125,2
В	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	-2 796,9	-335,3	-546,7	-254,7	-257,8	-158,4	-165,0	-144,4	-206,6	-120,7	-116,8	-124,6	-131,8	-131,4	-102,6
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	-2 796,9	-335,3	-882,0	-1 136,8	-1 394,5	-1 552,9	-1 717,9	-1 862,3	-2 069,0	-2 189,7	-2 306,5	-2 431,1	-2 562,9	-2 694,3	-2 796,9
Д	Внутренняя норма доходности	%	-														
Е	Срок окупаемости обычный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

МК №1/2659 - ОИ

Лист

69

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

Таким образом, возврат инвестиций в проект, осуществляемый только за счёт валового дохода, полученного от транспортировки газа, является недостаточным – чистая прибыль проекта отрицательная, $NPV < 0$, а периоды окупаемости выходят за рамки горизонта расчётов.

3.5. Формирование цены на газ для потребителей

Возврат инвестиций в проект может осуществляться как за счёт увеличения тарифа по транспортировке природного газа по распределительным сетям ГРО, за счёт платы за технологическое подключение, а также за счёт регулируемого роста спецнадбавки для реализации инвестиционных проектов, что позволит снизить расчётную надбавку к тарифу.

Расчёты, приведённые ниже, показывают, что возможность возврата инвестиций и дополнительные затраты газораспределительных организаций, связанные с эксплуатацией газопровода и транспортировкой газа, может привести к однократному увеличению тарифа за транспортировку заявленного объёма газа от 0,199 руб./м³ до 0,42 руб./м³, а также к утверждению стандартизированной платы за одно технологическое подключение от 22,15 тыс. руб. до 106,15 тыс. руб.

Эксплуатационные затраты также относятся на тариф по транспортировке природного газа по распределительным сетям ГРО. При обновлении сетей и строительстве новых, в составе себестоимости могут быть уменьшены такие статьи, как работы и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями, капитальный ремонт, диагностика и прочие расходы.

Расчётный базовый тариф на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям по существующим потребителям составил 146,1 руб./тыс. м³, на 1 очередь (до 2020 г.), без учёта индексации тарифа (около 3 % в год) – 163,03 руб./тыс. м³, на расчётный срок (до 2030 г.) – 186,9 руб./тыс. м³.

В случае применения инвестиционной надбавки к тарифам на транспортировку газа потребителям, показатели эффективности проекта могут быть следующие (см. таблицу 11).

В таблицах представлена информация о необходимых тарифах на транспортировку газа с учётом инвестиционной надбавки (средней за период расчёта – 2017-2030 гг.) или платы за технологическое подключение, обеспечивающих уровень безубыточности проектам ($NPV=0$).

Таблица 11

Основные экономические показатели проекта с учётом динамического изменения тарифа на транспорт газа и инвестиционной надбавки или платы за подключение (средние значения за расчётный период)

Наименование	Единица измерения	Значение	
		Первая очередь	до 2030 г.
Надбавка к тарифу на транспортировку газа			
Тариф на транспортировку газа по газопроводу	руб./м ³	0,248	0,248
Надбавка к тарифу на транспортировку (среднегодовая)	руб./м ³	0,199	0,420
Стоимость транспортировки газа для конечных потребителей	руб./м ³	0,447	0,668

Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата	МК №1-/2659 - ОИ	Лист
							70

Наименование	Единица измерения	Значение	
		Первая очередь	до 2030 г.
Чистая прибыль за расчётный период (среднегодовая)	тыс. руб.	194 304	449 382
Простой срок окупаемости	лет	5,5	7,9
Дисконтированный срок окупаемости	лет	6,7	14,0
NPV	тыс. руб.	0	0
ВНД	%	7,51%	14,25%
Плата за подключение			
Спецнадбавка существующая (среднегодовая)	руб./м ³	0,057	0,057
Плата за подключение (на 1 м. куб. газа)	руб./м ³	32,899	35,479
Стандартизированная плата за подключение	руб./подключение	106 148	22 150
Чистая прибыль за расчётный период (среднегодовая)	тыс. руб.	278 460	376 503
Простой срок окупаемости	лет	6,6	7,0
Дисконтированный срок окупаемости	лет	14,0	14,0
NPV	тыс. руб.	0	0
ВНД	%	14,25%	14,25%

Для полной картины оценки эффективности, финансирование и экономические показатели по объектам первой очереди (до 2020 г.) и объектам строительства до 2030 года были объединены в сводный проект (NPV=0).

Таблица 12

Основные экономические показатели проекта с учётом динамического изменения тарифа на транспорт газа и инвестиционной надбавки или платы за подключение (средние значения за расчётный период – 2017-2030 гг.)

Наименование	Единица измерения	Значение
Надбавка к тарифу на транспортировку газа		
Тариф на транспортировку газа по газопроводу	руб./м ³	0,248
Надбавка к тарифу на транспортировку (среднегодовая)	руб./м ³	0,230
Стоимость транспортировки газа для конечных потребителей	руб./м ³	0,478
Чистая прибыль за расчётный период (среднегодовая)	тыс. руб.	264 751
Простой срок окупаемости	лет	5,7
Дисконтированный срок окупаемости	лет	6,8
NPV	тыс. руб.	0
ВНД	%	14,25%
Плата за подключение		
Спецнадбавка существующая (среднегодовая)	руб./м ³	0,057
Плата за подключение (на 1 м. куб. газа)	руб./м ³	17,344
Стандартизированная плата за подключение	руб./подключение	17 342
Чистая прибыль за расчётный период (среднегодовая)	тыс. руб.	333 956
Простой срок окупаемости	лет	5,0
Дисконтированный срок окупаемости	лет	8,9
NPV	тыс. руб.	0
ВНД	%	14,25%

Полная форма экономических расчётов по оценке надбавки к тарифу ГРО или платы за подключение представлена в таблицах 13-18.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		72

Оценка экономической эффективности проекта (первая очередь, до 2020 г., с инвестиционной надбавкой)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам													
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	План производства																
A	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 487,72	513,05	547,93	585,19	624,99	715,76	770,79	830,05	893,86	962,58	1 036,59	1 116,28	1 202,10	1 294,52	1 394,04
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,05	3 287,22	3 287,22	3 287,22	3 287,22	3 524,96	3 554,27	3 583,82	3 613,62	3 643,67	3 673,96	3 704,51	3 735,31	3 766,37	3 797,69
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367
Б	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,185	0,000	0,288	0,276	0,264	0,251	0,238	0,223	0,207	0,190	0,172	0,153	0,133	0,111	0,087
II	Смета затрат																
A	Зарботная плата	млн.руб.	7 214,59	277,28	302,23	329,44	359,09	391,40	426,63	465,03	506,88	552,50	602,22	656,42	715,50	779,89	850,09
Б	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,38	83,18	90,67	98,83	107,73	117,42	127,99	139,51	152,06	165,75	180,67	196,93	214,65	233,97	255,03
В	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,68	393,98	413,67	434,36	456,08	476,98	499,03	522,29	546,80	572,62	599,82	628,46	658,60	690,32	723,69
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,95	54,95	57,70	60,58	63,61	66,79	70,13	73,64	77,32	81,19	85,25	89,51	93,98	98,68	103,62
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,29	258,20	271,11	284,66	298,89	313,84	329,53	346,01	363,31	381,47	400,55	420,57	441,60	463,68	486,87
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,89	15,26	16,02	16,82	17,66	16,69	15,77	14,91	14,09	13,31	12,58	11,89	11,23	10,62	10,03
4	Диагностика	млн.руб.	4,90	0,38	0,40	0,42	0,44	0,42	0,39	0,37	0,35	0,33	0,31	0,30	0,28	0,26	0,25
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,66	65,19	68,45	71,87	75,47	79,24	83,20	87,36	91,73	96,32	101,13	106,19	111,50	117,07	122,93
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 091,89	74,46	84,61	85,36	87,16	84,98	82,85	80,78	78,76	76,79	74,87	73,00	71,18	69,40	67,66
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 087,54	828,90	891,19	947,99	1 010,04	1 070,78	1 136,50	1 207,60	1 284,50	1 367,66	1 457,58	1 554,81	1 659,93	1 773,58	1 896,47
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,36	0,25	0,27	0,29	0,31	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,44	0,47	0,50
III	Денежные потоки																
A	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	2 121,48	580,70	476,79	99,19	139,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,21	150,29	253,77	366,33
A1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	858,62	143,43	476,79	99,19	139,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	СМР на комплексе	млн.руб.	678,48	0,00	457,30	81,98	139,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	180,13	143,43	19,50	17,21	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	1 262,86	437,27	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	55,21	150,29	253,77	366,33
Б	Операционная деятельность	млн.руб.	1 485,20	-293,84	545,14	421,12	368,07	371,64	315,09	253,30	185,85	112,30	32,12	-55,21	-150,29	-253,77	-366,33
1	выручка от реализации	млн.руб.	21 625,03	513,05	1 493,76	1 493,76	1 493,76	1 601,79	1 615,11	1 628,54	1 642,08	1 655,73	1 669,50	1 683,38	1 697,38	1 711,49	1 725,72
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 091,89	74,46	84,61	85,36	87,16	84,98	82,85	80,78	78,76	76,79	74,87	73,00	71,18	69,40	67,66
3	расходы	млн.руб.	16 995,65	754,44	806,58	862,62	922,89	985,80	1 053,65	1 126,82	1 205,74	1 290,87	1 382,71	1 481,80	1 588,75	1 704,18	1 828,80
В	Потоки в сумме (инвестиции и операционка)	млн.руб.	626,58	-437,27	68,35	321,94	228,86	371,64	315,09	253,30	185,85	112,30	32,12	-55,21	-150,29	-253,77	-366,33
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операционка)	млн.руб.	626,58	-437,27	-368,92	-46,98	181,88	553,52	868,61	1 121,90	1 307,76	1 420,05	1 452,18	1 396,97	1 246,67	992,91	626,58
Д	Возврат НДС	млн.руб.	3 144,18	52,44	142,04	210,01	202,80	244,34	246,37	248,42	250,49	252,57	254,67	256,79	258,92	261,08	263,25
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	3 537,49	-315,85	602,57	545,77	483,71	531,01	478,60	420,93	357,58	288,07	211,92	128,57	37,45	-62,09	-170,74
Б	Налог на прибыль	млн.руб.	817,24	0,00	120,51	109,15	96,74	106,20	95,72	84,19	71,52	57,61	42,38	25,71	7,49	0,00	0,00
В	Чистая прибыль	млн.руб.	2 720,26	-315,85	482,05	436,62	386,97	424,81	382,88	336,75	286,06	230,46	169,53	102,86	29,96	-62,09	-170,74
V	Показатели эффективности																
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	-190,66	-437,27	-52,17	212,78	132,12	265,44	219,36	169,11	114,34	54,68	-10,26	-80,92	-157,78	-253,77	-366,33
Б	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	-190,66	-437,27	-489,43	-276,65	-144,53	120,91	340,27	509,38	623,72	678,41	668,14	587,22	429,44	175,67	-190,66
В	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	0,00	-437,27	-45,66	163,01	88,59	155,78	112,68	76,03	44,99	18,83	-3,09	-21,35	-36,44	-51,29	-64,81
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	0,00	-437,27	-482,93	-319,92	-231,33	-75,55	37,13	113,16	158,15	176,99	173,89	152,54	116,10	64,81	0,00
Д	Внутренняя норма доходности	%	7,5%														
Е	Срок окупаемости обычный	лет	5,5	1,0	1,0	1,0	1,0	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	5,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

Оценка экономической эффективности проекта (первая очередь, до 2020 г., с платой за подключение)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам													
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	План производства																
А	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 488	513,0	547,9	585,2	625,0	715,8	770,8	830,0	893,9	962,6	1 036,6	1 116,3	1 202,1	1 294,5	1 394,0
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 525,0	3 554,3	3 583,8	3 613,6	3 643,7	3 674,0	3 704,5	3 735,3	3 766,4	3 797,7
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367
Б	Плата за подключение	руб/куб.м	30,549	0,000	33,007	32,993	32,978	32,962	32,945	32,928	32,908	32,888	32,866	32,843	32,818	32,791	32,763
В	Стандартная плата за подключение	тыс. руб/подкл.	106,1	0,0	106,5	106,5	106,4	106,4	106,3	106,2	106,2	106,1	106,0	106,0	105,9	105,8	105,7
Г	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,057	0,037	0,039	0,041	0,044	0,047	0,050	0,053	0,057	0,060	0,064	0,068	0,073	0,077	0,082
II	Смета затрат		30,854														
А	Заработная плата	млн.руб.	7 214,6	277,3	302,2	329,4	359,1	391,4	426,6	465,0	506,9	552,5	602,2	656,4	715,5	779,9	850,1
Б	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,4	83,2	90,7	98,8	107,7	117,4	128,0	139,5	152,1	165,7	180,7	196,9	214,6	234,0	255,0
В	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,7	394,0	413,7	434,4	456,1	477,0	499,0	522,3	546,8	572,6	599,8	628,5	658,6	690,3	723,7
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,9	55,0	57,7	60,6	63,6	66,8	70,1	73,6	77,3	81,2	85,2	89,5	94,0	98,7	103,6
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,3	258,2	271,1	284,7	298,9	313,8	329,5	346,0	363,3	381,5	400,5	420,6	441,6	463,7	486,9
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,9	15,3	16,0	16,8	17,7	16,7	15,8	14,9	14,1	13,3	12,6	11,9	11,2	10,6	10,0
4	Диагностика	млн.руб.	4,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,7	65,2	68,5	71,9	75,5	79,2	83,2	87,4	91,7	96,3	101,1	106,2	111,5	117,1	122,9
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 091,9	74,5	84,6	85,4	87,2	85,0	82,9	80,8	78,8	76,8	74,9	73,0	71,2	69,4	67,7
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 087,5	828,9	891,2	948,0	1 010,0	1 070,8	1 136,5	1 207,6	1 284,5	1 367,7	1 457,6	1 554,8	1 659,9	1 773,6	1 896,5
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,364	0,252	0,271	0,288	0,307	0,304	0,320	0,337	0,355	0,375	0,397	0,420	0,444	0,471	0,499
III	Денежные потоки																
А	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	1 409,0	580,7	590	99	139	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
А1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	858,6	143,4	476,8	99,2	139,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
3	СМР на комплексе	млн.руб.	678,5	0,0	457,3	82,0	139,2										
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	180,1	143,4	19,5	17,2	0,0										
А2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	550,4	437,3	113,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Б	Операционная деятельность	млн.руб.	2 683,9	-293,8	363,7	278,0	265,8	271,9	260,7	248,5	235,1	220,6	204,7	187,4	168,5	147,7	125,1
1	выручка от реализации	млн.руб.	23 039,5	513,0	1 279,6	1 324,9	1 373,1	1 484,1	1 550,9	1 622,8	1 700,2	1 783,5	1 873,2	1 969,7	2 073,5	2 185,3	2 305,6
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 091,9	74,5	84,6	85,4	87,2	85,0	82,9	80,8	78,8	76,8	74,9	73,0	71,2	69,4	67,7
3	расходы	млн.руб.	16 995,7	754,4	806,6	862,6	922,9	985,8	1 053,6	1 126,8	1 205,7	1 290,9	1 382,7	1 481,8	1 588,7	1 704,2	1 828,8
В	Потоки в сумме (инвестиции и операция)	млн.руб.	1 825,3	-437,3	-113,1	178,8	126,6	271,9	260,7	248,5	235,1	220,6	204,7	187,4	168,5	147,7	125,1
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операция)	млн.руб.	1 825,3	-437,3	-550,4	-371,6	-244,9	27,0	287,7	536,1	771,3	991,9	1 196,6	1 384,1	1 552,5	1 700,3	1 825,3
Д	Возврат НДС	млн.руб.	3 360,0	52,4	109,4	184,2	184,4	226,4	236,6	247,6	259,4	272,1	285,7	300,5	316,3	333,3	351,7
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																
А	Балансовая прибыль	млн.руб.	4 952,0	-315,9	388,4	376,9	363,1	413,3	414,4	415,2	415,7	415,9	415,6	414,9	413,6	411,7	409,1
Б	Налог на прибыль	млн.руб.	1 053,6	0,0	77,7	75,4	72,6	82,7	82,9	83,0	83,1	83,2	83,1	83,0	82,7	82,3	81,8
В	Чистая прибыль	млн.руб.	3 898,4	-315,9	310,7	301,5	290,5	330,7	331,5	332,2	332,6	332,7	332,5	331,9	330,9	329,4	327,3
V	Показатели эффективности																
А	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	771,7	-437,3	-190,8	103,4	54,0	189,3	177,8	165,4	152,0	137,4	121,6	104,4	85,8	65,4	43,2
Б	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	771,7	-437,3	-628,1	-524,6	-470,6	-281,4	-103,6	61,9	213,9	351,3	472,9	577,4	663,1	728,5	771,7
В	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	0,0	-437,3	-167,0	79,2	36,2	111,1	91,3	74,4	59,8	47,3	36,7	27,6	19,8	13,2	7,6
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	0,0	-437,3	-604,3	-525,0	-488,8	-377,7	-286,4	-212,0	-152,2	-104,9	-68,2	-40,7	-20,9	-7,6	0,0
Д	Внутренняя норма доходности	%	14,25%														
Е	Срок окупаемости обычный	лет	6,6	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недо	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

74

Оценка экономической эффективности проекта (расчетный срок, до 2030 г., с инвестиционной надбавкой)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам													
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	План производства																
A	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 487,7	513,0	547,9	585,2	625,0	715,8	770,8	830,0	893,9	962,6	1 036,6	1 116,3	1 202,1	1 294,5	1 394,0
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,0	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 525,0	3 554,3	3 583,8	3 613,6	3 643,7	3 674,0	3 704,5	3 735,3	3 766,4	3 797,7
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367
Б	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,420	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,490	0,475	0,459	0,442	0,424	0,405	0,385	0,363	0,340
II	Смета затрат																
A	Заработная плата	млн.руб.	7 214,6	277,3	302,2	329,4	359,1	391,4	426,6	465,0	506,9	552,5	602,2	656,4	715,5	779,9	850,1
Б	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,4	83,2	90,7	98,8	107,7	117,4	128,0	139,5	152,1	165,7	180,7	196,9	214,6	234,0	255,0
В	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,7	394,0	413,7	434,4	456,1	477,0	499,0	522,3	546,8	572,6	599,8	628,5	658,6	690,3	723,7
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,9	55,0	57,7	60,6	63,6	66,8	70,1	73,6	77,3	81,2	85,2	89,5	94,0	98,7	103,6
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,3	258,2	271,1	284,7	298,9	313,8	329,5	346,0	363,3	381,5	400,5	420,6	441,6	463,7	486,9
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,9	15,3	16,0	16,8	17,7	16,7	15,8	14,9	14,1	13,3	12,6	11,9	11,2	10,6	10,0
4	Диагностика	млн.руб.	4,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,7	65,2	68,5	71,9	75,5	79,2	83,2	87,4	91,7	96,3	101,1	106,2	111,5	117,1	122,9
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 075,2	70,9	69,1	67,4	65,7	70,0	70,5	70,6	76,6	76,9	77,8	80,9	86,5	93,8	98,4
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 070,9	825,3	875,7	930,0	988,6	1 055,8	1 124,1	1 197,4	1 282,3	1 367,7	1 460,6	1 562,7	1 675,2	1 798,0	1 927,2
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,363	0,251	0,266	0,283	0,301	0,300	0,316	0,334	0,355	0,375	0,398	0,422	0,448	0,477	0,507
III	Денежные потоки																
A	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	3 568,7	319,7	342,2	366,7	393,2	447,8	87,1	72,4	305,2	74,9	101,2	183,5	281,0	353,2	240,7
A1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	1 736,8	0,0	0,0	0,0	0,0	37,7	87,1	72,4	305,2	74,9	101,2	183,5	281,0	353,2	240,7
3	СМР на комплексе	млн.руб.	1 328,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	82,0	11,1	286,6	49,1	66,7	130,1	190,6	271,2	240,7
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	408,8	0,0	0,0	0,0	0,0	37,7	5,0	61,3	18,6	25,9	34,5	53,4	90,4	82,0	0,0
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	1 831,9	319,7	342,2	366,7	393,2	410,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Б	Операционная деятельность	млн.руб.	5 653,6	-319,7	-342,2	-366,7	-393,2	-372,4	1 090,4	1 032,3	1 013,1	904,6	835,6	769,6	698,7	614,8	488,7
1	выручка от реализации	млн.руб.	26 357,2	513,0	547,9	585,2	625,0	715,8	2 511,5	2 532,4	2 553,5	2 574,7	2 596,1	2 617,7	2 639,5	2 661,4	2 683,5
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 075,2	70,9	69,1	67,4	65,7	70,0	70,5	70,6	76,6	76,9	77,8	80,9	86,5	93,8	98,4
3	расходы	млн.руб.	16 995,7	754,4	806,6	862,6	922,9	985,8	1 053,6	1 126,8	1 205,7	1 290,9	1 382,7	1 481,8	1 588,7	1 704,2	1 828,8
В	Потоки в сумме (инвестиции и операция)	млн.руб.	3 916,8	-319,7	-342,2	-366,7	-393,2	-410,1	1 003,4	959,9	708,0	829,7	734,4	586,1	417,7	261,6	248,0
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операция)	млн.руб.	3 916,8	-319,7	-661,9	-1 028,6	-1 421,8	-1 831,9	-828,6	131,3	839,3	1 669,0	2 403,4	2 989,5	3 407,1	3 668,7	3 916,8
Д	Возврат НДС	млн.руб.	3 708,0	78,261	83,583	89,267	95,337	102,401	367,443	373,260	334,583	379,267	377,803	366,277	352,051	342,396	366,034
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	8 286,3	-312,3	-327,7	-344,8	-363,6	-340,1	1 387,4	1 335,0	1 271,1	1 206,9	1 135,5	1 055,0	964,3	863,4	756,3
Б	Налог на прибыль	млн.руб.	1 995,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	277,5	267,0	254,2	241,4	227,1	211,0	192,9	172,7	151,3
В	Чистая прибыль	млн.руб.	6 291,4	-312,3	-327,7	-344,8	-363,6	-340,1	1 109,9	1 068,0	1 016,9	965,6	908,4	844,0	771,4	690,7	605,0
V	Показатели эффективности																
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	1 921,8	-319,7	-342,2	-366,7	-393,2	-410,1	725,9	692,9	453,8	588,3	507,3	375,1	224,8	88,9	96,8
Б	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	1 921,8	-319,7	-661,9	-1 028,6	-1 421,8	-1 831,9	-1 106,0	-413,2	40,6	628,9	1 136,2	1 511,3	1 736,1	1 825,0	1 921,8
В	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	0,0	-319,7	-299,5	-280,9	-263,7	-240,7	372,9	311,5	178,6	202,6	152,9	99,0	51,9	18,0	17,1
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	0,0	-319,7	-619,2	-900,1	-1 163,8	-1 404,5	-1 031,6	-720,1	-541,5	-338,9	-186,0	-87,0	-35,1	-17,1	0,0
Д	Внутренняя норма доходности	%	14,3%														
Е	Срок окупаемости обычный	лет	7,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

Оценка экономической эффективности проекта (расчётный срок, до 2030 г., с платой за подключение)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам														
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
I	План производства																	
A	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 487,7	513,0	547,9	585,2	625,0	715,8	770,8	830,0	893,9	962,6	1 036,6	1 116,3	1 202,1	1 294,5	1 394,0	
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,0	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 525,0	3 554,3	3 583,8	3 613,6	3 643,7	3 674,0	3 704,5	3 735,3	3 766,4	3 797,7	
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367	
Б	Плата за подключение	руб/куб.м	25,342	0,000	0,000	0,000	0,000	35,570	35,553	35,535	35,516	35,495	35,473	35,450	35,425	35,399	35,370	
В	Стандартная плата за подключение	руб/подкл.	22,2	0,0	0,0	0,0	0,0	28,9	28,9	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,8	28,7	28,7	
Г	Специальная плата к тарифу	руб/куб.м	0,057	0,037	0,039	0,041	0,044	0,047	0,050	0,053	0,057	0,060	0,064	0,068	0,073	0,077	0,082	
II	Смета затрат																	
A	Заработная плата	млн.руб.	7 214,6	277,28	302,23	329,44	359,09	391,40	426,63	465,03	506,88	552,50	602,22	656,42	715,50	779,89	850,09	
Б	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,4	83,18	90,67	98,83	107,73	117,42	127,99	139,51	152,06	165,75	180,67	196,93	214,65	233,97	255,03	
В	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,7	393,98	413,67	434,36	456,08	476,98	499,03	522,29	546,80	572,62	599,82	628,46	658,60	690,32	723,69	
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,9	54,95	57,70	60,58	63,61	66,79	70,13	73,64	77,32	81,19	85,25	89,51	93,98	98,68	103,62	
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,3	258,20	271,11	284,66	298,89	313,84	329,53	346,01	363,31	381,47	400,55	420,57	441,60	463,68	486,87	
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,9	15,26	16,02	16,82	17,66	18,69	19,77	20,91	22,10	23,31	24,58	25,91	27,30	28,75	30,26	
4	Диагностика	млн.руб.	4,9	0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,49	0,52	0,55	0,58	0,61	0,64	0,67	0,70	0,73	
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,7	65,19	68,45	71,87	75,47	79,24	83,20	87,36	91,73	96,32	101,13	106,19	111,50	117,07	122,93	
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 075,2	70,88	69,10	67,38	65,69	70,05	70,50	70,62	76,61	76,88	77,85	80,91	86,45	93,84	98,44	
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 070,9	825,32	875,68	930,00	988,58	1 055,85	1 124,15	1 197,44	1 282,35	1 367,75	1 460,55	1 562,72	1 675,20	1 798,02	1 927,25	
Е	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,363	0,251	0,266	0,283	0,301	0,300	0,316	0,334	0,355	0,375	0,398	0,422	0,448	0,477	0,507	
III	Денежные потоки																	
A	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	2 811,6	319,65	233,69	251,19	270,30	37,68	87,06	72,44	305,16	74,90	101,18	183,50	280,99	353,22	240,66	
A1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	1 736,8	0,00	0,00	0,00	0,00	37,68	87,06	72,44	305,16	74,90	101,18	183,50	280,99	353,22	240,66	
3	СМР на комплексе	млн.руб.	1 328,0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	82,01	11,11	286,57	49,05	66,70	130,11	190,61	271,18	240,66	
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	408,8	0,00	0,00	0,00	0,00	37,68	5,04	61,32	18,59	25,85	34,48	53,39	90,38	82,04	0,00	
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	1 074,8	319,65	233,69	251,19	270,30	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Б	Операционная деятельность	млн.руб.	4 413,9	-319,65	-233,69	-251,19	-270,30	589,98	587,52	572,53	600,94	544,80	533,50	530,81	529,23	521,30	478,14	
1	выручка от реализации	млн.руб.	24 894,4	513,05	676,01	721,50	770,05	1 851,42	1 918,09	1 989,84	2 067,07	2 150,18	2 239,63	2 335,91	2 439,53	2 551,05	2 671,07	
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 075,2	70,88	69,10	67,38	65,69	70,05	70,50	70,62	76,61	76,88	77,85	80,91	86,45	93,84	98,44	
3	расходы	млн.руб.	16 995,7	754,44	806,58	862,62	922,89	985,80	1 053,65	1 126,82	1 205,74	1 290,87	1 382,71	1 481,80	1 588,75	1 704,18	1 828,80	
В	Потоки в сумме (инвестиции и операция)	млн.руб.	2 677,1	-319,65	-233,69	-251,19	-270,30	552,30	500,46	500,09	295,78	469,90	432,32	347,31	248,24	168,08	237,48	
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операция)	млн.руб.	2 677,1	-319,65	-553,34	-804,53	-1 074,83	-522,54	-22,08	478,01	773,79	1 243,70	1 676,02	2 023,33	2 271,56	2 439,64	2 677,12	
Д	Возврат НДС	млн.руб.	3 484,8	78,26	103,12	110,06	117,47	275,64	276,92	290,50	260,39	314,51	323,43	323,29	321,55	325,56	364,13	
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																	
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	6 823,5	-312,3	-199,7	-208,5	-218,5	795,6	793,9	792,4	784,7	782,4	779,1	773,2	764,3	753,0	743,8	
Б	Налог на прибыль	млн.руб.	1 552,5	0,0	0,0	0,0	0,0	159,1	158,8	158,5	156,9	156,5	155,8	154,6	152,9	150,6	148,8	
В	Чистая прибыль	млн.руб.	5 271,0	-312,3	-199,7	-208,5	-218,5	636,5	635,2	633,9	627,8	625,9	623,3	618,6	611,5	602,4	595,1	
V	Показатели эффективности																	
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	1 124,6	-319,7	-233,7	-251,2	-270,3	393,2	341,7	341,6	138,8	313,4	276,5	192,7	95,4	17,5	88,7	
Б	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	1 124,6	-319,7	-553,3	-804,5	-1 074,8	-681,6	-340,0	1,6	140,5	453,9	730,4	923,1	1 018,4	1 035,9	1 124,6	
В	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	0,0	-319,7	-204,5	-192,4	-181,2	230,7	175,5	153,6	54,6	107,9	83,4	50,8	22,0	3,5	15,7	
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	0,0	-319,7	-524,2	-716,6	-897,9	-667,1	-491,6	-338,0	-283,4	-175,4	-92,1	-41,3	-19,2	-15,7	0,0	
Д	Внутренняя норма доходности	%	14,3%															
Е	Срок окупаемости обычный	лет	7,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	14,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	

Изм.	Кол.уч.	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

76

Оценка экономической эффективности проекта (сводный: первая очередь (до 2020 г.) + расчётный срок (до 2030 г.), с платой за подключение)

№ п/п	Позиция	Ед. измерения	Итого	Период по годам													
				2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
I	План производства																
A	Чистый доход от реализации газа	млн.руб.	12 487,7	513,0	547,9	585,2	625,0	715,8	770,8	830,0	893,9	962,6	1 036,6	1 116,3	1 202,1	1 294,5	1 394,0
1	объем транспортировки	млн. куб.м	49 747,0	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 287,2	3 525,0	3 554,3	3 583,8	3 613,6	3 643,7	3 674,0	3 704,5	3 735,3	3 766,4	3 797,7
2	тариф на транспортировку газа	руб/куб.м	0,248	0,156	0,167	0,178	0,190	0,203	0,217	0,232	0,247	0,264	0,282	0,301	0,322	0,344	0,367
B	Плата за подключение	руб/куб.м	16,105	0,000	17,451	17,437	17,422	17,407	17,390	17,372	17,353	17,332	17,310	17,287	17,262	17,236	17,207
B	Стандартная плата за подключение	руб/подкл.	17,342	0,000	17,449	17,435	17,420	17,405	17,388	17,370	17,351	17,330	17,308	17,285	17,260	17,234	17,205
Г	Спецнадбавка к тарифу	руб/куб.м	0,057	0,037	0,039	0,041	0,044	0,047	0,050	0,053	0,057	0,060	0,064	0,068	0,073	0,077	0,082
II	Смета затрат																
A	Заработная плата	млн.руб.	7 214,6	277,3	302,2	329,4	359,1	391,4	426,6	465,0	506,9	552,5	602,2	656,4	715,5	779,9	850,1
B	Начисления на заработную плату	млн.руб.	2 164,4	83,2	90,7	98,8	107,7	117,4	128,0	139,5	152,1	165,7	180,7	196,9	214,6	234,0	255,0
B	Производственные расходы, в т.ч.	млн.руб.	7 616,7	394,0	413,7	434,4	456,1	477,0	499,0	522,3	546,8	572,6	599,8	628,5	658,6	690,3	723,7
1	Материальные расходы	млн.руб.	1 076,9	55,0	57,7	60,6	63,6	66,8	70,1	73,6	77,3	81,2	85,2	89,5	94,0	98,7	103,6
2	Арендная плата	млн.руб.	5 060,3	258,2	271,1	284,7	298,9	313,8	329,5	346,0	363,3	381,5	400,5	420,6	441,6	463,7	486,9
3	Капитальный ремонт	млн.руб.	196,9	15,3	16,0	16,8	17,7	16,7	15,8	14,9	14,1	13,3	12,6	11,9	11,2	10,6	10,0
4	Диагностика	млн.руб.	4,9	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2
5	Прочие расходы	млн.руб.	1 277,7	65,2	68,5	71,9	75,5	79,2	83,2	87,4	91,7	96,3	101,1	106,2	111,5	117,1	122,9
Г	Амортизационные отчисления	млн.руб.	1 303,2	74,5	84,6	85,4	87,2	86,5	87,0	87,3	93,4	93,8	94,9	98,0	103,7	111,2	115,9
Д	Итого себестоимость	млн.руб.	18 298,8	828,9	891,2	948,0	1 010,0	1 072,3	1 140,7	1 214,1	1 299,1	1 384,6	1 477,6	1 579,8	1 692,4	1 815,4	1 944,7
E	Удельная себестоимость	руб/куб.м	0,368	0,252	0,271	0,288	0,307	0,304	0,321	0,339	0,360	0,380	0,402	0,426	0,453	0,482	0,512
III	Денежные потоки																
A	Инвестиционная деятельность	млн.руб.	3 058,6	478,7	520,7	99,2	139,2	37,7	87,1	72,4	305,2	74,9	101,2	183,5	281,0	429,8	248,1
A1	Затраты на приобретение материальных объектов:	млн.руб.	2 595,4	143,4	476,8	99,2	139,2	37,7	87,1	72,4	305,2	74,9	101,2	183,5	281,0	353,2	240,7
3	СМР на комплексе	млн.руб.	2 006,5	0,0	457,3	82,0	139,2	0,0	82,0	11,1	286,6	49,1	66,7	130,1	190,6	271,2	240,7
4	ПИР комплекса, включая ПП, ПМ и ГЭ	млн.руб.	588,9	143,4	19,5	17,2	0,0	37,7	5,0	61,3	18,6	25,9	34,5	53,4	90,4	82,0	0,0
A2	Потребность в оборотном капитале	млн.руб.	463,2	335,3	43,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	76,5	7,4
B	Операционная деятельность	млн.руб.	3 973,2	-191,8	432,9	346,9	334,5	347,1	344,5	329,3	357,5	301,2	289,6	286,7	284,9	276,7	233,2
1	выручка от реализации	млн.руб.	24 191,9	633,4	1 361,3	1 406,2	1 454,2	1 564,8	1 631,3	1 702,8	1 779,8	1 862,7	1 951,9	2 047,9	2 151,2	2 262,4	2 382,1
2	амортизационные отчисления	млн.руб.	1 303,2	74,5	84,6	85,4	87,2	86,5	87,0	87,3	93,4	93,8	94,9	98,0	103,7	111,2	115,9
3	расходы	млн.руб.	16 995,7	754,4	806,6	862,6	922,9	985,8	1 053,6	1 126,8	1 205,7	1 290,9	1 382,7	1 481,8	1 588,7	1 704,2	1 828,8
B	Потоки в сумме (инвестиции и операция)	млн.руб.	1 377,8	-335,3	-43,9	247,7	195,3	309,4	257,4	256,9	52,4	226,3	188,5	103,2	3,9	-76,5	-7,4
Г	Накопительно потоки (инвестиции и операция)	млн.руб.	1 377,8	-335,3	-379,2	-131,5	63,9	373,3	630,7	887,5	939,9	1 166,2	1 354,6	1 457,8	1 461,7	1 385,2	1 377,8
Д	Возврат НДС	млн.руб.	3 223,1	70,8	121,8	196,7	196,8	231,9	233,2	246,7	216,6	270,7	279,5	279,4	277,6	281,5	320,1
IV	Расчет чистой прибыли комплекса																
A	Балансовая прибыль	млн.руб.	5 893,1	-195,5	470,1	458,2	444,1	492,6	490,6	488,7	480,7	478,0	474,3	468,0	458,8	447,0	437,4
B	Налог на прибыль	млн.руб.	1 217,7	0,0	94,0	91,6	88,8	98,5	98,1	97,7	96,1	95,6	94,9	93,6	91,8	89,4	87,5
B	Чистая прибыль	млн.руб.	4 675,4	-195,5	376,1	366,6	355,3	394,0	392,5	391,0	384,6	382,4	379,5	374,4	367,0	357,6	349,9
V	Показатели эффективности																
A	Чистый денежный доход (ЧДД)	млн.руб.	160,0	-335,3	-137,9	156,1	106,5	210,9	159,3	159,1	-43,8	130,7	93,6	9,6	-87,9	-165,9	-94,9
B	ЧДД кумулятивный	млн.руб.	160,0	-335,3	-473,2	-317,1	-210,6	0,3	159,6	318,7	274,9	405,5	499,1	508,7	420,9	254,9	160,0
B	Чистый дисконтированный денежный доход (NPV)	млн.руб.	0,0	-335,3	-120,7	119,6	71,4	123,8	81,8	71,5	-17,2	45,0	28,2	2,5	-20,3	-33,5	-16,8
Г	NPV кумулятивный	млн.руб.	0,0	-335,3	-456,0	-336,4	-265,0	-141,3	-59,4	12,1	-5,1	39,9	68,1	70,6	50,3	16,8	0,0
Д	Внутренняя норма доходности	%	14%														
E	Срок окупаемости обычный	лет	5,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Ж	Срок окупаемости дисконтированный	лет	8,9	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	1,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0

Изм.	Кол.уч.	Лист	Недо	Подпись	Дата
------	---------	------	------	---------	------

В данном случае инвестиционная надбавка приводит показатели проектов к эффективному уровню – положительная чистая прибыль за период планирования, окупаемость проекта менее 10 лет, положительный денежный поток по проекту ($ЧДД > 0$), высокая норма внутренней доходности (ВНД проекта).

3.6. Анализ чувствительности

Строительство газораспределительных сетей сопряжено с возможностью возникновения рисков ситуаций, которые могут снизить эффективность проекта. Эти риски могут возникнуть в результате увеличения размера капитальных вложений, роста цен на потребляемые ресурсы, снижения объёма продаж природного газа. Инвестор должен знать наиболее существенные риски, оценку последствий их проявления, возможные способы снижения, с целью эффективного управления рисками в процессе реализации проекта.

Для оценки рисков снижения эффективности инвестиций в строительство газораспределительных сетей с учётом изменений различных параметров проекта может использоваться один из наиболее распространённых методов – метод анализа чувствительности проекта. Этот метод позволяет определить, как изменение важнейших параметров проекта влияет на изменение критериев оценки эффективности и на значение выходных показателей проекта, позволяет проанализировать устойчивость проекта к возможным изменениям внутренних показателей проекта: изменение объёма продаж природного газа, текущих расходов.

Анализ чувствительности проводился по отношению к следующим параметрам:

- изменение выручки от продаж;
- изменение инвестиционных затрат;
- изменение операционных затрат.

В таблице 19 приведены критические значения изменений анализируемых параметров, при которых NPV проекта становится равным «0», то есть проект становится не рентабельным. Самыми значимыми факторами для проекта являются изменение операционных затрат и выручки от продаж, так как запас прочности проекта по ним самый минимальный. Графики чувствительности вариантов проекта на изменения вышеуказанных основных параметров представлен на рисунках 3-5. Интерпретация – чем более пологой выглядит кривая показателя, тем большее влияние он оказывает на конечный результат.

Таблица 19

Критические значения изменений анализируемых параметров проекта

Наименование	Значение		
	Первая очередь (до 2020 г.)	до 2030 г.	Сводный (1 оч. + до 2030 г.)
Изменение выручки от продаж	-59,39%	-33,99%	-56,84%
Изменение инвестиционных затрат	1554,55%	92,23%	910,02%
Изменение операционных затрат	158,72%	115,17%	151,95%

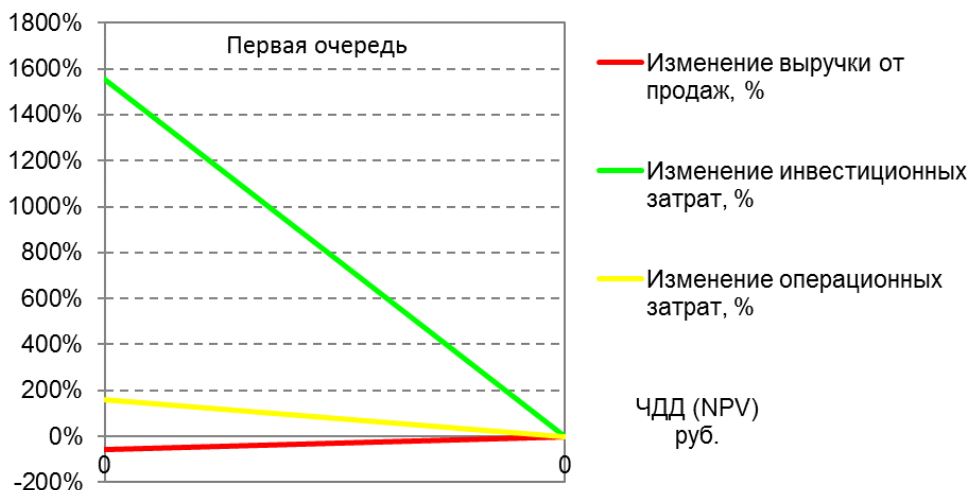


Рисунок 3. Чувствительность проекта «Первая очередь (до 2020 г.)» к изменениям

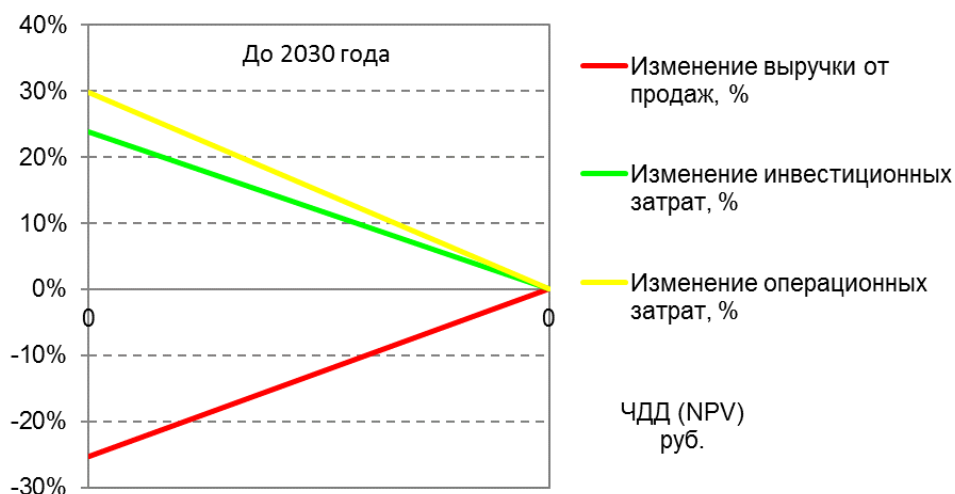


Рисунок 4. Чувствительность проекта «До 2030 г.» к изменениям

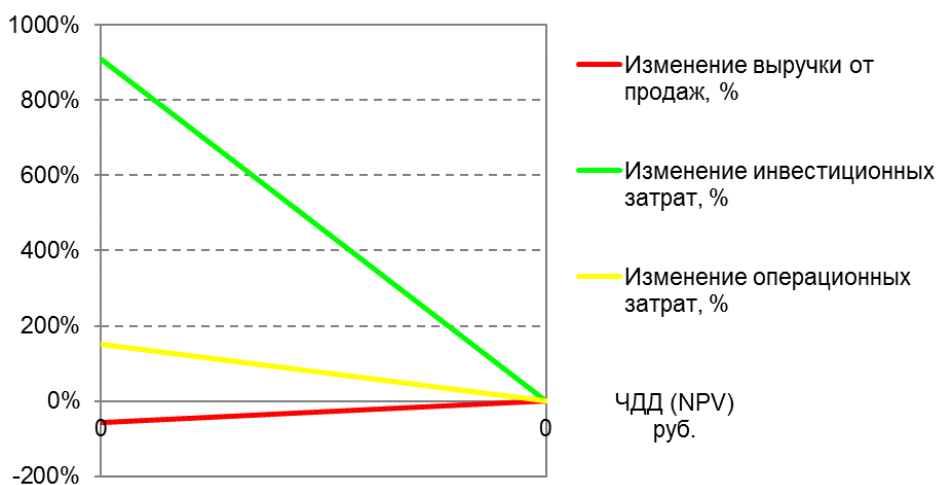


Рисунок 5. Чувствительность сводного проекта «Первая очередь (до 2020 г.) + Расчетный срок (до 2030 г.)» к изменениям

Поведение основных показателей эффективности проектов в целом совпадает – наиболее чувствительными являются факторы изменения выручки (доходов) от проекта и операционных затрат.

3.7. Определение возможных источников финансирования

В связи с высокой чувствительностью проекта к увеличению операционных расходов, источниками его финансирования могут быть:

- собственные средства предприятия (прибыль, амортизационные отчисления, снижение затрат за счёт реализации других проектов);
- бюджетные средства (муниципальные программы);
- средства, привлекаемые в рамках муниципально- и/или государственно-частного партнёрства (МЧП и ГЧП);
- концессионные соглашения;
- утверждённые на основании разработки инвестиционных программ газификации специальной надбавки к тарифу на транспортировку газа по газораспределительным сетям;
- плата за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину, газораспределительной организации города, утверждённых на основании деятельности ГРО в рамках исполнения требований Постановления Правительства РФ от 30.12.2013 № 1314 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения».

Выбор того или иного источника является предметом обсуждений и должен учитывать особенность конкретного участка сетей (газоснабжение жилого массива, котельных, социальных объектов, промышленных объектов и т.п.). Очевидно, что проекты, связанные с развитием сети газоснабжения города должны финансироваться с использованием бюджетных средств, концессий и МЧП/ГЧП, а проекты строительства сетей для коммерческих объектов (промышленность) в большей степени должны финансироваться за счёт собственных средств ГРО либо в партнёрстве с предприятием-потребителем, либо посредством использования платы за подключение этих потребителей.

Разработка инвестиционных программ для утверждения надбавки к тарифу и утверждение платы за технологическое подключение новых потребителей к системе газораспределения – это приемлемые варианты привлечения средств для строительства сетей, поэтому стоит остановиться на них подробнее. Важно отметить, что для реализации этих возможностей необходимо проведение ряда дополнительных работ, оговорённых в соответствующих методиках, утверждённых ФСТ России.

										Лист
										81
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата					

Инвестиционные программы газификации

Органами исполнительной власти (Региональная энергетическая комиссия Кемеровской области) по согласованию с газораспределительными организациями утверждаются специальные надбавки к тарифам на транспортировку газа по газораспределительным сетям, предназначенные для финансирования программ газификации. Под Программой газификации понимается комплекс мероприятий и деятельность, направленные на осуществление перевода потенциальных потребителей на использование природного газа, поддержание надёжного и безопасного газоснабжения существующих потребителей и подключение объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения.

Программы газификации содержат:

- паспорт программы газификации, в котором указаны:
 - цели и задачи программы газификации;
 - ответственный исполнитель и соисполнители программы газификации;
 - участники программы газификации;
 - следующие целевые показатели программы газификации: объём (прирост) потребления природного газа в год, протяжённость (строительство) объектов магистрального транспорта, протяжённость (строительство) газопроводов-отводов, количество (строительство) газораспределительных станций, реконструкция объектов транспорта природного газа (газораспределительных станций), газоснабжение населённых пунктов природным газом, протяжённость (строительство) межпоселковых газопроводов, газификация квартир (домовладений) природным газом, протяжённость (строительство) внутрипоселковых газопроводов, уровень газификации природным газом, газификация потребителей сжиженным природным газом (количество населённых пунктов), количество (строительство) комплексов производства сжиженного природного газа, перевод на природный газ автотранспортной техники, количество (строительство) автомобильных газовых наполнительных компрессорных станций;
 - этапы и сроки реализации программы газификации;
 - объёмы и источники финансирования программы газификации;
 - ожидаемые результаты от реализации программы газификации;
- план мероприятий программы газификации с указанием сроков их реализации и ожидаемых результатов, в том числе на территориях опережающего социально-экономического развития.

Программа газификации может включать в себя в том числе:

- разработку или уточнение генеральных схем газификации муниципального образования;
- осуществление предварительной оценки затрат по реализации перспективных объектов программ газификации;

							МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата			82

- проектирование и строительство новых газораспределительных систем, сооружений и отдельных объектов, связанных с газификацией муниципалитета;
- подключение объекта капитального строительства к сетям инженерно-технического обеспечения;
- проектирование и выполнение реконструкции и модернизации газораспределительных систем, сооружений и отдельных объектов газоснабжения для поддержания надёжного и безопасного газоснабжения существующих потребителей, включая: сооружение технологических закольцовок, перемычек, лупингов; организацию автоматизированной системы управления технологическим процессом; установку и замену запорного, регулирующего, измерительного оборудования и приборов учёта расхода газа.

Средства, привлекаемые за счёт специальных надбавок, направляются на финансирование газификации жилищно-коммунального хозяйства, предусмотренной указанными программами, а также на компенсацию выпадающих доходов газораспределительной организации от оказания услуг по технологическому присоединению газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям, но не более 70 % общей суммы привлекаемых средств.

Для соответствующей газораспределительной организации средний размер специальной надбавки, рассчитываемый в соответствии с методикой, утверждаемой Федеральной антимонопольной службой, не может превышать 25 % (включая налог на прибыль организаций, возникающий от применения специальной надбавки) среднего размера тарифа на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям для конечных потребителей, рассчитываемого в соответствии с методическими указаниями, утверждаемыми Федеральной антимонопольной службой⁵.

Этапы разработки программы газификации, следующие:

Этап 1: Сбор и анализ информации о системе энергообеспечения региона:

- Анализ динамики производства и потребления энергетических ресурсов;
- Динамика и структура топливно-энергетического баланса;
- Оценка состояния энергетической эффективности энергетического сектора экономики города;
- Анализ энергетической безопасности в регионе.

Этап 2: Техничко-экономическое обоснование направлений развития топливно-энергетического комплекса региона на базе использования природного газа:

- Анализ технического состояния источников тепловой и электрической энергии и систем энергоснабжения в целом;

⁵ Приказ ФСТ России от 21.06.2011 № 154-з/4 № «Об утверждении Методики определения размера специальных надбавок к тарифам на транспортировку газа газораспределительными организациями для финансирования программ газификации».

- Анализ структуры себестоимости производимой и отпускаемой потребителю тепловой и электрической энергии в зависимости от вида сжигаемого топлива (газ, мазут, уголь, термальные источники и т.д.);
- Обоснование и выбор локальных систем газоснабжения, подлежащих реконструкции;
- Определение потребности в людских и материально-технических ресурсах для эксплуатации и обслуживания объектов газоснабжения;
- Разработка предложений по управлению системой газоснабжения.

Этап 3: Разработка предложений по формированию системы газоснабжения региона:

- Расчёт перспективной потребности в природном газе объектов газификации (энергетика, промышленность, коммунально-бытовые нужды);
- Определение источников, сроков, объёмов поставок газа в систему газоснабжения региона.
- Разработка системы газоснабжения региона:
 - Проведение оценочных гидравлических расчётов систем газораспределения с учётом перспектив развития с целью оптимизации технологических параметров распределения газа;
 - Определение основных технических решений при строительстве объектов газоснабжения, газораспределения и энергоснабжения поселений.

Этап 4: Разработка предложений по организационно-правовой структуре системы газоснабжения региона:

- Разработка организационных механизмов управления, регулирования и развития системы газоснабжения региона для:
 - организации эксплуатации газовых сетей, позволяющей соблюдать требуемые параметры надёжности системы газоснабжения;
 - организации учёта и контроля расхода газа при его распределении и потреблении;
 - организации единой диспетчерской службы, регулирующей работу системы газоснабжения;
 - организации межведомственного взаимодействия аварийных служб, формирования аварийного запаса и ресурсов на базе МЧС для ликвидации возможных чрезвычайных ситуаций;
 - формирование нормативного регламента взаимодействия газоснабжающих и газотранспортных организаций, потребителей и органов власти, в т.ч. по вопросам реализации инвестиционных проектов в системе газоснабжения; формирование и обоснования плана организации системы распределения газа с учётом опыта других регионов;
- Разработка предложений по организационно-правовой структуре газового хозяйства региона;

- Определение потребности в людских и материально-технических ресурсах для эксплуатации и обслуживания перспективных объектов распределения и использования газа;
- Разработка предложений по организации системы мониторинга, диагностики и управления системой газоснабжения, информационной базы данных газового хозяйства.

Этап 5: Оценка инвестиций в создании систем газоснабжения и энергоснабжения на базе использования природного газа в регионе:

- Определение потребности в инвестициях на строительство межпоселковых газопроводов;
- Определение потребности в инвестициях на создание систем городских газопроводов;
- Оценка капитальных вложений для перевода на природный газ объектов энергетики;
- Определение потребности в инвестициях для газификации индивидуальных домовладений;
- Определение величины и динамики инвестиций в сооружение объектов газоснабжения и энергоснабжения, оценка их эффективности.

Этап 6: Разработка программы поэтапного строительства объектов газоснабжения и энергоснабжения региона:

- Формирование целевых индикаторов и показателей эффективности реализации Программы;
- Формирование программы поэтапного строительства объектов газоснабжения с обоснованием: сроков, объёмов строительства и финансирования по объектам с разбивкой по годам и по источникам финансирования работ;
- Оценка эффективности инвестиций и определение возможных источников финансирования.

Программы газификации формируются на 5 лет и ежегодно, до 1 декабря, утверждаются руководителями высших исполнительных органов государственной власти Кемеровской области

Программы газификации размещаются на официальных сайтах органов исполнительной власти в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» в течение 2 недель со дня официального опубликования правового акта об их утверждении.

Плата за технологическое подключение

Постановлением Правительства РФ от 30.12.2013 № 1314 «Об утверждении Правил подключения (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения, а также об изменении и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации» утверждён порядок подключения (технологического присоединения) к газораспределительным сетям путём утверждения «Правил подключения

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
							85
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

(технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения», а так же принципы регулирования платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям путём внесения изменений в Основные положения формирования и государственного регулирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации.

В соответствии с данным Постановлением ФСТ России были разработаны и 28 апреля 2014 г. утверждены Методические указания по расчёту размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину⁶.

Утверждение Методических указаний по расчёту платы за подключение – это заключительный этап формирования нормативной базы для наведения порядка в сфере подключения к газораспределительным сетям.

Методические указания будут использоваться органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов для расчёта размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения, что позволит существенно снизить стоимость подключения.

Так, например, для потребителей, использующих оборудование мощностью от 5 до 15 кубометров газа в час при присоединении к газораспределительной сети, находящейся на расстоянии до 200 метров, плата за подключение составит 20-50 тысяч рублей.

В разделе VI Правил подключения определены требования и порядок заключения договора о подключении (технологического присоединения) объектов капитального строительства к сетям газораспределения (далее – Договора о подключении). В данном разделе детализированы сроки и действия потребителя и газораспределительной организации, их права и обязанности при заключении и реализации Договора о подключении, предварительные условия необходимые для его заключения, а также информация необходимая для заключения Договора о подключении и его существенные условия, как при получении предварительных технических условий, так и при отсутствии их. В данном разделе указана невозможность отказа газораспределительной организации от заключения Договора о подключении при соблюдении потребителем всех требований данного раздела, а также действия потребителя при несогласии с некоторыми пунктами Договора о подключении.

Также в данном разделе определены максимальные сроки осуществления мероприятий по подключению, включая выдачу информации о точках подключения (технологического присоединения), зоны имущественной и эксплуатационной ответственности потребителя и газораспределительной организации при осуществлении Процесса подключения, порядок оплаты по Договору о подключении.

⁶ Приказ ФСТ России от 28.04.2014 № 101-э/3 «Об утверждении методических указаний по расчёту размера платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к сетям газораспределения и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину».

										МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата						86

После окончания разработки проекта газоснабжения и проведения его экспертизы исполнитель в течение 5 рабочих дней направляет в орган исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (Региональная энергетическая комиссия Кемеровской области) заявление об установлении платы за технологическое присоединение по индивидуальному проекту (далее - заявление об установлении платы). К заявлению об установлении платы прилагаются следующие материалы:

- а) заключённый договор о подключении;
- б) технические условия (если выдавались);
- в) положительное заключение экспертизы проекта газоснабжения;
- г) расчёт необходимой валовой выручки по подключению (технологическому присоединению) с выделением стоимости каждого мероприятия, необходимого для осуществления газораспределительной организацией подключения (технологического присоединения) по индивидуальному проекту с приложением экономического обоснования исходных данных (с указанием применяемых норм и нормативов расчёта), выполненный в соответствии с методическими указаниями по расчёту платы за технологическое присоединение газоиспользующего оборудования к газораспределительным сетям и (или) стандартизированных тарифных ставок, определяющих её величину, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов.

Региональная энергетическая комиссия Кемеровской области утверждает плату за технологическое присоединение по индивидуальному проекту с разбивкой стоимости по каждому мероприятию, необходимому для осуществления подключения (технологического присоединения) по индивидуальному проекту, в течение 30 рабочих дней со дня поступления заявления об установлении платы.

3.8. Рекомендации по мерам законодательной поддержки проекта

Реализация проекта строительства газопровода в г. Новокузнецка, в связи со значительными масштабами строительства сетей газораспределения, повлечёт за собой рост эксплуатационных расходов ГРО, а также амортизационных и налоговых отчислений на новые основные фонды (или арендной платы по вновь построенным сетям). Это будет способствовать росту тарифа ГРО и, хотя и в меньшей степени, росту конечных цен на природный газ для потребителей. Снизить тарифную нагрузку и (или), в условиях ограничений на рост тарифа, обеспечить включение в тариф всех необходимых затрат могло бы применение механизмов льготного кредитования, что привело бы к снижению сроков окупаемости инвестиционного проекта.

Возможность применения данных механизмов заложена в Налоговом кодексе РФ, однако для этого требуется решение уполномоченных органов власти.

Предоставление льгот субъектам экономической деятельности регулируется в соответствии со ст. 56 гл. 8, ст. 67 гл. 9, ст. 284 гл. 25, ст. 381 Налогового кодекса РФ

							МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата			87

(далее НК РФ) в части платежей, зачисляемых в региональный или местный бюджеты.

В настоящее время финансовая поддержка в виде налоговых льгот в Кемеровской области включает предоставление налоговых льгот для отдельных категорий налогоплательщиков в целях сохранения устойчивого развития экономики Кемеровской области, в соответствии с Законом Кемеровской области от 26.11.2008 № 100-ОЗ «О дополнительных налоговых льготах для отдельных категорий налогоплательщиков (с изменениями на 1 января 2011 года)»:

- по налогу на прибыль ставка снижается с 18 % до 13,5 % в части сумм, зачисляемых в областной бюджет, для организаций, у которых за соответствующий отчётный (налоговый) период не менее 80 % выручки составила выручка от осуществления указанной в Законе деятельности.

Кроме того, согласно Закону от 26.11.2008 № 101-ОЗ «О налоговых льготах субъектам инвестиционной, инновационной и производственной деятельности, управляющим организациям технопарков, базовым организациям технопарков, резидентам технопарков, управляющим компаниям зон экономического благоприятствования, участникам зон экономического благоприятствования и резидентам территорий опережающего социально-экономического развития (с изменениями на: 30.09.2016)», субъектам, доля доходов которых от реализации товаров (работ, услуг) и имущественных прав, полученных в результате реализации инвестиционного проекта, в общем объёме доходов, определяемых в соответствии со статьёй 248 Налогового кодекса Российской Федерации, составляет не менее 70 % за отчётный (налоговый) период, налоговая ставка налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в областной бюджет, также снижается с 18 до 13,5 %.

Реализация указанных выше мероприятий в течение срока реализации проекта позволит несколько улучшить показатели эффективности инвестиционного проекта.

Так, например, при снижении ставки налога на прибыль на 4,5 % в течение 5 лет, например, в сводном проекте «Первая очередь (до 2020 г.) + Расчётный срок (до 2030 г.)», реализация данной меры государственной поддержки позволила бы увеличить доходность проекта, например, при введении платы за подключение: ВНД возрастёт с 14,25 % до 20,0 %, а необходимая стандартизированная плата за подключение в первый год её введения снизится с 17,45 тыс. до 16,98 руб.

4. Предложения по обеспечению экономической эффективности реализации проекта газоснабжения

4.1. Подготовка потребителей к приёму газа

Данный проект не предусматривает финансирование работ по подготовке потребителей к приёму газа (население, объекты коммунально-бытовой и социальной сферы и др.). Эти работы должны осуществляться за счёт бюджетов разного уровня и средств населения. Учитывая огромный социальный эффект, который оказывает газификация в регионе, ответственность за подготовку потребителей к приёму газа должна взять на себя, в первую очередь, Администрация региона.

В целях обеспечения расчётной загрузки строящихся газораспределительных сетей и повышения экономической эффективности реализации проекта необходимо разработать для каждого объекта планы-графики синхронизации выполнения работ по строительству распределительных сетей и подготовке потребителей к приёму газа, которые утверждаются на уровне руководства ГРО и Администрации региона. В рамках выполнения планов-графиков синхронизации Администрация региона должна обеспечить синхронную подготовку потребителей к приёму газа, включая строительство домовых сетей, строительство новых или перевод на газ действующих котельных, установку газовой аппаратуры и т.д. Все эти работы должны быть завершены не позднее, чем будут введены в эксплуатацию объекты, построенные в рамках данного проекта.

Учитывая, что прокладка домовых сетей, покупка и монтаж газового оборудования осуществляется за счёт средств населения или подключаемых предприятий, необходимо обеспечить социальную поддержку газификации малообеспеченной части населения, включая предоставление долгосрочных беспроцентных кредитов, дотаций и т.д.

Только совместная деятельность Администрации региона и ГРО по синхронной реализации проекта обеспечит возврат вложенных средств и надёжную эксплуатацию газораспределительных сетей.

Полная и своевременная оплата поставок газа является необходимым условием эффективности реализации проекта.

Со стороны Администрации региона необходима также активизация работы по погашению имеющихся задолженностей за поставленный газ, что будет способствовать надёжному функционированию существующей системы газоснабжения потребителей, в том числе газораспределительных сетей, к которым будут подключаться новые объекты газификации.

4.2. Установка приборов учёта газа

Как показывает практика, в большинстве регионов не налажен приборный учёт потребления газа населением. Укомплектованность приборами учёта газа на 01.01.2016 по Российской Федерации составляло в среднем около 40 %, что крайне мало.

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		89

Несоответствие действующих нормативов фактическому уровню потребления природного газа в большинстве субъектов РФ приводит к «разбалансу» газа и, как следствие, значительным финансовым потерям. Поэтому одной из первоочередных мер, которая позволит повысить эффективность реализации проекта строительства газопровода, должна стать безусловная установка приборов учёта расхода газа (счётчиков) у всех потребителей. Требование об установке приборов учёта потребляемых энергетических ресурсов и мерах ответственности за несоблюдение требований энергетической эффективности содержится в Федеральном законе от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности, и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации». Решение задачи оснащения всех потребителей приборами учёта требует проведения соответствующей работы с потребителями со стороны газоснабжающих организаций, региональных и муниципальных органов власти. Кроме того, в соответствии с законом № 261-ФЗ, субъекты Российской Федерации и муниципальные образования вправе предоставлять за счёт средств регионального и местного бюджетов поддержку отдельным категориям потребителей путём выделения им средств на установку приборов учёта используемых энергетических ресурсов. Таким образом, можно рекомендовать органам власти совместно с газоснабжающими организациями разрабатывать в регионах концепции (программы) установки приборов учёта газа социально-значимым категориям потребителей.

5. Прогноз расходов населения на коммунальные ресурсы, проверка доступности тарифов на коммунальные услуги

Во многом, желание населения платить за коммунальные ресурсы связано с их удовлетворённостью получения соответствующих коммунальных услуг.

Социологическое исследование по изучению общественного мнения населения Кемеровской области в части удовлетворённости деятельностью органов местного самоуправления в целом и в отдельных сферах проводится в соответствии с постановлением Губернатора Кемеровской области от 4.07.2011 № 43-пг «Об утверждении Порядка организации и проведения социологических опросов населения Кемеровской области для оценки эффективности деятельности органов местного самоуправления городских округов и муниципальных районов Кемеровской области в отдельных сферах деятельности».

Ежегодно в социологическом опросе принимают участие жители 34 муниципальных образований Кемеровской области в возрасте от 18 лет, общий объем выборки составляет 5 тыс. респондентов (2800 жителей городских округов и 2200 жителей муниципальных районов). Опрос проводится методом формализованного интервью в соответствии с квотами по полу и возрасту.

В 2015 году в социологическом исследовании приняли участие 55,4 % женщин и 44,6 % мужчин, преимущественно в возрасте 35-54 лет (34,4 % от общего числа опрошенных).

Критерий удовлетворённости населения жилищно-коммунальными услугами включал в себя:

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		90

- удовлетворённость населения уровнем организации теплоснабжения (снабжения населения топливом);
- удовлетворённость населения уровнем организации водоснабжения (водоотведения);
- удовлетворённость населения уровнем организации электроснабжения;
- удовлетворённость населения уровнем организации газоснабжения.

Лидерами по оценке населением деятельности органов местного самоуправления по итогам 2015 года стали Анжеро-Судженский, Кемеровский, Новокузнецкий городские округа - более 56 % опрошенных позитивно оценили работу местной власти.

Доступность для граждан платы за коммунальные услуги в городе Новокузнецке определена на основании:

- Постановления Правительства РФ от 29.08.2005 № 541 (ред. от 16.12.2006) «О федеральных стандартах оплаты жилого помещения и коммунальных услуг»;
- Приказа Министерства регионального развития Российской Федерации от 23.08.2010 № 378 «Об утверждении методических указаний по расчёту предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги»;
- Постановление Коллегии Администрации Кемеровской области от 5.02.2016 № 38 «Об установлении размеров региональных стандартов максимально допустимой доли расходов граждан на оплату жилого помещения и коммунальных услуг в совокупном доходе семьи и региональных стандартов стоимости жилищно-коммунальных услуг на 2016 год (с изменениями на: 19.10.2016)»;
- Постановления департамента цен и тарифов Кемеровской области от 12.10.2011 № 65 «Об установлении системы критериев доступности товаров и услуг организаций коммунального комплекса для потребителей»;
- доли расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи;
- уровня собираемости платежей за коммунальные услуги.

Оценка доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги основана на объективных данных о платёжеспособности населения, которые лежат в основе формирования тарифной политики и определения необходимой и возможной бюджетной помощи на компенсацию мер социальной поддержки населения и на выплату субсидий малообеспеченным гражданам на оплату жилья и коммунальных услуг, а также на частичное финансирование программ комплексного развития систем коммунальной инфраструктуры города Новокузнецка.

Исходной базой оценки доступности для граждан прогнозируемой совокупной платы за потребляемые коммунальные услуги послужили прогнозные показатели социально-экономического развития территории, в частности:

- прогноз численности населения;
- прогноз среднедушевых доходов населения;

						МК №1-/2659 - ОИ	Лист
							91
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата		

- прогноз численности населения с доходами ниже прожиточного минимума.

Доступность платы за потребляемые коммунальные услуги является комплексным параметром и определена на основе системы критериев, устанавливаемой органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, к которым относятся:

- доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи;
- уровень собираемости платежей за коммунальные услуги;
- доля населения с доходами ниже прожиточного минимума;
- доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения.

Согласно Приказу Министерства регионального развития Российской Федерации от 23.08.2010 № 378 «Об утверждении методических указаний по расчёту предельных индексов изменения размера платы граждан за коммунальные услуги», значения критериев доступности платы за ЖКУ следующие:

Таблица 20

Средние значения критериев доступности для граждан платы за коммунальные услуги

Критерий	Уровень доступности		
	высокий	доступный	недоступный
Доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи, %	от 6,3 до 7,2	от 7,2 до 8,6	свыше 8,6
Доля населения с доходами ниже прожиточного минимума, %	до 8	от 8 до 12	свыше 12
Уровень собираемости платежей за коммунальные услуги, %	от 92 до 95	от 85 до 92	ниже 85
Доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в общей численности населения	не более 10	от 10 до 15	свыше 15

Постановление Правительства РФ от 29.08.2005 № 541 «О федеральных стандартах оплаты жилого помещения и коммунальных услуг» определяет, что максимально допустимая доля собственных расходов граждан на оплату жилого помещения и коммунальных услуг в совокупном доходе семьи должна быть не выше 22 %.

Согласно региональным стандартам максимально допустимой доли расходов граждан на оплату жилого помещения и коммунальных услуг в совокупном доходе семьи и региональных стандартов стоимости жилищно-коммунальных услуг на 2016 год в Кемеровской области, доли расходов граждан на оплату жилого помещения и коммунальных услуг в совокупном доходе семьи для семей со среднедушевым доходом должны составлять не более:

- до одного прожиточного минимума (включительно) - 5 %;
- от 1 до 1,5 прожиточного минимума (включительно) - 7 %;

- от 1,5 до 1,8 прожиточного минимума (включительно) - 9 %;
- от 1,8 до 2 прожиточных минимумов (включительно) - 11 %;
- от 2 до 2,5 прожиточного минимума (включительно) - 13 %;
- от 2,5 до 3 прожиточных минимумов (включительно) - 15 %;
- более 3 прожиточных минимумов - 22 %.

Согласно постановлению Коллегии администрации Кемеровской области от 25.10.2016 № 421 «Об установлении величины прожиточного минимума на душу населения и по основным социально-демографическим группам населения Кемеровской области за третий квартал 2016 года», прожиточный минимум на душу населения составил 9 062 руб. Среднедушевой уровень дохода в городе Новокузнецке, согласно письму администрации города Новокузнецка от 13.12.2016 № 589-Э, в 2016 году по оценке составляет 23 337 руб. (2,6 прожиточных минимума). Таким образом средняя доля расходов граждан на оплату жилого помещения и коммунальных услуг в совокупном доходе семьи не должна превышать 15 %.

Числовые значения критериев доступности установлены в зависимости от уровня экономического развития города Новокузнецка и особенностей предоставления коммунальных услуг.

Прогнозная доля расходов на жилищно-коммунальные услуги в совокупном доходе средней семьи определена как отношение общего прогнозируемого совокупного платежа граждан за потребляемые коммунальные услуги в расчёте на одного человека в месяц, на среднедушевой доход населения в месяц, то есть:

$$D_p = \frac{Q_{\text{общ}}}{\text{Ч}_{\text{общ}} * 12 * D_{\text{ср}}} * 100$$

где

D_p - доля расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи, %;

$Q_{\text{общ}}$ - общий прогнозируемый совокупный платёж граждан за все потребляемые коммунальные услуги, руб.;

$\text{Ч}_{\text{общ}}$ - численность населения города Новокузнецка, чел.;

$D_{\text{ср}}$ - среднедушевой доход населения города Новокузнецка, руб./чел. в месяц;

12 - число месяцев в году.

Учтено изменение тарифов на основании сценарных условий долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г.

Для расчёта среднедушевого дохода применён коэффициент K_{DZR} - отношение среднедушевого дохода к среднемесячной заработной плате.

$$K_{DZR} = \frac{D_R}{Z_R}$$

где

												Лист
												93
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№док.	Подпись	Дата							

D_R - среднедушевой доход населения (включает в себя заработную плату, социальные выплаты, доходы от собственности и предпринимательской деятельности);

Z_R - среднемесячная заработная плата населения.

Среднедушевой доход населения муниципального образования $D_{\text{сред}}$ определяется:

$$D_{\text{сред}} = K_{DZR} \cdot Z_{\text{сред}}$$

где

$Z_{\text{сред}}$ - среднемесячная заработная плата населения города Новокузнецка.

Уровень собираемости платы за коммунальные услуги рассчитан как отношение оплаченных и начисленных значений платы за коммунальные услуги в каждом году.

Оценка критерия «доля населения с доходами ниже прожиточного минимума» обусловлена тем, что эта доля оказывает существенное влияние на уровень доходов населения города Новокузнецка, и как следствие, на долю расходов на коммунальные услуги в совокупном доходе семьи, а также размер бюджетных средств на выплату субсидий.

Прогнозируемая доля получателей субсидий на оплату коммунальных услуг в муниципальном образовании определена как частное от деления прогнозируемого числа получателей субсидий и прогнозируемой численности населения в муниципальном образовании.

Ниже, в таблицах 21-23, приведены расчёты доступности роста тарифа на газ для потребителей (население) при условии внедрения инвестиционной надбавки при реализации проекта, а также учитывая динамику региональных стандартов стоимости жилищно-коммунальных услуг (2010 г. - постановление Коллегии администрации Кемеровской области от 17.02.2010 № 70, 2011 - от 1.04.2011 № 140, 2012 - от 31.08.2012 № 358, 2013 - от 7.06.2013 № 234, 2014 - от 29.04.2014 № 166, 2015 - от 9.06.2015 № 172) и уровня их доступности. Кроме того, при выполнении расчётов по уровню доступности для населения платы за коммунальные услуги учтены индексы-дефляторы на основе макроэкономических показателей прогноза сценарных условий долгосрочного прогноза социально-экономического развития Российской Федерации до 2030 г., а также сложившаяся динамика роста среднедушевого дохода в г. Новокузнецка.

							МК №1-/2659 - ОИ	Лист
								94
Изм.	Кол.уч.	Лист.	№доку.	Подпись	Дата			

Средние значения критериев доступности для граждан платы за коммунальные услуги (первая очередь, до 2020 г.)

Показатель	Значение показателей по годам проекта														
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Коммунальные расходы по стандарту, руб.	1 440,9	1 558,8	1 686,4	1 824,4	1 973,7	2 135,3	2 310,0	2 499,1	2 703,6	2 924,8	3 164,2	3 423,2	3 703,3	4 006,4	4 334,3
Среднедушевые доходы, руб.	23 337,0	24 323,2	25 351,2	26 422,5	27 539,1	28 703,0	29 916,0	31 180,2	32 497,9	33 871,3	35 302,7	36 794,7	38 349,6	39 970,3	41 659,5
Количество жителей, чел. ⁷	551 253	560 694	570 298	580 065	590 000	592 933	595 882	598 844	601 822	604 814	607 821	610 843	613 880	616 933	620 000
Потребление газа ⁸ населением, млн. м ³	132,3	134,6	136,9	139,2	141,6	142,3	143,0	143,7	144,4	145,2	145,9	146,6	147,3	148,1	148,8
Удельный расход газа на 1 жителя в год, м ³	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
Увеличение расходов по стандарту в связи с ростом тарифа на газ, руб./1 чел.	0,0	37,5	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1
Рост расходов по отношению к предыдущему году, %	0,0%	0,0%	191,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Доля коммунальных расходов в среднедушевом расходе без тарифной надбавки по проекту, %	6,2%	6,4%	6,7%	6,9%	7,2%	7,4%	7,7%	8,0%	8,3%	8,6%	9,0%	9,3%	9,7%	10,0%	10,4%
Доля коммунальных расходов в среднедушевом расходе с тарифной надбавкой по проекту, %	6,2%	6,6%	7,1%	7,3%	7,6%	7,8%	8,1%	8,4%	8,7%	9,0%	9,3%	9,6%	9,9%	10,3%	10,7%

В данном проекте доля коммунальных расходов с учётом инвестиционной надбавки для реализации проекта в среднедушевом доходе не превышает максимального регионального уровня 15 % и в среднем составляет 8,4 %, что, согласно Приказу Министерства регионального развития Российской Федерации от 23.08.2010 № 378 и региональным стандартам соответствует уровню – «доступный»

⁷ По данным Генерального плана города Новокузнецка.

⁸ Постановлением Региональной энергетической комиссии от 14 сентября 2006 года № 91 «Об утверждении нормативов потребления природного газа населением Кемеровской области при отсутствии приборов учёта».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№до	Подпись	Дата

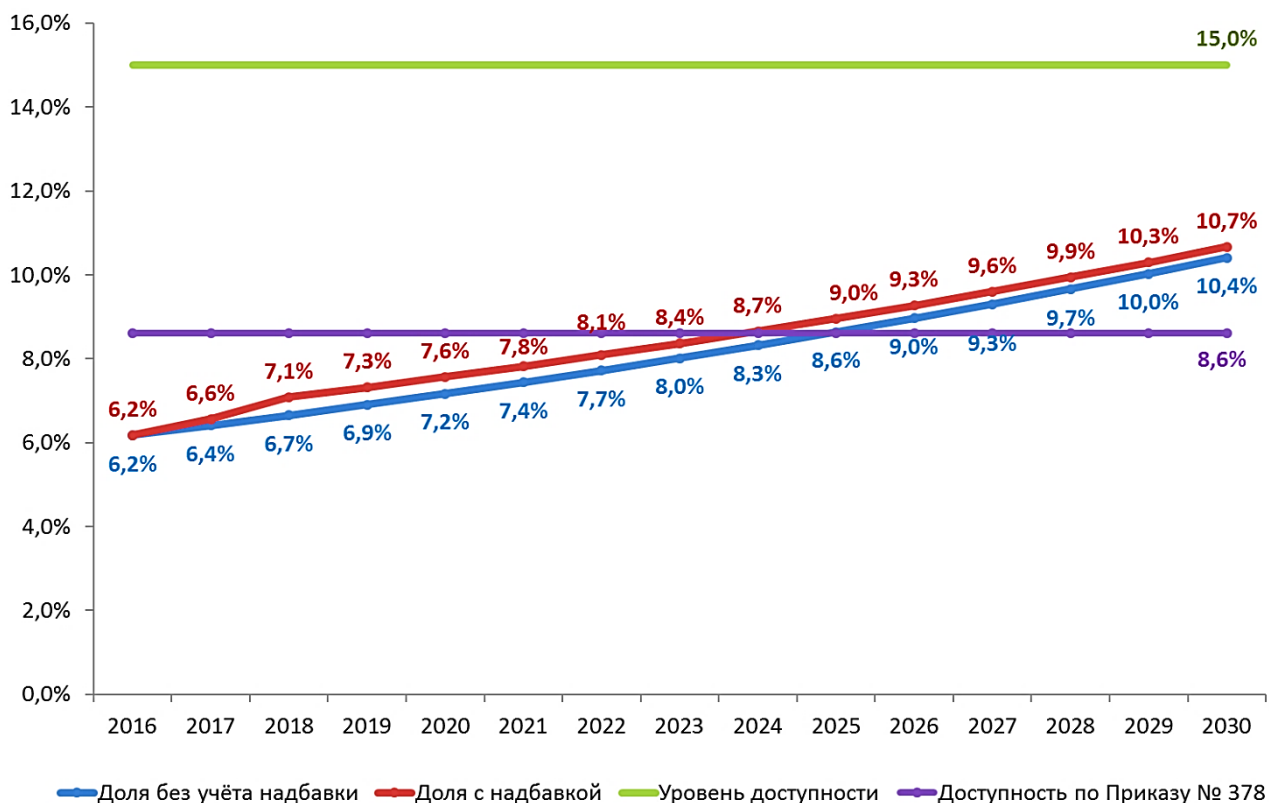


Рисунок 6. Динамика изменения уровня доступности тарифов с учётом инвестиционной надбавки по проекту (первая очередь, до 2020 г.)

Из рисунка 6 видно, что при сохранении заложенной в расчёты динамики роста тарифов, надбавки и индекса цен, уровень доступности тарифов будет выше 8,6 % на всём протяжении горизонта расчётов (до 2030 г.). При этом региональные стандарты (15 %) на всём протяжении расчётов не будут превышены.

Таблица 22

Средние значения критериев доступности для граждан платы за коммунальные услуги (расчётный срок, до 2030 г.)

Показатель	Значение показателей по годам проекта														
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Коммунальные расходы по стандарту, руб.	1 440,9	1 558,8	1 686,4	1 824,4	1 973,7	2 135,3	2 310,0	2 499,1	2 703,6	2 924,8	3 164,2	3 423,2	3 703,3	4 006,4	4 334,3
Среднедушевые доходы, руб.	23 337	24 323	25 351	26 423	27 539	28 703	29 916	31 180	32 498	33 871	35 303	36 795	38 350	39 970	41 659
Количество жителей, чел.	551 253	560 694	570 298	580 065	590 000	592 933	595 882	598 844	601 822	604 814	607 821	610 843	613 880	616 933	620 000
Потребление газа населением, млн. м ³	132,3	134,6	136,9	139,2	141,6	142,3	143,0	143,7	144,4	145,2	145,9	146,6	147,3	148,1	148,8
Удельный расход газа на 1 жителя в год, м ³	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
Увеличение расходов по стандарту в связи с ростом тарифа на газ, руб./1 чел.	0,0	37,5	40,0	42,7	45,6	48,7	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6	169,6
Рост расходов по отношению к предыдущему году, %	0,0%	0,0%	6,8%	6,8%	6,8%	6,8%	248,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Доля коммунальных расходов в среднедушевом расходе без тарифной надбавки по проекту, %	6,2%	6,4%	6,7%	6,9%	7,2%	7,4%	7,7%	8,0%	8,3%	8,6%	9,0%	9,3%	9,7%	10,0%	10,4%
Доля коммунальных расходов в среднедушевом расходе с тарифной надбавкой по проекту, %	6,2%	6,6%	6,8%	7,1%	7,3%	7,6%	8,3%	8,6%	8,8%	9,1%	9,4%	9,8%	10,1%	10,4%	10,8%

В данном проекте доля коммунальных расходов с учётом инвестиционной надбавки для реализации проекта в среднедушевом доходе не превышает максимального уровня 15 % и в среднем составляет 8,5 %, что согласно Приказу Министерства регионального развития Российской Федерации от 23.08.2010 № 378 и региональным стандартам соответствует уровню – «доступный».

Изм.	Кол.уч.	Лист	№до	Подпись	Дата

МК №1/2659 - ОИ

Лист

97

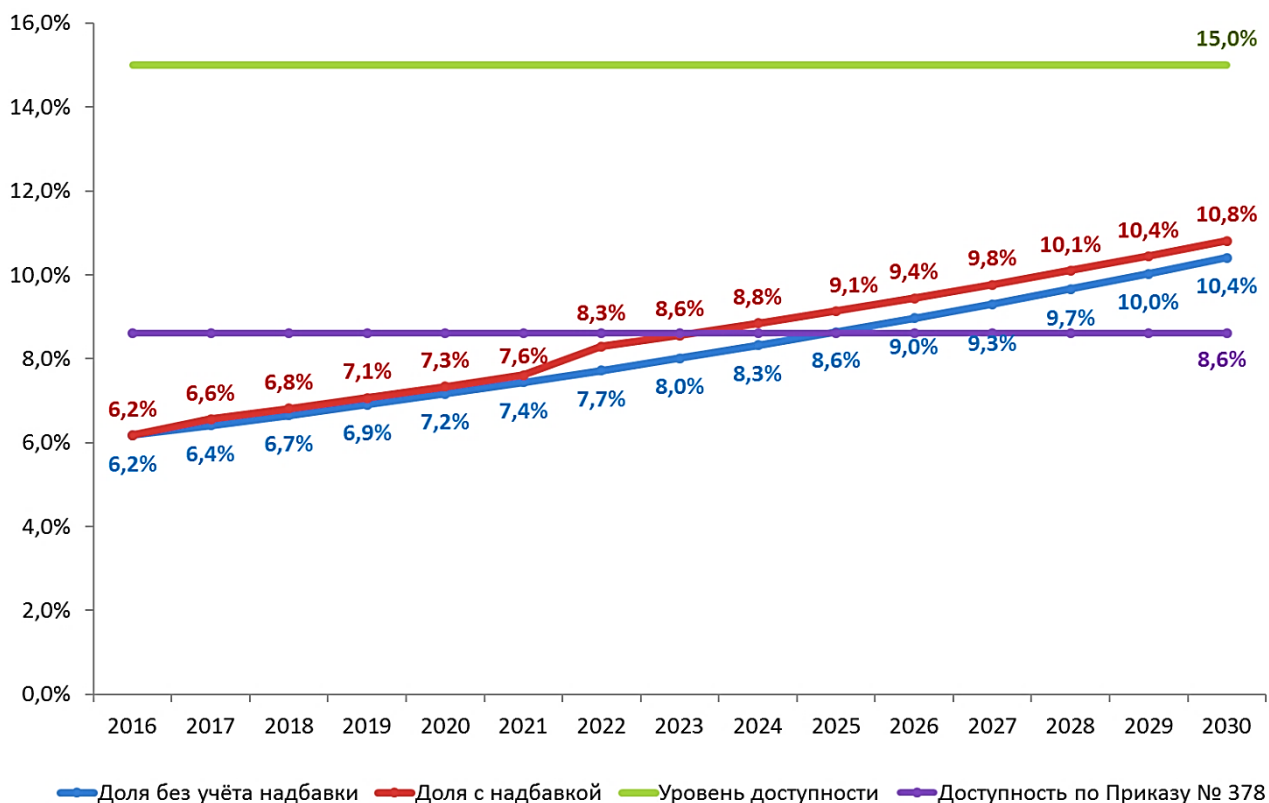


Рисунок 7. Динамика изменения уровня доступности тарифов с учётом инвестиционной надбавки по проекту (расчётный срок, до 2030 г.)

Из рисунка 7 видно, что при сохранении заложенной в расчёты динамики роста тарифов, надбавки и индекса цен, уровень доступности тарифов будет существенно выше критерия доступности (8,6 %) на всём протяжении горизонта расчётов (до 2030 г.). При этом региональные стандарты (15 %) на всём протяжении расчётов также не будут превышены.

Средние значения критериев доступности для граждан платы за коммунальные услуги, сводный проект (Первая очередь, до 2020 г. + Расчётный срок, до 2030 г.)

Показатель	Значение показателей по годам проекта														
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Коммунальные расходы по стандарту, руб.	1 440,9	1 558,8	1 686,4	1 824,4	1 973,7	2 135,3	2 310,0	2 499,1	2 703,6	2 924,8	3 164,2	3 423,2	3 703,3	4 006,4	4 334,3
Среднедушевые доходы, руб.	23 337	24 323	25 351	26 423	27 539	28 703	29 916	31 180	32 498	33 871	35 303	36 795	38 350	39 970	41 659
Количество жителей, чел.	551 253	560 694	570 298	580 065	590 000	592 933	595 882	598 844	601 822	604 814	607 821	610 843	613 880	616 933	620 000
Потребление газа населением, млн. м ³	132,3	134,6	136,9	139,2	141,6	142,3	143,0	143,7	144,4	145,2	145,9	146,6	147,3	148,1	148,8
Удельный расход газа на 1 жителя в год, м ³	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0	240,0
Увеличение расходов по стандарту в связи с ростом тарифа на газ, руб./1 чел.	0,0	37,5	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4	116,4
Рост расходов по отношению к предыдущему году, %	0,00%	0,00%	210,63%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Доля коммунальных расходов в среднедушевом расходе без тарифной надбавки по проекту, %	6,2%	6,4%	6,7%	6,9%	7,2%	7,4%	7,7%	8,0%	8,3%	8,6%	9,0%	9,3%	9,7%	10,0%	10,4%
Доля коммунальных расходов в среднедушевом расходе с тарифной надбавкой по проекту, %	6,2%	6,6%	7,1%	7,3%	7,6%	7,8%	8,1%	8,4%	8,7%	9,0%	9,3%	9,6%	10,0%	10,3%	10,7%

В данном проекте доля коммунальных расходов с учётом инвестиционной надбавки для реализации проекта в среднедушевом доходе не превышает максимального уровня 15 % и в среднем составляет 8,4 %, что согласно Приказу Министерства регионального развития Российской Федерации от 23.08.2010 № 378 и региональным стандартам соответствует уровню – «доступный».

Изм.	Кол.уч	Лист	№до	Подпись	Дата

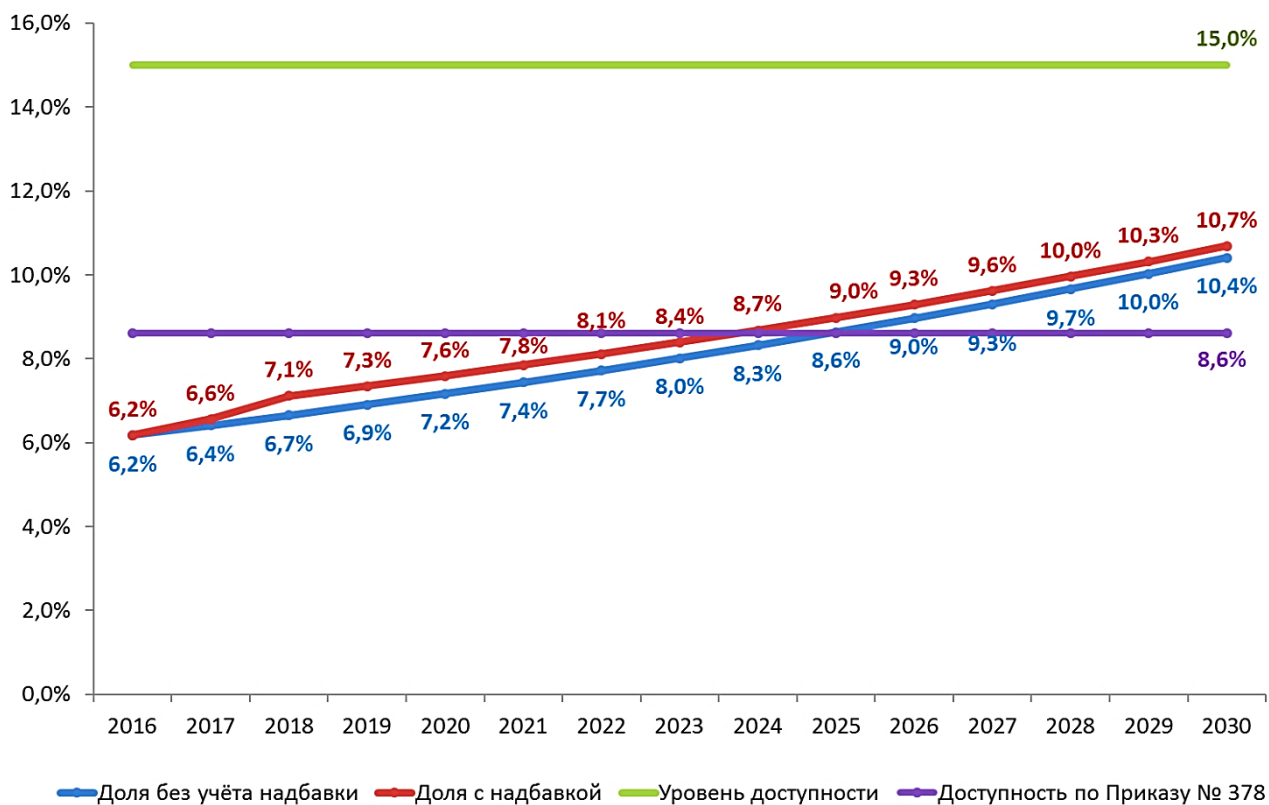


Рисунок 8. Динамика изменения уровня доступности тарифов с учётом инвестиционной надбавки по сводному проекту (Первая очередь, до 2020 г. + Расчётный срок, до 2030 г.)

