

## **РАЗДЕЛ 2 РАЗВИТИЕ ИМУЩЕСТВЕННЫХ КОМПЛЕКСОВ**

### **Глава 3.**

#### **Организационно-экономические решения по реконструкции объектов имущественного комплекса**

##### **3.1. Анализ текущего состояния имущественного комплекса**

В нашей монографии мы рассматриваем конкретный пример функционирования газотранспортной системы с целью обоснования необходимости реконструкции объектов недвижимости данного имущественного комплекса. Имущественный комплекс по транспортировке газа, принадлежащий ООО «Тюментрансгаз» состоит из магистрального газопровода общей протяженностью 26370 км, в том числе газопроводы-отводы – 279 км, и является самым крупным среди других газотранспортных имущественных комплексов в России. В основном имущественный комплекс по транспортировке газа состоит из газопроводов диаметром 1420, 1220 и 1020 мм на рабочее давление 75 и 55 кгс/см<sup>2</sup>. Основные технические характеристики газопроводов приведены в приложении А.

Исследования показали, что магистральные газопроводы системы Уренгой-Надым-Перегибное-Приполярная, Пунга-Н.Тура являются наиболее старыми из всех магистральных газопроводов имущественного комплекса по транспортировке газа ООО «Тюментрансгаз».

Большая часть магистральных газопроводов эксплуатируется в сложных природных и климатических условиях. Более 60 % проходят по участкам многолетнемерзлых грунтов и болот, а 2700 километров – в условиях Крайнего Севера. Магистральные газопроводы пересекают такие крупные реки как Обь, Надым, Ныда, Сорум и др. В эксплуатации находятся 245 ниток подводных переходов общей протяженностью 1191,23 км, в т.ч. 110,92 км подводной части и 980 переходов через малые реки и ручьи.

Мы выяснили, что свыше 3 % магистральных газопроводов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» находятся в эксплуатации более 33 лет, 25 % – более 21 года, 67 % – от 10 до 20 лет, и только 5 % – менее 10 лет.

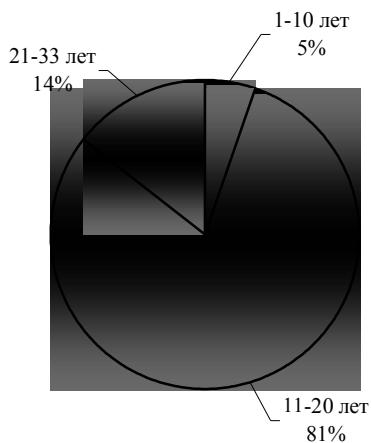
Более 85 % газопроводов имеют ленточное изоляционное покрытие, срок службы которого, как правило, не превышает 10 лет.

На рисунке 3.1 и в таблице 3.1 приведено распределение магистральных газопроводов по возрастной структуре.

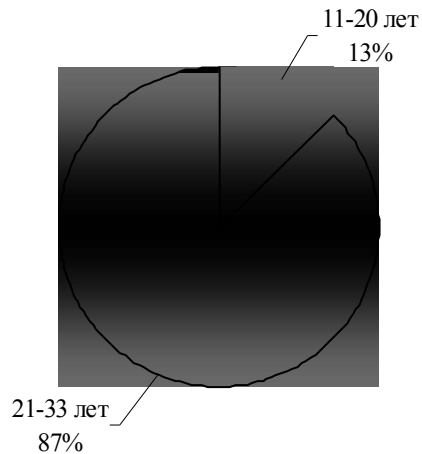
Анализ состояния магистральных газопроводов показывает, что более 87 % газопроводов диаметром 1220 мм эксплуатируется более 20 лет, 62 % диаметром 1020 мм – свыше 33 лет. В результате старения происходит локальное отслаивание ленточного изоляционного покрытия и активизируются

процессы подпленочной коррозии. Об этом свидетельствуют и выявленные нами многочисленные коррозионные дефекты.

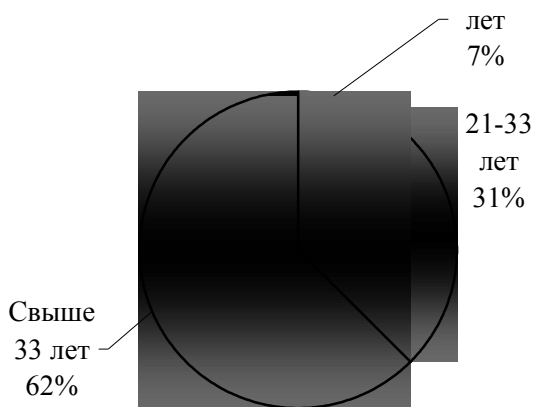
Анализ технического состояния линейной части магистрального газопровода показывает, что в настоящее время имеется значительное количество участков,



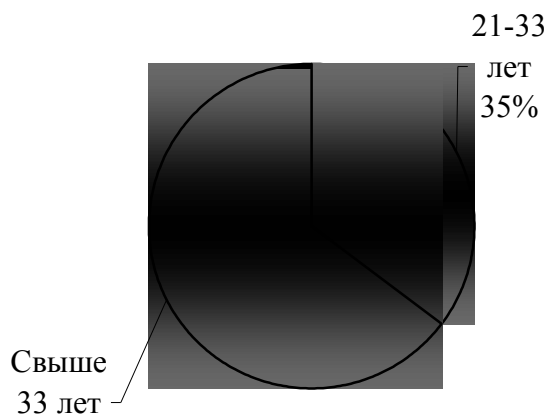
Возраст трубопроводов диаметром 1420мм



Возраст трубопроводов диаметром 1220мм



Возраст трубопроводов диаметром 1020мм



Возраст трубопроводов диаметром 720 мм

**Рис. 3.1.** Возрастная структура магистральных газопроводов в ООО «Тюментрансгаз»

состояние которых не соответствует проектному и не отвечает современным требованиям по надежности и безопасности эксплуатации.

Таблица 3.1.

**Возрастная структура и диаметр магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз», 2004 год**

Возраст трубопровода	Диаметр трубопровода с указанием протяженности (км)						
	1420 мм	1220 мм	1020 мм	720 мм	530 мм	Прочие	Всего
Менее 1 года	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1-10 лет	1126,43	0,00	0,00	0,00	0,00	39,89	1166,32
11-20 лет	17093,11	440,90	92,40	0,00	4,85	114,35	17745,61
21-33 лет	3085,90	2997,20	397,81	12,70	0,00	82,78	6576,39
Свыше 33 лет	0,00	0,00	812,70	23,30	10,77	26,79	873,56
Всего	21305,44	3438,10	1302,91	36,00	15,62	263,81	26361,88

Анализ показывает, что по возрастной структуре трубопроводы возраста 1-10 лет составляют 4,4 %, 11-20 лет – 67,3 %, 21-33 – 25 %, а свыше 33 лет – 3,3 %. По диаметру трубопроводов свыше 33 лет наибольшая протяженность приходится на трубопроводы диаметром 1020 мм и составляет 812,7 км или 62,4 % от общей протяженности трубопроводов этого диаметра. А вот новых трубопроводов, срок эксплуатации которых менее одного года, в имущественном комплексе не имеется.

В Приложении В приведены данные по участкам со сниженным рабочим давлением. Проведенный нами детальный анализ технического состояния всех линий газопроводов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» позволил сгруппировать их определенным образом. В таблице 3.2 представлена суммарная протяженность участков с неудовлетворительным техническим состоянием на 2004 год. Наибольшую обеспокоенность вызывают дефектные участки 670 км и подводные участки в неисправном состоянии – 353,5 км.

Таблица 3.2

**Протяженность участков с неудовлетворительным техническим состоянием**

Наименование объектов	Протяженность, км
Участки со сниженным проектным давлением	2932,9
Дефектные участки (всплытие, оголение)	670
Подводные переходы в предельном состоянии	87,0
Подводные переходы в неисправном состоянии	353,5

Данная ситуация по техническому состоянию линейной части магистральных газопроводов вызвана, на наш взгляд, следующими причинами:

значительным сроком службы эксплуатируемых магистральных газопроводов;

изначально низким качеством строительства газопроводов, наличием отклонений от проекта, отсутствием приборного контроля за состоянием строительства;

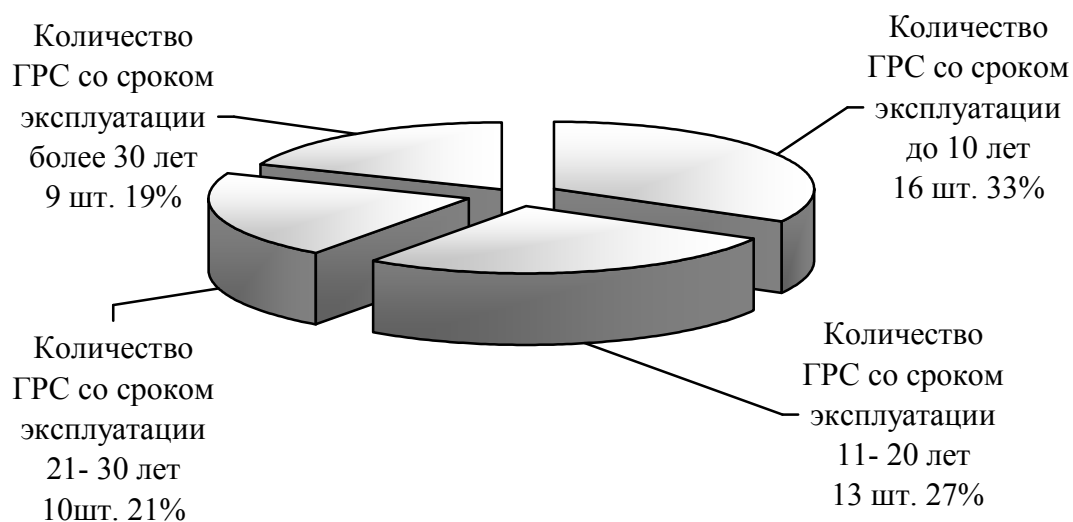
применением пленочной полимерной изоляции со сроком службы, по опыту эксплуатации, 5-7 лет;

отсутствием запроектированных узлов пуска, приема очистных устройств на газопроводе и наличием неравнопроходной арматуры;

недофинансированием или несвоевременным финансированием ремонтных работ и работ по реконструкции линейной части магистральных газопроводов.

Обязательным объектом дополнения к газопроводу является наличие на нем таких объектов, как газораспределительные системы. В имущественном комплексе газотранспортной системы в ООО «Тюментрансгаз» в эксплуатации находятся 48 газораспределительных систем. Принятый срок использования оборудования таких систем колеблется от 20 до 25 лет.

Возрастная структура всех газораспределительных систем, эксплуатируемых ООО «Тюментрансгаз», приведена на диаграмме рисунке 3.2.



**Рис. 3.2.** – Возрастная структура газораспределительных систем ООО «Тюментрансгаз»

Исследование показывает, что к 2004 году 19 газораспределительных систем или 39,6 % от общего количества выработали свой ресурс, а 9, (то есть 18,8 %) эксплуатируются более 30 лет. Требуют реконструкции газораспределительные системы, снабжающие газом города с большим количеством населения и ответственными промышленными объектами, такие как Нижняя Тура, Качканар, Серов, Кушва и др.

При реконструкции объектов имущественного комплекса по транспорту газа ООО «Тюментрансгаз» нами предложено предусмотреть вывод ряда газопроводов из эксплуатации и демонтаж компрессорных цехов, находящихся на выводимых из эксплуатации газопроводах, реконструкцию компрессорных станций и объектов инженерного обеспечения и др., что повлечет за собой изменение численности персонала организации, эксплуатирующей имущественный комплекс по транспортировке газа.

Техническое состояние компрессорных станций как объектов имущественного комплекса в первую очередь определяется состоянием технологического оборудования: газоперекачивающих агрегатов, оборудования «высокой стороны» (пылеуловители, АВО, газовая обвязка), топливной, пусковой импульсной систем и системы маслоснабжения. Не менее важно техническое состояние вспомогательных систем компрессорных станций: электроснабжения, автоматизированных систем управления и автоматики, тепло- и водоснабжения, электрохимзащиты, пожаротушения. Все эти составляющие эффективного функционирования магистральных газопроводов учтены нами в дальнейшем при разработке концепции реконструкции объектов имущественного комплекса по транспортировке газа.

Техническое состояние газоперекачивающих агрегатов характеризуют различные факторы, среди которых нами выделены в порядке уменьшения степени влияния следующие: степень выработки назначенного ресурса, располагаемая мощность, показатели надежности, соответствие экологическим требованиям, соответствие технических показателей современному уровню развития науки и техники.

По состоянию на 1 января 2004 года в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» находится в эксплуатации 209 компрессорных цехов. Абсолютное большинство компрессорных станций проработали от 10 до 20 лет, а 3,4 % цехов даже превысили нормативный срок амортизации газопроводов – 33 года.

На компрессорных станциях установлено 22 различных типа газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом. Основными типами агрегатов являются стационарные ГТК-10-4 – 28,2 % и ГТ-6-75 – 7,9 %, газоперекачивающий агрегат с авиационным приводом ГПА-Ц-16 – 32,5 % и с судовым ГПУ-10 – 8,0 %. Всего в имущественном комплексе эксплуатируется более 1100 газоперекачивающих агрегатов суммарной мощностью более 14800 МВт.

Исследование показало, что 90 % газоперекачивающих агрегатов были введены в эксплуатацию в 1970-1990-х годах, что обуславливает отставание их по многим параметрам от современных агрегатов. Проведенные нами расчеты показали, что:

коэффициент полезного действия составляет от 23 до 29 % против 32-37 % у современных газоперекачивающих агрегатов;

политропический коэффициент полезного действия 80-84 % против 85-86 % у современных;

системы управления агрегатами оснащены устаревшей элементной базой, не обеспечивающей современный уровень автоматизации и управления технологическим процессом;

повышены безвозвратные потери смазочных масел;

повышены выбросы NO<sub>2</sub> и CO в атмосферу.

Старение парка газоперекачивающих агрегатов приводит к снижению располагаемой мощности газотурбинных установок: располагаемая мощность наиболее массовых типов агрегатов составляет в среднем 80 % от номинальной мощности. В имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» 100 % ГТ 6-750, 51 % ГТК-10-4, 22 % ГПА-Ц-16, и 6 % ГПУ-10 выработали назначенный ресурс эксплуатации.

Сущность используемой нами методики при оценке объектов имущественного комплекса по транспортировке газа в ООО «Тюментрансгаз» заключается в том, что основным критерием при оценке технического состояния таких объектов имущественного комплекса, как компрессорные станции и назначении сроков их реконструкции служит выработка газоперекачивающими агрегатами назначенного ресурса до их списания (для большинства типов агрегатов составляет 100 тыс.ч.). Однако изучение опыта эксплуатации имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» позволило нам дифференцированно подойти к определению сроков реконструкции компрессорных станций в зависимости от типа агрегата.

В целях повышения эффективности эксплуатации компрессорных станций нами предложено определять прогнозные наработки газоперекачивающих агрегатов по следующей формуле:

$$T_{\text{пр}} = (T_{\text{сущ}} + 8760) \times \frac{N_{\text{раб}}}{N_{\text{общ}}} \times N_{\text{лет}} \quad (3.1)$$

где  $T_{\text{пр}}$  – прогнозная наработка, тыс.ч;  $T_{\text{сущ}}$  – наработка газоперекачивающего агрегата на 01.06.03, тыс.ч; 8760 – число часов в году;  $N_{\text{раб}}$  – число рабочих газоперекачивающих агрегатов в компрессорном цехе;  $N_{\text{общ}}$  – общее число газоперекачивающих агрегатов в компрессорном цехе;  $N_{\text{лет}}$  – количество лет в прогнозируемом периоде.

В связи с большим сроком службы, а также снижением загрузки газопроводов на рабочее давление 5,4 МПа на участке Пунга-Н.Тура ряд компрессорных станций выведен из эксплуатации и демонтирован: на газопроводе Игрим-Серов – Пелымская, Ивдельская, Краснотурьинская, Нижнетурьинская; на газопроводе СРТО-Урал II н. – Пелымская; и на трассе Пунга-Н.Тура III н. – Краснотурьинская.

Компрессорные станции оснащены в основном газотурбинными газоперекачивающими агрегатами промышленного типа ГТК-10-4. На компрессорных станциях Надымская и Сорумская магистрали Надым-Пунга III н. установлены импортные агрегаты промышленного типа ГТК-25И.

Компрессорные станции газопровода Надым-Пунга I,II н., Игрим-Серов, СРТО-Урал II н., Пунга-Вуктыл-Ухта I н., Пунга-Н.Тура III н. оснащены, на наш взгляд, морально и физически устаревшими агрегатами типа ГТ-6-750 и ГТ-750-6.

Нами установлено, что по состоянию на 1 января 2004 года все агрегаты на компрессорных станциях газопроводов на 5,4 МПа выработали свой ресурс эксплуатации, а практически на всех компрессорных станциях систем газопроводов на 7,4 МПа наработка агрегатов ГТК-10-4 превышает научно-обоснованную норму в 100 тыс. часов.

Проведенный нами анализ текущих наработок газоперекачивающих агрегатов демонстрирует, что средняя наработка агрегатов, за исключением агрегатов по газопроводу Ямбург-Поволжье и СРТО-Урал, составляет 50-90 тыс. часов. Наши прогнозные расчеты показывают, что к концу 2005 г. наработки газоперекачивающих агрегатов в ряде цехов превысят установленный ресурс 100 тыс.ч., а к 2010 году большинство агрегатов выработают свой ресурс.

В настоящее время на ряде компрессорных станций проведена или проводится реконструкция, на компрессорных станциях Ныдинская, Верхнеказымская, Таежная завершается модернизация газоперекачивающих агрегатов Ц-16. На компрессорной станции Пуровская газопровода Уренгой-Центр I н. проведена модернизация агрегата ГПУ-10 с заменой двигателя.

*Техническое состояние и основные технические решения по реконструкции и техническому перевооружению систем телемеханизации целесообразно рассматривать в рамках всего имущественного комплекса газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» в границах соответствующих линейно-производственных управлений магистральными газопроводами, включая системы Уренгой-Надым-Перегибное-Приполярная, Уренгой-Ужгород, Ямбург-Центр<sup>1</sup>.*

Телемеханизация магистральных газопроводов в пределах пунктов управления выполняется на современных программных комплексах на базе научно-исследовательского института информационных систем г. Н.Новгород. Их системы обладают высокими техническими и надежностными характеристиками, достаточным быстродействием и возможностью адаптации при изменении или расширении крановых площадок. Однако исследование показывает, что не все участки трасс магистральных газопроводов, а также не все вдольтрассовые сооружения охвачены системой телемеханизации.

Для ООО «Тюментрансгаз» требуется дополнительная разработка, поставка и монтаж программно-технических средств для пунктов управления, не охваченных системами телемеханики, а также расширение действующих средств телемеханики для охвата вдольтрассовых сооружений как действующих магистральных газопроводов, так и реконструируемых объектов.

---

<sup>1</sup> Грабовский, П. Г. Экономика и управление недвижимостью / П. Г. Грабовский ; под ред. П. Г. Грабовского. – Смоленск : Смоллин Плюс, 1999. – М : АСВ, 1999

На данный момент в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» телемеханизировано 4568 км газопроводов и 1265 кранов в Краснотурьинском, Перегребненском, Надымском, Правохеттинском, Пангодинском ЛПУ МГ, что составляет около 17 % от общей протяженности газопроводов. Всего в эксплуатации находится 5 пунктов управления, 33 контролируемых пункта и 6 ретрансляторов. На 90 % выполнены строительные работы, и в настоящее время ведутся пусконаладочные работы по телемеханизации Уральского, Сосьвинского пунктов управления магистральных газопроводов.

Сейчас принята к внедрению разработанная нами «Целевая комплексная программа по реконструкции средств телемеханизации объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз»».

Исследование показало, что в организации требуется отремонтировать защитные покрытия на 1770,7 километрах газопроводов. В корпорации отсутствует дистанционный контроль и управление режимами работы катодных станций. Большинство установок катодной и дренажной защиты морально устарели и выработали свой ресурс. Более 30 % анодных заземлителей превысили проектный срок службы.

Автономные источники тока, используемые в качестве станций катодной защиты, в Комсомольском и Перегребненском линейно-производственных управлениях выработали свой моторесурс, поэтому необходимы замена их сетевыми катодными станциями и строительство на этих участках вдольтрассовой ЛЭП -10 кВ.

Системы электроснабжения вдольтрассовых потребителей в большинстве вводились в эксплуатацию одновременно со строительством магистральных газопроводов в 1970-1980 годы, в связи с чем часть перечисленного оборудования имеет значительный физический износ и морально устарело, а это снижает надежность работы систем электроснабжения. В первую очередь, это относится к электрооборудованию систем магистральных газопроводов Медвежье-Надым, Уренгой-Надым, Надым-Пунга-Нижняя Тура, Уренгой-Петровск-Новопсков.

Снижение надежности электроснабжения отрицательно сказывается на работе средств электрохимзащиты магистральных газопроводов, оборудования контролируемых пунктов телемеханики, объектов связи и др.

Внешнее электроснабжение объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» осуществляется от электрических сетей двух энергосистем – ОАО «Тюменьэнерго» и ОАО «Свердловэнерго». Проведенный нами анализ работы энергосистем показывает, что в последние годы наблюдается снижение их надежности, т.е. увеличивается количество аварийных и плановых отключений. Среднегодовой простой высоковольтных линий и подстанций в ремонте составляет 19400 часов, в т.ч. более 100 часов – в аварийном. Количество аварийных отключений за 4 года возросло с 25 до 35 в год, а удельный вес аварийных отключений газоперекачивающих агрегатов по причине исчезновения напряжения от внешних сетей вырос с 28 % до 56 %, т.е. в 2 раза.

По состоянию на 1 января 2004г. в корпорации эксплуатируются электростанции собственных нужд с общим количеством агрегатов 162 шт., большинство из которых также выработали нормативный ресурс, физически и морально



изношены и требуют замены. Это, в первую очередь, относится к ячейкам 6(10) кВ закрытых устройств (ЗРУ), комплектным трансформаторным подстанциям, аварийным дизельным электростанциям, электрощитовым устройствам, аккумуляторным батареям, кабельной продукции.

В настоящее время в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» эксплуатируется более 1800 систем агрегатной и цеховой автоматики, из которых к современным следует отнести 89 систем типа «Borsig GНН», «Mark-V» и «Suvimak» импортного производства, и 24 агрегатные и цеховые микропроцессорные системы серии «МСКУ» разработки и поставки фирмы «Compressor Controls Corporation», ЗАО «Система-Газ» и ЗАО «НПФ “Система-Сервис”».

Большая часть остальных систем автоматизации были разработаны в 60-70 годах прошлого столетия с использованием релейной или релейно-транзисторной элементной базы, сигнальных ламп накаливания, перьевых самопишущих приборов и другого оборудования, которое к настоящему моменту устарело не только физически, но и морально, объекты выработали свой ресурс на 100 %.

Изначально значительное количество компрессорных цехов были оснащены оборудованием и системами, в которых антипомпажная защита и регулирование не были реализованы, однако в соответствии с программой ОАО «Газпром» оснащения компрессорных станций системами антипомпажной защиты и регулирования в ООО «Тюментрансгаз» за период с 1995 по 2002годы были запланированы к поставке 867 таких систем, из которых в монтаже и наладке в настоящее время находится 131 система. При этом в течение 2003 г. введено в строй 221 комплекта.

Выработка ресурса основных типов находящихся в эксплуатации систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами показана в таблице 3.3. Анализ таблицы показывает, что в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» 9 типов автоматизированных систем имеют 100 % выработку ресурса, что в процентном отношении к общему итогу составляет 39 %, еще 5 типов систем (24,5 %) имеют выработку более 50 процентов.

Диспетчерские пункты компрессорных станций оснащены программно-техническими комплексами НИИИС-АЕГ (11КС), комплексами поставки НИИИС (г. Н. Новгород) и комплексами «Инфо-КС» (г. Киев), которые по техническим характеристикам не соответствуют современному уровню автоматизации компрессорных станций, т. к. выработали свой ресурс, физически и морально устарели, не поддаются обновлению в связи со снятием с производства устаревшей элементной базы.

На данный момент в эксплуатации в акционерном обществе «Тюментрансгаз» находятся следующие газоизмерительные станции и узлы замера расхода газа:

**Выработка ресурса основных типов находящихся в эксплуатации систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами**

Тип системы автоматизированного управления газоперекачивающим агрегатом	Кол-во	Год ввода первой системы	Год ввода последней системы	Выработка ресурса в % первой	Выработка ресурса в % последней	Средний % выработки ресурса
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.
Borsig GHH	9	1999	1999	40	40	40
Mark-V	6	1999	1999	40	40	40
Speedtronic	62	1976	1986	100	100	100
Suvmac	12	1999	2001	30	10	20
A-705-15-01	21	1986	1988	100	100	100
A705-15-013M	2	1995	1995	70	70	70
A-705-15-01M	9	1989	1989	100	100	100
A-705-15-02	58	1983	1992	100	100	100
A-705-15-03	192	1981	1986	100	100	100
A-705-15-06M	4	1996	1996	60	60	60
A-705-15-08	27	1990	1994	100	80	90
A-705-15-09	258	1983	1999	100	30	65
A-705-15-09M	162	1984	2000	100	20	60
АГАТ-1М	8	1977	1977	100	100	100
КОМПАС-2	24	1982	1983	100	100	100
КОМПАС-4	48	1983	1986	100	100	100
МСКУ-4510-СС	24	1999	2002	30	10	20
САУ и Р "ССС"	546	1995	2001	70	10	40
СЦКУ "Кр.металлист"	240	1968	1983	100	100	100

32 газоизмерительные станции магистральных газопроводов с общим числом измерительных трубопроводов -169;

41 газоизмерительная станция в составе газораспределительных станций для внешних потребителей;

235 замерных узлов на газе собственных нужд компрессорных станций;

20 замерных узлов на подаче газа на жилые поселки.

Исследование показало, что в большинстве случаев имеющееся оборудование учета расхода газа в этих станциях не соответствует современным требованиям, поэтому целесообразно внедрить на всех газоизмерительных станциях магистральных газопроводов автоматизированные системы учета расхода газа.

Следует добавить, что объекты недвижимости имущественного комплекса оснащены как новыми средствами организации рабочих мест производственно-хозяйственной и финансово-экономической деятельности, так и устаревшими

средствами, требующими обновления и замены.

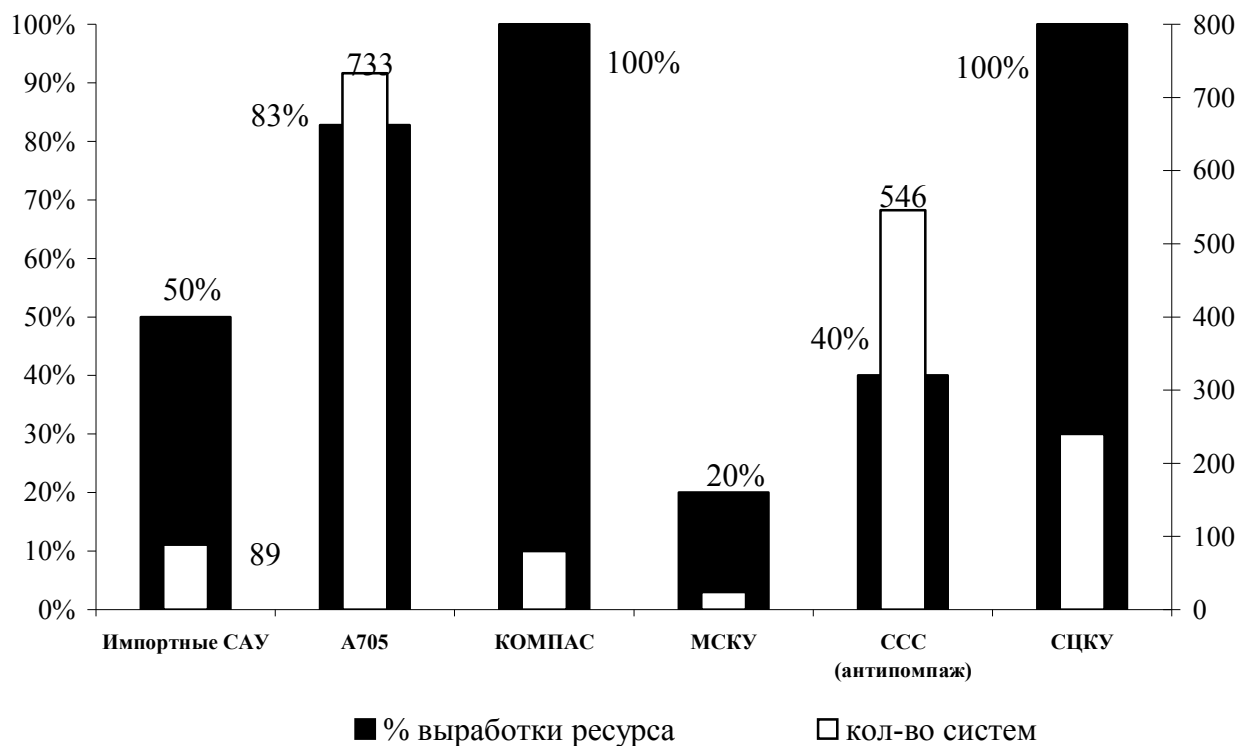
В целом, в России, как и в большинстве развитых стран мира, системы автоматизации на устаревшей релейной и релейно-транзисторной элементной базе практически не выпускаются, поэтому меры по поддержанию эксплуатационной надежности устаревших систем автоматизации компрессорных станций и магистральных газопроводов, организация снабжения запасными частями и ремонт требуют значительных финансовых и человеческих затрат.

Таблица 3.4.

### Выработка систем автоматизированного управления

Тип системы автоматизированного управления	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию		Процент выработки ресурса		
		Min	Max	Max	Min	Среднее
Borsig GHN	9	1999	1999	40	40	40
Mark-V	6	1999	1999	40	40	40
Speedtronic	62	1976	1986	100	100	100
Suvimac	12	1999	2001	30	10	20
A705-15-01	21	1986	1988	100	100	100
A705-15-013M	2	1995	1995	70	70	70
A705-15-01M	9	1989	1989	100	100	100
A705-15-02	58	1983	1992	100	100	100
A705-15-03	192	1981	1986	100	100	100
A705-15-06M	4	1996	1996	60	60	60
A705-15-08	27	1990	1994	100	80	90
A705-15-09	258	1983	1999	100	30	65
A705-15-09M	162	1984	2000	100	20	60
АГАТ-1М	8	1977	1977	100	100	100
КОМПАС-2	24	1982	1983	100	100	100
КОМПАС-4	48	1983	1986	100	100	100
МСКУ-4510	14	1999	2001	30	10	20
МСКУ-4510 (антипомпаж)	10	1999	2002	30	10	20
ССС (ГПА+КЦ антипомпаж)	546	1995	2001	70	10	40
СЦКУ	240	1968	1983	100	100	100

Кроме того, устаревшие подходы и решения в части автоматизации не позволяют обеспечить достоверный дистанционный контроль за работой газопроводов, контроль и управление газоперекачивающими агрегатами и цехами, а также не позволяют внедрять современные формы и технологии обслуживания цехов и компрессорных станций. Такие системы не обеспечивают автоматизированный сбор и обобщение результатов работы цехов, компрессорных станций и линейно-производственных управлений магистральных газопроводов, что в свою очередь не позволяет внедрять современные методы управления и организации труда.



**Рис. 3.3** Количество систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами по основным типам и процент выработки ресурса

В отношении системы связи ООО «Тюментрансгаз» можно отметить, что ведомственная сеть создавалась и вводилась в эксплуатацию одновременно с производственными объектами транспорта газа и складывалась за время с 60 годов прошлого века по настоящее время. В период 1990 годов система связи ООО «Тюментрансгаз» была в значительной степени реконструирована с заменой малокабельного морально и физически изношенного аналогового оборудования связи на современные и эффективные системы связи.

Действующие системы связи предназначены для обеспечения производственных объектов средствами диспетчерской связи, в т.ч. линейной вдоль трасс газопроводов, связи сетевых совещаний, дальней и местной автоматической телефонной связи с возможностью выхода на сеть связи общего пользования, передачи данных для автоматизированных систем управления и систем линейной телемеханики магистральных газопроводов. Помимо обеспечения потребности в связи собственного производства, система связи ООО «Тюментрансгаз» обеспечивает транзит каналов связи с основных газодобывающих предприятий севера Тюменской области в Центр Российской Федерации.

В настоящее время система связи Общества базируется на развитой сети радиорелейных линий связи, в большинстве своем цифровых, и учрежденческо-производственных автоматических телефонных станциях. Большая часть трасс

магистральных газопроводов в регионе ООО «Тюментрансгаз» охвачена транкинговой мобильной УКВ радиосвязью. В системе имеются земные станции спутниковой связи, предназначенные для обеспечения прямой связи с отдельными удаленными объектами, а также для резервирования некоторых направлений наземных линий связи. Обеспечение систем телемеханизации магистральных газопроводов каналами связи осуществляется с использованием выделенных систем УКВ радиосвязи. В отдельных случаях для соединения удаленных базовых радиостанций с пунктом управления системы телемеханики используются каналы радиорелейных линий связи.

В ООО «Тюментрансгаз» эксплуатируется 85 узлов связи, 3662.3 км многоканальных магистральных радиорелейных линий связи, из которых цифровых – 2917.3 км. Протяженность каналов связи на радиорелейных линиях связи составляет 1,76 млн. канало-километров, однако некоторые участки ООО «Тюментрансгаз» (компрессорная станция Уренгойская-Надым-Югорск) не охвачены современными системами цифровой связи и транкинговой УКВ радиосвязи.

Исследование показало, что в ООО «Тюментрансгаз» также требуется создание выделенной региональной сети передачи данных на базе цифровых каналов. В связи с увеличением производительности газотранспортной системы необходима частичная реконструкция транкинговой системы УКВ радиосвязи и сети цифровой автоматической телефонной связи.

Важным фактором неудовлетворительной работы системы теплоснабжения является некачественная химводоподготовка сетевой воды для тепловых сетей, недостаточно автоматизированная система контроля и управления режимами работы системы теплоснабжения компрессорными станциями. В связи с этим уменьшается срок эксплуатации котельного оборудования и тепловых сетей, что приводит к неоправданным тепловым потерям.

Анализ состояния действующих систем водоснабжения показывает, что наиболее остро стоит вопрос подготовки воды питьевого качества и обеспечение ею потребителей. Ввиду физического и морального износа установок водоподготовки, водопроводных систем качество питьевой воды на большинстве газотранспортных предприятий не соответствует требованиям ГОСТ 2874-82, СанПиН 2.1.4.559-96, СанПиН 2.1.4.544-96 по ряду показателей, характерных для северных районов – по содержанию железа, марганца, фтора.

Ввиду загрязнения многих водоисточников действующие на объектах имущественного комплекса станции водоподготовки с классическими технологиями не могут обеспечить очистку воды до нормативного питьевого качества.

Немаловажным фактором низкой эксплуатационной надежности работы систем водоснабжения является отсутствие необходимых реагентов, запорно-регулирующего оборудования, арматуры, работающих в условиях низких температур и предотвращающих замерзание сетей<sup>1</sup>

Таким образом, основным направлением технико-экономических соображений по реконструкции объектов имущественного комплекса ООО «Тюмен-

---

<sup>1</sup> Грабовский, П. Г. Экономика и управление недвижимостью / П. Г. Грабовский ; под ред. П. Г. Грабовского. – Смоленск : Смоллин Плюс, 1999. – М : АСВ, 1999

трансгаз» в части теплоснабжения является замена устаревшего основного и вспомогательного котельного оборудования и тепловых сетей с учетом срока их службы. Аналогичная ситуация с канализованием объектов имущественного комплекса газотранспортной системы.

На большей части очистных сооружений имущественного комплекса степень очистки не соответствует нормативным требованиям по ряду показателей, а средняя эффективность очистки сточных вод не превышает 70 %. Практически все установки работают только в режиме фильтрации на песчаных фильтрах, биологическая очистка работает неэффективно из-за нарушений технологий проведения очистки с прикрепленными микроорганизмами – недостаток биогенной массы для поддержания жизнедеятельности микроорганизмов, низкая температура стоков тормозят биологические процессы. На многих объектах имущественного комплекса до сих пор используются выгребные ямы, стоки из которых выводятся на очистные сооружения, не имеющие сливных станций и усреднителей для обеспечения равномерного поступления стоков на очистку.

В таблице 3.5 приведены нормативные сроки сохранения эксплуатационных качеств основных строительных конструкций, из которых построены здания компрессорных станций магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз».<sup>1</sup>

Сроки эксплуатации зданий и сооружений имущественного комплекса определяются долговечностью основных строительных конструкций, из которых они сооружены (фундаменты, каркасы, несущие стены и т. д.), причем фактический срок их службы может быть больше или меньше указанного в таблице нормативного срока эксплуатации и во многом зависит от конкретных условий всего периода их эксплуатации.<sup>2</sup>

За десятилетия эксплуатации зданий и сооружений компрессорных станций площадки, на которых они расположены, подвергались различным негативным воздействиям (обводнение площадок, повышение температуры многолетнемерзлых грунтов, аварии на газопроводах), влияющим на целостность и долговечность строительных конструкций, поэтому возможность использования их после реконструкции, на наш взгляд, может быть определена только после детального обследования их состояния.

Значительная часть строительных конструкций, срок эксплуатации которых не влияет на устойчивость всего здания (металлические стеновые и кровельные панели каркасных зданий, деревянные оконные и дверные блоки, блочные конструкции типа ВЖК административно-бытовых зданий и т.д.), исчерпали свой физический и моральный ресурс.

---

<sup>1</sup> Заренков, В. А. Проблемы развития строительных компаний в условиях российской экономики / В. А. Заренков. – СПб : Стройиздат, 1999. -288с.

<sup>2</sup> Гусаков, А. А. Экспертные системы в проектировании и управлении строительством / А. А. Гусаков, Н. И. Ильин, Х. Эдели. – М. : Стройиздат. -1995. – 463 с.

**Нормативные сроки сохранения эксплуатационных качеств основных строительных конструкций, применяемые в зданиях компрессорных станций**

Наименование конструкций	Нормативный срок эксплуатации (лет)	Возможность использования после реконструкции.
1. Сборные и монолитные фундаменты под здания, сооружения и технологическое оборудование	30...50	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
2. Металлические ростверки под здания и сооружения и технологическое оборудование	30...50	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
3. Свайное основание из металлических стальных труб	35	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
4. Каркас зданий из металлических прокатных профилей	50...100	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
5. Железобетонные перекрытия	50	Возможность продления сроков определяется после детального обследования
6. Блочные конструкции для административно-бытовых зданий (типа ВЖК)	25...30	Подлежат замене
7. Трехслойные кровельные панели с металлическим каркасом и минераловатным утеплителем	30	Подлежат замене
8. Трехслойные стеновые панели с металлическим каркасом и минераловатным утеплителем	30	Подлежат замене
9. Деревянные дверные блоки	25...30	Подлежат замене
10. Деревянные оконные переплеты	25...30	Подлежат замене

Необходимо также отметить, что за последние годы издано много новых нормативных документов, касающихся энергосбережения и пожаробезопасности, требованиям которых некоторые вспомогательные строительные конструкции не соответствуют и поэтому должны быть заменены при реконструкции.

### 3.2. Выявление необходимости развития объектов имущественного комплекса

Мы проанализировали текущее техническое состояние основных объектов имущественного комплекса и обосновали необходимость их реконструкции в определенном объеме.

Мы учитывали:

сроки ввода компрессорных станций;

проведенную ранее реконструкцию компрессорных станций;

рабочие материалы ООО «Тюментрансгаз»;

загрузку магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» на долгосрочный период до 2020 г. по вариантам <sup>1</sup>

Нами были разработаны сценарий развития добычи газа в соответствии со спросом на перспективу, учитывающий возможности ОАО «Газпром» по вводу в эксплуатацию новых месторождений как в Надым-Пур-Тазовском регионе, так и на полуострове Ямал, а также планы независимых организаций по увеличению добычи газа в том же регионе.

Наряду с увеличением добычи газа организациями, входящими в ОАО «Газпром» в Надым-Пур-Тазовском регионе, можно предположить значительное увеличение добычи на месторождениях организаций, не входящих в корпорацию ОАО «Газпром». В таблице 3.6 представлен один из вариантов реализации газодобычи такими организациями.

Таблица 3.6

#### Объемы добычи газа организациями, не входящими в структуру ОАО «Газпром» (независимыми организациями)

млрд. м<sup>3</sup>

Наименование организации	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
Независимые организации, всего:	49,9	64,0	76,6	77,5	78,6	85,0	89,7	92,1	93,4	95,0	104,7	108,7
ОАО «НОВАТЭК»	24,3	28,4	30,1	30,4	30,3	30,4	30,0	29,8	29,7	29,9	29,1	22,8
ОАО «НГК «ИТЕРА»	12,8	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	16,9	17,3	18,1	17,9	14,0
ОАО НК «ЛУКОЙЛ»	0,0	3,8	10,3	10,3	11,0	12,5	15,0	16,6	17,8	20,7	23,6	23,7
ОАО НК «ЮКОС»	1,3	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	4,7	6,0	6,0	8,8	12,0	20,2
НК «ТНК-ВР»	1,5	2,4	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
НК «Роснефть»	1,2	1,7	5,3	5,9	6,4	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	11,5	18,8
ОАО «Нортгаз»	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0
ОАО «Сибур-Тюмень»	3,8	3,8	3,8	3,8	3,8	3,5	3,4	3,1	2,9	2,8	2,4	1,0

<sup>1</sup> Кулибанов, В. С. Территориальные аспекты управления строительством / В.С. Кулибанов // Экономика строительства. – М. : 1989. – № 1-12.



Данный вариант учитывает состояние обустройства месторождений и проектно-изыскательских работ, а также географическое положение месторождений относительно газотранспортной системы ОАО «Газпром» и ряд других параметров. Согласно приведенным данным в рассматриваемом регионе прогнозируется рост газодобычи организациями, не входящими в структуру ОАО «Газпром» на весь рассматриваемый период, т.е. вплоть до 2020 г.

Среди компаний, участвующих или планирующих участвовать в добыче природного газа в Надым-Пур-Тазовском регионе, перечислим:

ОАО «НОВАТЭК» (В.-Таркосалинское, Юрхаровское, Ханчейское и другие месторождения);

ОАО НГК «ИТЕРА» (Береговое, Губкинское (долевое участие), Пырейное);

ОАО «НК «Лукойл» (Находкинское, Хальмерпаютинское и другие месторождения Большехетской впадины);

ОАО «НК ЮКОС» (Яро-Яхинское, Ево-Яхинское, Самбургское, В.Уренгойское и Н.-Уренгойское (долевое участие) месторождения);

ХК «ТНК-ВР» (долевое участие в разработке В.-Уренгойского и Н.-Уренгойского месторождений);

НК «Роснефть» (Харампурское, С.-Комсомольское, Тарасовское и др. месторождения);

ЗАО «Нортгаз» (валанжинские залежи С.-Уренгойского месторождения).

Таким образом, суммарная добыча газа в северной части Западно-Сибирского региона, включая добычу на месторождениях ОАО «Газпром» и на месторождениях независимых организаций, может увеличиться до 602,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2010 г., а к 2015 г. до 644,3 млрд. м<sup>3</sup>. К 2020 г. произойдет снижение добычи до 626,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Объемы поступления газа в систему магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза» находятся в зависимости от того, в каком направлении будет транспортироваться газ с месторождений полуострова Ямал. Рассмотрим два альтернативных варианта:

вариант первый – предусматривает подачу части ямальского газа в объеме 58 млрд. м<sup>3</sup> на компрессорную станцию Ямбургская, остальная часть добычи будет транспортироваться в направлении станции Ухтинская;

вариант второй – предусматривает подачу ямальского газа в полном объеме на компрессорную станцию Ухтинская.

Мы выполнили перспективное распределение потоков газа на период с 2005 по 2020 годы, которое учитывает фактические объемы транспорта газа по системам магистральных газопроводов в 2003 г., прогнозные объемы поступления газа от месторождений ОАО «Газпром» и независимых организаций, производительность существующих газотранспортных систем, возможности по перераспределению потоков газа по межсистемным перемышкам. Прогнозируемое распределение потоков газа в системе магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» выполнено по двум вариантам.

В таблицах 3.7, 3.8 и, приводятся данные по прогнозным потокам газа на характерных участках системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза». Рассмотрим подробнее каждый участок.

Таблица 3.7

**Распределение потоков газа на участках системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза», вариант 1**

млрд. м<sup>3</sup>

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
1. Объем транспорта газа Бованенково-Ямбург											
0,0	0,0	0,0	14,8	29,7	44,5	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0	58,0
2. Объем транспорта газа Бованенково-Ухта											
0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,5	16,0	31,0	46,0	61,0	103,5
3. Объемы поступления газа на КС Ямбургская											
159,7	150,5	147,7	156,3	161,7	165,0	174,4	169,8	165,1	164,2	162,7	160,6
4. Объемы транспорта газа на участке КС Ямбургская - КС Правохеттинская											
173,4	175,2	182,7	197,0	202,4	205,7	215,1	210,5	205,8	204,9	203,4	201,3
5. Объем транспорта газа КС Правохеттинская – КС Таежная											
310,3	308,1	318,9	321,5	316,8	315,8	318,2	321,3	321,3	321,3	321,3	300,4
6. Объем транспорта газа КС Таежная – КС Новокомсомольская (КС-20) – КС Гремячинская											
186,4	184,0	190,6	191,5	186,6	185,5	188,8	190,7	190,9	190,8	190,7	175,6
Объем транспорта газа КС Новокомсомольская (КС-11)/КС Комсомольская – КС Красно-турьинская											
174,7	173,8	176,5	182,8	179,0	180,1	179,9	191,4	198,8	200,4	199,8	176,8
8. Объем транспорта газа КС Краснотурьинская – КС Нижнетуринская											
23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
9. Объем транспорта газа КС Нижнетуринская – Нижний Тагил											
7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0
10. Объем транспорта газа КС Нижнетуринская – КС Горнозаводская											
15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0
11. Объем транспорта газа КС Краснотурьинская – КС Горнозаводская											
150,0	149,1	151,8	158,0	154,3	155,4	155,1	166,5	173,9	175,5	174,9	152,1
12. Объемы поступления газа в Уренгойский узел, всего											
255,5	268,8	275,7	268,6	260,3	259,8	259,3	271,0	273,6	270,3	264,9	217,9
13. Объем транспорта газа Уренгой-Ямбург											
19,5	21,7	22,2	14,2	13,8	8,4	8,0	7,6	7,3	7,0	6,7	5,5
14. Объем транспорта газа ГКС-3 – КС Правохеттинская											
93,8	89,7	87,1	90,5	85,6	85,9	83,6	92,5	91,0	86,9	84,4	75,7
15. Объем транспорта газа ГКС-1/ГКС-2 – КС Пангоды											
188,5	206,6	216,6	214,1	210,7	213,9	213,0	213,5	216,0	214,3	208,5	159,4
16. Объем транспорта газа КС Пангоды – КС Надымская											
212,3	228,3	236,6	232,7	227,7	229,6	227,4	226,6	228,0	225,5	218,5	166,2
17. Объем транспорта газа КС Надымская - КС Перегребненская											
159,6	175,5	177,7	188,8	189,1	195,6	198,0	198,3	193,7	186,2	175,3	133,6
18. Объем транспорта газа КС Перегребненская – КС Комсомольская											
56,2	55,3	54,0	58,6	54,4	55,5	56,4	66,9	74,5	76,0	75,3	57,7
19. Объем транспорта газа КС Перегребненская – КС Ухтинская											
101,6	118,3	121,7	128,1	132,7	138,0	139,5	129,2	117,1	108,2	98,1	74,4
20. Объемы поступления газа на КС Ухтинская											
99,1	115,6	118,9	125,2	129,7	134,9	137,9	142,1	144,6	150,4	154,8	172,9

Участок компрессорных станций Ямбургская – Правохеттинская. Фактический объем перекачки газа в 2003 г. составил 176,8 млрд.м<sup>3</sup>. Уровень загрузки газопроводов на участке находится в прямой зависимости от направления подачи газа от месторождений Ямальского полуострова.

По первому варианту загрузка газопроводов будет увеличиваться и достигнет максимума в 215 млрд. м<sup>3</sup> в 2011 г., после 2011 г. объемы транспорта газа будут снижаться. Основной составляющей роста загрузки газопроводов будет газ, поступающий от месторождений п-ова Ямал. После того как объемы подачи ямальского газа на данном направлении достигнут своего максимума (58 млрд. м<sup>3</sup> в год, начиная с 2011г), загрузка газопроводов начнет снижаться, в связи со значительным уменьшением добычи на Ямбургском месторождении.

Таблица 3.8

**Распределение потоков газа по участкам системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаза», вариант 2**

											млрд. м <sup>3</sup>	
2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020	
1. Бованенково-Ухта												
0,0	0,0	0,0	14,8	29,7	44,5	59,5	74,0	89,0	104,0	119,0	161,5	
2. КС Ямбургская												
159,7	150,5	147,7	141,5	132,0	120,5	116,4	111,8	107,1	106,2	104,7	102,6	
3. КС Ямбургская – КС Правохеттинская												
173,4	175,2	182,7	182,2	172,7	161,2	157,1	152,5	147,8	146,9	145,4	143,3	
4. КС Правохеттинская – КС Таежная												
310,3	308,1	318,9	321,5	314,9	313,0	310,2	318,6	320,9	317,1	315,2	299,5	
. КС Таежная – КС Новокомсомольская (КС-20) – КС Гремячинская												
186,4	184,0	190,6	191,7	186,7	185,9	189,3	190,8	191,2	191,2	191,2	175,5	
6. КС Новокомсомольская (КС-11)/КС Комсомольская – КС Краснотурьинская												
174,7	173,8	176,5	182,8	179,0	180,1	179,9	191,4	198,8	200,4	199,8	176,8	
7. КС Краснотурьинская – КС Нижнетуринская												
23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0	
8. КС Нижнетуринская – Нижний Тагил												
7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	7,0	
9. КС Нижнетуринская – КС Горнозаводская												
15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	15,0	
10. КС Краснотурьинская – КС Горнозаводская												
150,0	149,1	151,8	158,0	154,3	155,4	155,2	166,6	173,9	175,5	174,9	152,1	
11. Объемы поступления газа в Уренгойский узел												
255,5	268,8	275,7	268,6	260,3	259,8	259,3	271,0	273,6	270,3	264,9	217,9	
12. Уренгой-Ямбург												
19,5	21,7	22,2	14,2	13,8	8,4	8,0	7,6	7,3	7,0	6,7	5,5	
13. ГКС-3 – КС Правохеттинская												
93,8	89,7	87,1	90,5	85,6	85,9	83,6	92,5	91,0	86,9	84,4	75,7	
14. ГКС-1/ГКС-2 – КС Пангоды												
188,5	206,6	216,6	214,1	210,7	213,9	213,0	213,5	216,0	214,3	208,5	159,4	

2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2020
15. КС Пангоды – КС Надымская											
212,3	228,3	236,6	232,7	227,7	229,6	227,4	226,6	228,0	225,5	218,5	166,2
16. КС Надымская - КС Перегребненская											
159,6	175,5	177,7	174,1	161,5	154,2	148,4	143,4	136,5	132,8	123,8	76,9
17. КС Перегребненская – КС Комсомольская											
56,2	55,3	54,0	58,8	56,5	58,4	64,4	69,5	75,0	75,5	75,9	58,3
18. КС Перегребненская – КС Ухтинская											
101,5	118,3	121,7	113,3	103,2	94,0	82,2	72,2	59,9	51,0	40,8	17,3
19. Объемы поступления газа на КС Ухтинская											
99,1	115,6	118,9	125,2	129,7	134,9	137,9	142,1	144,6	150,4	154,8	172,9

По второму варианту, после небольшого увеличения объемов транспорта к 2008 году за счет вывода на проектную мощность Песцового месторождения, загрузка газопроводов на участке будет характеризоваться устойчивой тенденцией к снижению, небольшой рост загрузки в 2020 г. обусловлен началом подачи газа от месторождений Обской и Тазовской губ.

Необходимо отметить постоянный рост объемов транспорта газа независимых организаций от 10,3 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 году до 29-30 млрд. м<sup>3</sup> к 2015-2020 гг.

Объемы транспорта газа независимых организаций могут быть значительно большими в случае реализации программ по увеличению газодобычи на Юрхаровском месторождении (ОАО «НОВАТЭК») и на месторождениях Большехетской впадины (ОАО «НК «Лукойл»). В работе нами приняты умеренные объемы добычи газа на Юрхаровском до 9,2 млрд. м<sup>3</sup> (планируется увеличение до 27 млрд. м<sup>3</sup>) и на месторождениях Большехетской впадины до 24 млрд. м<sup>3</sup> (возможное увеличение до 30 и более млрд. м<sup>3</sup>).

*Участок газовая компрессорная станция-3 Пуровская – компрессорная станция Правохеттинская.* Фактический объем транспорта газа по 2003 г. составил 90,8 млрд. м<sup>3</sup>. Прогнозируемые объемы транспорта на участке с 93,8 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 г. снизятся до 84,4 млрд. м<sup>3</sup> к 2015 и до 75,7 млрд. м<sup>3</sup> к 2020 г. Уменьшение объемов транспорта газа на участке обусловлено снижением отборов в зонах Уренгойского месторождения, газ с которых подается на ГКС-3 Пуровская, а также невозможностью переброса газа с южных зон Уренгоя, поскольку переброс газа потребует выполнения большого объема работ по реконструкции компрессорных станций Уренгойского месторождения.

Наряду со снижением объемов поступления газа от Уренгойского месторождения, нами отмечается устойчивая тенденция по увеличению объемов подачи газа от месторождений независимых организаций Ново-Уренгойского, Восточно-Уренгойского, Самбургского, Северо-Уренгойского (валанжинские залежи).

*Участок компрессорные станции Правохеттинская – Таежная.* Фактические объемы транспорта газа на участке по 2003 г. составили 265,7 млрд. м<sup>3</sup>. Потоки газа на этом участке остаются стабильно высокими по обоим вариантам

на весь рассматриваемый период и находятся в пределах 300 – 320 млрд.м<sup>3</sup>. Кроме объемов газа, поступающего по системам Ямбург – Центр, Уренгой-Ужгород, Центр 1 и 2 нитки газопроводы участка загружаются также газом из «надымского» коридора по перемычке на компрессорную станцию Правохетинская. Переброс газа из «надымского» коридора вызван необходимостью снижения потока газа на участке Надым – Перегребное. В первом варианте газодобыча должна проводиться с целью уменьшения объемов нового строительства, во втором варианте с целью полного исключения нового строительства.

*Участок компрессорные станции Таежная – Новокомсомольская – Гремячинская*. Фактические объемы транспорта газа по 2003 году составили 162,4 млрд. м<sup>3</sup>.

Загрузка газопроводов по обоим вариантам на весь рассматриваемый период согласно нашим расчетам сохранится на высоком уровне: в период 2005-2015 гг. составит 180 – 190 млрд.м<sup>3</sup>, к 2020 г. снизится до 175 млрд.м<sup>3</sup>.

*Участок компрессорные станции Новокомсомольская/Комсомольская – Краснотурьинская*. Фактический объем загрузки по 2003 г. составил 172,0 млрд. м<sup>3</sup>. Объемы транспорта газа на участке практически одинаковы для обоих вариантов, нами прогнозируется их увеличение от 174 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 г. до 200 млрд. м<sup>3</sup> к 2015 г., к 2020 г. объемы транспорта снизятся до 175-176 млрд. м<sup>3</sup>.

*Участок компрессорные станции Краснотурьинская – Нижнетуринская*. Фактические объемы транспорта на участке по 2003 г. составили 24 млрд. м<sup>3</sup>. исследование показало, что объемы транспорта газа на участке одинаковы для первого и второго варианта и на весь рассматриваемый период составят 23 млрд. м<sup>3</sup>.

*Участок компрессорная станция Нижнетуринская – Нижний Тагил*. Фактические объемы транспорта по 2003 г. составили 6,3 млрд. м<sup>3</sup>. Ситуация на участке аналогична ситуации, складывающейся на предыдущем участке. Прогнозные потоки газа по этому направлению в объеме 7 млрд. м<sup>3</sup> сохранятся на весь рассматриваемый период.

*Участок компрессорные станции Нижнетуринская – Горнозаводская*. Фактический объем транспорта газа в 2003 г. составил 16,4 млрд. м<sup>3</sup>. в соответствии с прогнозом на рассматриваемый период с 2005 по 2020 гг. потоки газа на участке сохранятся в объеме 15 млрд. м<sup>3</sup> в год.

*Участок компрессорные станции Краснотурьинская – Горнозаводская*. Фактический объем транспорта газа в 2003 г. составил 146,1 млрд. м<sup>3</sup>. В рассматриваемый период нами прогнозируется увеличение транспорта газа с 151,7 млрд. м<sup>3</sup> в 2005 до 176,8 млрд. м<sup>3</sup> в 2015, к 2020 г. объемы транспорта снизятся до 153,8 млрд. м<sup>3</sup>.

*Участок Уренгой – Пангоды*. Фактический объем транспорта газа по 2003 г. составил 126,8 млрд. м<sup>3</sup>. По обоим рассматриваемым вариантам потоки газа на участке одинаковы. Прогнозируемые объемы поступления газа в систему магистрального газопровода участка значительно превысят производительность существующих газопроводов. Связано это, прежде всего, с увеличением объемов поступления газа от Заполярного месторождения, добыча на котором к 2006 году возрастет до 100 млрд. м<sup>3</sup>, с увеличением объемов поступления газа по газо-

проводу Уренгой-Сургут-Челябинск в реверсивном режиме, а также с увеличением объемов поступления газа от месторождений независимых организаций. Доля независимых организаций в общем объеме транспорта будет увеличиваться в период до 2015 года, когда составит величину 36,8 млрд. м<sup>3</sup>, однако в дальнейшем нами прогнозируется снижение этой доли.

В период с 2006 по 2014 гг. объемы транспорта газа на участке составят 206-216 млрд. м<sup>3</sup>, но начиная с 2015 года прогнозируется постепенное снижение объемов поступления с 208,5 млрд. м<sup>3</sup> в 2015 г. до 159,4 млрд. м<sup>3</sup> в 2020 г. Транспортировка этих объемов газа потребует максимального использования существующих газотранспортных мощностей, а также ввода новых. Новые газотранспортные мощности позволят, начиная с 2015 года, снизить нагрузку на «старые» газопроводы, а с 2020 г., в связи со значительным уменьшением объемов поступления газа, начать их вывод из эксплуатации.

*Участок Пангоды – Надым.* Фактические объемы транспорта газа на участке составили 158,0 млрд. м<sup>3</sup>. Так же как и для участка Уренгой – Пангоды прогнозируемые потоки газа значительно превысят производительность существующих газопроводов. Объемы транспорта газа в период 2006-2014 гг. будут колебаться в пределах 225,5 – 236,6 млрд. м<sup>3</sup>. В связи с этим, наряду с необходимостью максимального использования существующих газопроводов, также потребуются ввод новых мощностей.

*Участок Надым – Перегребное.* Фактические объемы транспорта по 2003 г. составили 156,6 млрд. м<sup>3</sup>. Уровень загрузки газопроводов на участке Перегребное – Надым в значительной степени определяется наличием свободных мощностей в газопроводах системы Ямбург-Центр.

По первому варианту уровень загрузки магистрального газопровода Ямбург-Центр предоставляет ограниченные возможности по перераспределению газа из перегруженного «надымского» коридора. В связи с этим потоки газа на участке в период до 2012 года значительно превысят производительность существующих газопроводов. Снижение объемов транспорта газа, начиная с 2012 года, позволит уменьшить нагрузку на существующие газопроводы, а с 2016 г. начать вывод ниток из эксплуатации.

По второму варианту разработанного нами прогноза степень загрузки системы газопровода Ямбург-Центр предоставляет значительно более широкие возможности по управлению потоками газа на участке Надым – Перегребное. Транспорт прогнозируемых потоков газа на этом участке на весь рассматриваемый период может быть обеспечен за счет эксплуатации существующих газопроводов.

*Участок Перегребное – Ухта.* Фактические объемы транспорта газа на участке составляют 80,0 млрд. м<sup>3</sup>. Прогнозные объемы транспорта газа на участке определяются необходимыми уровнями подачи газа потребителям, прилегающим к трассе газопроводов Ухта-Торжок, а также объемами экспортных поставок.

По первому варианту нашего прогноза рост подачи газа отмечается вплоть до 2011 г., но после 2011 г., в связи с увеличением объемов поступления газа на компрессорную станцию Ухтинская от месторождений полуострова Ямал,

объемы транспорта газа на участке будут снижаться. Для обеспечения транспорта прогнозируемых потоков газа на этом участке в период до 2011 г. потребуются ввод дополнительных газотранспортных мощностей. После 2011 г. в связи со снижением объемов транспорта будет снижаться нагрузка на существующие газопроводы, с 2018 г. может быть начат вывод «старых» газопроводов из эксплуатации.

По второму варианту прогноза в связи с тем, что поступление ямальского газа на компрессорную станцию Ухтинская начнется в более ранние сроки и в больших объемах, потоки газа на участке будут значительно меньшими в сравнении с первым вариантом. Несмотря на это, для обеспечения транспорта необходимых объемов газа потребуются ввод дополнительных газотранспортных мощностей. После 2008 года намечается постепенное снижение объемов транспорта, в связи с этим в период до 2016 г. могут быть выведены из эксплуатации все «старые» газопроводы. Транспорт газа будет осуществляться за счет эксплуатации газопровода СРТО-Торжок.

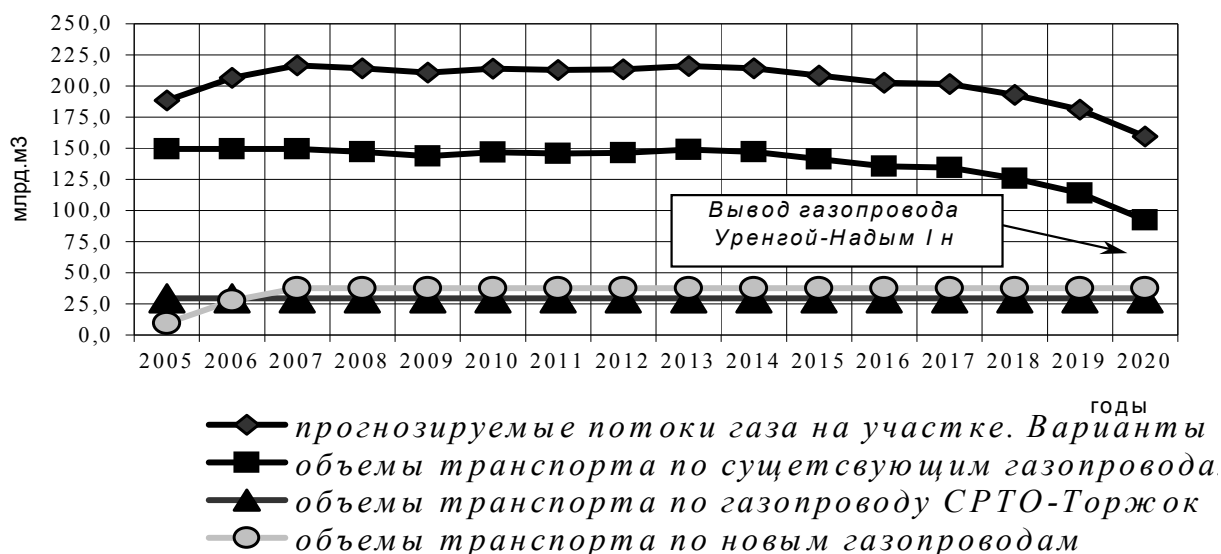
*Участок Перегребное – Комсомольская.* Фактические объемы транспорта газа по 2003 г. составили 73,7 млрд. м<sup>3</sup>. На данном участке объемы транспорта газа в период с 2005 г. и до 2008 г. по первому варианту, и по второму варианту до 2011 г. по нашим расчетам будут несколько меньшими в сравнении с объемами транспорта в 2003 г., что связано с увеличением объемов подачи газа на компрессорную станцию Ухтинская. С началом поступления ямальского газа на станцию Ухтинская объемы транспорта на участке начнут увеличиваться и до 2017 г. сохраняться на уровне 74-76 млрд. м<sup>3</sup>.

Уровень загрузки магистральных газопроводов находится в зависимости от направления подачи ямальского газа на следующих участках ООО «Тюментрансгаз»: *Ямбург – Правая Хетта, Надым – Перегребное, Перегребное – Ухта.* На остальных участках степень загрузки магистральных газопроводов остается практически на одном уровне, вне зависимости от направления подачи ямальского газа.

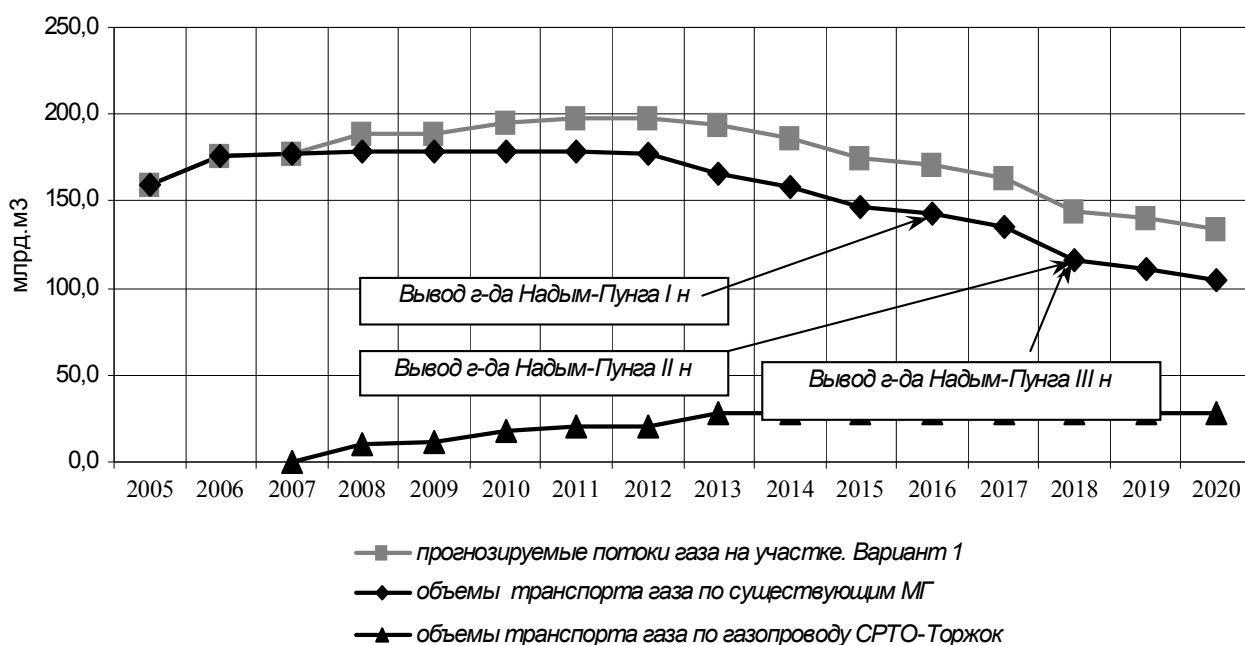
Поэтому в процессе исследования все участки магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» нами объединены в 5 групп в зависимости от степени загрузки.

**Первая группа** включает участки *Уренгой – Пангоды и Пангоды – Надым.* Прогнозируемые потоки газа на этих участках значительно превышают производительность существующих газопроводов и строящегося газопровода СРТО – Торжок, что, прежде всего, связано с увеличением подачи газа от месторождений независимых организаций (рис.3.5). Их загрузка не зависит от направления подачи ямальского газа и определяется потоками газа от Уренгоя.

**Вторая группа** включает участки газопроводов *Надым – Перегребное и Перегребное – Ухта.* Потоки газа на этих участках находятся в зависимости от направления подачи газа от месторождений полуострова Ямал. В варианте подачи газа на компрессорную Ямбургская на участке *Надым – Перегребное* прогнозируемые потоки газа превышают проектную производительность существующих газопроводов (рис. 3.6).



**Рис. 3.5** Прогнозируемая загрузка системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» на участке Уренгой – Пагонды

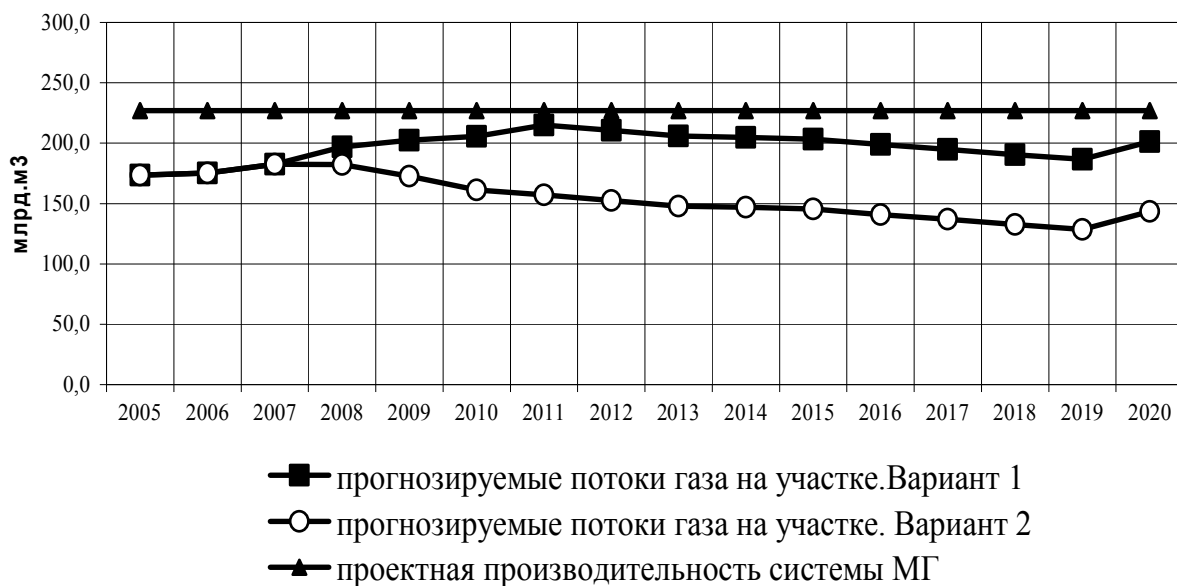


**Рис. 3.6** Прогнозируемая загрузка системы магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» на участке Надым-Перегибное, вариант 1

**Третья группа** объединяет участки магистрали, для которых характерна тенденция к снижению объемов транспорта – это *Ямбург – Правая Хетта* (рис. 3.6) во втором варианте.

**В четвертую группу** мы объединили участки магистрали, на которых прогнозируемые потоки сохраняются на высоком уровне практически на весь рассматриваемый период – это *Ямбург – Правая Хетта* по первому варианту (рис.3.7).





**Рис. 3.7** Прогнозируемая нагрузка системы магистрального газопровода ООО «Тюментрансгаз» на участке Ямбург – Правая Хетта

**Пятая группа** объединяет участки *Краснотурьинская – Нижнетуринская, Нижнетуринская – Нижний Тагил, Нижнетуринская – Горнозаводская*, которые характеризуются стабильной нагрузкой на весь рассматриваемый период.

На основе проведенного анализа загрузки газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» определена необходимость реконструкции объектов имущественного комплекса в зависимости от стадии жизненного цикла объекта, основные направления такой реконструкции изложены ниже

### 3.3. Основные направления развития объектов имущественного комплекса с учетом их жизненного цикла

Аварии на объектах имущественного комплекса газотранспортной системы являются неотъемлемым свойством функционирующей промышленной технологии, связанной с транспортировкой и хранением больших объемов взрывопожароопасной продукции и токсикопасных веществ, участвующих в обслуживании технологических процессов. Эти объекты являются типичными представителями высокорисковых производств современной техносферы<sup>1</sup>.

Показатели безопасности функционирования объектов имущественного комплекса газотранспортных систем, эксплуатируемых на протяжении не-

<sup>1</sup> Соколов, С. Н. Формирование и развитие стратегического потенциала регионального нефтегазостроительного комплекса: Теория, методология, практика / С. Н. Соколов. – Волгоград : ВолГУ, 2003. – 556с

скольких десятков лет линейными производственными управлениями ООО «Тюментрансгаз», определяются нами по следующим основным факторам:

уровень технического состояния основных технологических объектов имущественного комплекса, связанный с их физическим износом;

степень физического и морального износа вспомогательных систем и оборудования (АСУ, КИПиА, связь, энергоснабжение, ЭХЗ, системы пожаротушения, вентиляции и пр.), призванных обеспечивать предупреждение аварийных ситуаций и их локализацию;

уровень состояния средств технической диагностики газопроводов и оборудования компрессорных станций, а также организация мониторинга взаимовлияния объектов имущественного комплекса и окружающей среды;

наличие/отсутствие на объектах имущественного комплекса современных систем и средств безопасности, выполняющих функции защиты этих объектов от постороннего вмешательства в производственную деятельность;

состояние дорожных коммуникаций, обеспечивающих беспрепятственный подъезд и передвижение по территориям объектов имущественного комплекса сил и технических средств локализации и ликвидации аварий;

достаточность имеющихся мощностей для проведения профилактических обследований, планово-предупредительных и капитальных ремонтов;

уровень профессиональной и специальной подготовки руководящего и производственного персонала действиям в штатных и аварийных ситуациях;

уровень технической оснащенности и готовности сил и средств, участвующих в предупреждении, локализации и ликвидации возможных аварийных ситуаций на объектах имущественного комплекса;

наличие, достаточность и техническое состояние защитных сооружений гражданской обороны, средств индивидуальной защиты, технических средств объектовых формирований гражданской обороны для защиты производственного персонала в случае возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера;

организация системы страхования возможных аварий на опасных производственных объектах имущественного комплекса, основанная на достоверной информации о количестве обращающихся и хранящихся опасных веществ.

ООО «Тюментрансгаз» имеет в своем составе свыше 67 % опасных производственных объектов (газопроводы большого диаметра), находящихся в эксплуатации, соответственно, от 11 до 20 лет и 25 % – от 21 до 33 лет, и более 3 % – свыше 33 лет. Исследование показало, что 25,9 % газоперекачивающих агрегатов компрессорных цехов выработали расчетный ресурс 100 тыс.ч., а 32,5 % имеют наработку от 70 до 100 тыс.ч.<sup>1</sup> [132]

По данным аварийной статистики, отказы на линейной части магистральных газопроводов, находящихся в эксплуатации от 10 до 30 лет, составляют около 60 % от общего числа зарегистрированных аварий.

---

<sup>1</sup> Тюменская область в : стат. сб. / Тюменский областной комитет госстатистики. - Т., 2000. - 258 с

К основным причинам, приводящим к разрушениям и отказам трубопроводов и систем противоаварийной защиты, относятся:

снижение прочности трубопроводов и запорной арматуры на линейных участках;

нарушение герметичности технологического оборудования компрессорных станций и снижение прочности трубопроводов технологической обвязки;

внешние механические повреждения трубопроводов и линейной арматуры;

причины, связанные с опасными природными процессами;

прекращение подачи энергоресурсов.

Часто аварийные ситуации возникают из-за снижения прочности трубопроводов и линейной арматуры, что, прежде всего, связано с физическим износом, температурной деформацией, коррозионными процессами, усугубляющимися сложными природно-климатическими условиями в районах функционирования объектов имущественного комплекса газотранспортных систем.

Проведенное нами исследование отказов на магистральных газопроводах единой газотранспортной системы России за период 1999-2003гг. показало, что почти 40 процентов их происходит по причине коррозионного растрескивания под напряжением (так называемая «стресс-коррозия»). При этом наибольшее количество зарегистрированных аварий произошло на участках трубопроводов из стали марок 17Г1С и 17Г1С-У, что связано с «вхождением» труб из этих марок сталей в активный стресс-коррозионный «возраст». Фактический «возраст» газопроводов из труб, потерпевших аварию за этот период по причине коррозии, составляет от 18 до 25 лет.

Причем, чаще всего стресс-коррозия проявляется на газопроводах с пленочным изоляционным покрытием, нанесенным в трассовых условиях. Большинство эксплуатируемых ООО «Тюментрансгаз» газопроводов сооружены из труб указанных марок стали и имеют ленточное изоляционное покрытие, нанесенное в трассовых условиях. Средний срок их эксплуатации составляет 22 года.

Общий уровень промышленной безопасности опасных производственных объектов ООО «Тюментрансгаз» на настоящий момент времени определяется, прежде всего, уровнем физического и морального износа трубопроводов, основного технологического оборудования компрессорных станций и вспомогательных систем, играющим решающую роль в предотвращении, локализации и ликвидации последствий аварийных и чрезвычайных ситуаций. Следовательно, в результате проведения реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортных систем показатель интенсивности отказов значительно снизится, а уровень надежности и безопасности функционирования газотранспортных систем – повысится.

Обеспечение надежной транспортировки газа по системам магистральных и распределительных газопроводов, эксплуатируемым ООО «Тюментрансгаз», в планируемых объемах в период до 2020 года требует проведения комплексной реконструкции объектов имущественного комплекса по транспортировке газа. При расчете объемов и сроков проведения реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы с учетом их жизненного цикла нами выделены следующие основные факторы:

загрузка магистральных газопроводов;

техническое состояние объектов имущественного комплекса: технологического оборудования и установок, вспомогательных систем, зданий и сооружений, которые напрямую связаны со сроком эксплуатации этих объектов;

необходимость поддержания или повышения надежности работы объектов имущественного комплекса газотранспортной системы;

современные требования по промышленной безопасности и экологии к объектам имущественного комплекса по транспорту газа;

необходимость повышения технического уровня объектов имущественного комплекса газотранспортной системы и приведение их в соответствие с современными достижениями науки и техники;

повышение экономической эффективности транспорта газа.

Результаты подробного исследования загрузки систем магистральных газопроводов ООО «Тюментрансгаз» с учетом авторского прогноза добычи и транспортировки газа до 2020 года позволили нам принять следующие основные положения с целью минимизации капитальных вложений в новое строительство:

1) восстановление и поддержание проектной производительности объектов имущественного комплекса газотранспортной системы;

2) продление срока эксплуатации объектов имущественного комплекса газотранспортной системы, выработавших нормативный срок амортизации 33 года, в основном до 40-45 лет.

С учетом предлагаемого срока эксплуатации объектов имущественного комплекса газотранспортной системы 40-45 лет вывод из эксплуатации этих объектов придется на период падающей загрузки газотранспортной системы.

В таблице 3.8 приведены сроки выведения имущественных комплексов газотранспортной системы из эксплуатации в зависимости от вариантов объемов подачи газа.

В рамках мероприятий по реконструкции и техническому перевооружению имущественных комплексов по транспортировке газа ООО «Тюментрансгаз», обеспечивающих восстановление и поддержание проектной производительности магистральных газопроводов, нами разработаны следующие основные направления:

реконструкция или монтаж узлов пуска и дефектоскопов;

замена труб или переиспытание на участках со сниженным рабочим давлением, из-за которых ограничена пропускная способность магистрального газопровода;

реконструкция подводных переходов магистральных газопроводов;

замена оборудования на линейных объектах: узлах редуцирования, перемычках и газораспределительных системах с учетом степени изношенности и

**Сроки вывода имущественных комплексов  
газотранспортной системы из эксплуатации**

Наименование газопроводов	Диаметр, мм	Рабочее давление, МПа	Проектная производительность, млрд.м <sup>3</sup> /г.	Год ввода в эксплуатацию	Наработка, лет			Год вывода*	
					до 2010 г.	до 2015г.	до 2020г.	Вариант 1	Вариант 2
Уренгой-Надым I н.	1420	7,4	30	1977	33	38	43	2020	2020
Медвежье-Надым I н.	1420	7,4	28	1972	38	43	48	2020	2020
Надым-Пунга I н.	1220	5,4	14	1972	38	43	48	2016	2016
Надым-Пунга II н.	1220	5,4	14	1974	36	41	46	2018	2018
Надым-Пунга III н.	1420	7,4	30	1975	35	40	45	не вывод.	не вывод.
Надым-Пунга IV н.	1420	7,4	30	1977	33	38	43	не вывод.	2020
Пунга-Вуктыл-Ухта I н.	1220	5,4	14	1977	33	38	43	2018	2011
Пунга-Вуктыл-Ухта II н.	1420	7,4	29,2	1976	34	39	44	2020	2013
Пунга-Вуктыл-Ухта III н.	1420	7,4	29,2	1981	29	34	39	не вывод.	2016
Игрим-Серов	1020	5,4	10	1966	44	49	54	2010	2010
СРТО-Урал (Пунга-Н.Тура II н.)	1220	5,4	16,2	1973	37	42	47	2018	2018
Пунга-Н.Тура III н.	1220	5,4	16	1975	35	40	45	2018	2018

\*) год, начиная с которого газопровод в работе не используется

предложений эксплуатирующей организации.

Основные положения по назначению объемов и сроков проведения реконструкции компрессорных станций состоят в следующем:

реконструкция компрессорных станций магистральных газопроводов, оснащенных агрегатами ГТ-6-750 и ГТ-750-6, не предусматривается. Техническое состояние газоперекачивающих агрегатов до момента вывода компрессорной станции из эксплуатации поддерживается за счет проведения планово-предупредительных и капитальных ремонтов.

на компрессорных станциях, оснащенных агрегатами ГТК-10-4, с наработкой до 100 тыс.ч. проводится восстановительный ремонт газоперекачивающих

агрегатов, а по достижению наработки более 150 тыс.ч. предусматривается реконструкция компрессорного цеха с заменой газоперекачивающего агрегата и возможным сохранением существующих зданий и установок на основании результатов оценки реального технического состояния.

на компрессорных станциях, оснащенных газоперекачивающими агрегатами Ц-16, при наработке более 75 тыс.ч. предусматривается замена различных элементов агрегата.

реконструкцию старых агрегатов компрессорных станций Надымская и Сорумская газопровода Надым-Пунга III н. предусматривается провести до 2010 года с заменой на газотурбинные установки и др.

Концепция реконструкции систем автоматизации компрессорных станций и цехов основана на плановой, поэтапной замене систем автоматизации, начиная с нижнего уровня, на современные, с соответствующей заменой датчиков и сигнализаторов технологических параметров, с модернизацией кранов в части замены узлов управления и конечных выключателей, с осуществлением замены кабельных проводок и импульсных труб, а также с прокладкой новых цифровых каналов связи.

Для ускорения процесса реконструкция агрегатных систем и систем цехового контроля и управления предусматривается на базе унифицированных технических решений и типовых проектных решений по их привязке.

Концепция реконструкции и технического перевооружения систем станционного уровня основана на необходимости создания единой автоматизированной системы управления компрессорными станциями на каждой площадке станции с интеграцией программно-технических средств агрегатного, цехового и станционного уровней в единый комплекс автоматизированной системы управления. Реконструкция указанных систем должна осуществляться с использованием типовых решений на основе типовых требований к проектированию компрессорных станций (ВРД 39-1.8-055-2002). Автоматизированная система управления компрессорными станциями должна охватывать комплекс взаимно увязанных агрегатных, цеховых и других подсистем.

Выделим два этапа работ по реконструкции и техническому перевооружению автоматизированной системы управления компрессорными станциями.

Этап 1. Выбор базовых технических средств контроля и управления на основании альтернативных предложений нескольких организаций-разработчиков и поставщиков программно-технических средств. При выборе организаций-разработчиков и поставщиков на всех уровнях управления следует обеспечить их взаимодействие и согласованные решения. В противном случае могут возникнуть неоправданные затраты на интеграцию всех площадочных подсистем на уровне компрессорных станций.

Этап 2. Определение порядка проектирования, а также последовательности приобретения и производства технических средств и объемов работ по реконструкции автоматизированной системы управления компрессорными станциями с учетом возможностей организаций, привлекаемых к работам (поставщиков, строителей-монтажников, наладчиков и пр.)

Для газоизмерительных станций и газораспределительных систем нами предлагается поэтапная реконструкция и замена устаревших технических средств на современные. Поскольку в газотранспортной системе ОАО «Тюментрансгаз» используются резервные системы учета газа на базе устаревших приборов, то следует продолжить их запланированную замену на более совершенные приборы фирмы «Foxbogo».

При реконструкции и техническом перевооружении систем оперативно-диспетчерского управления ООО «Тюментрансгаз» должна сохраняться преемственность функций, объемов информации и форм выходных документов, а также должно обеспечиваться взаимодействие с другими автоматизированными системами предприятия и вышестоящим уровнем – Отраслевой системой оперативно-диспетчерского управления ОАО «Газпром».

Основным программным средством, на котором будет строиться система диспетчерского управления имущественным комплексом газотранспортной системы, должен быть типовый программный пакет SCADA. Система SCADA уровня предприятия (имущественного комплекса) должна обеспечивать обмен информацией с системами различных типов (верхнего и ниже стоящего уровня управления).

Проведенный анализ технического состояния имущественного комплекса газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» показал, что реконструкции подлежат, в основном, объекты имущественного комплекса магистрального газопровода Надымского коридора. По газопроводам Пуровского коридора Уренгой-Центр I и II нитки намечена реконструкция участков между компрессорными станциями Пелымская и Ивдельская, целью которой является повышение рабочего давления до проектного.

С учетом прогнозируемой загрузки систем магистральных газопроводов в предлагается концепция по реконструкции объектов имущественного комплекса, основанная на прогнозных наработках газоперекачивающих агрегатов, учитывающих реальное состояние объектов компрессорных станций, а также предложений ООО «Тюментрансгаз», в которой определены сроки и объемы реконструкции объектов имущественного комплекса по газотранспортным системам:

Уренгой-Надым-Перегребное, Перегребное-Приполярная, Пунга-Н.Тура (табл. 3.9);

Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр I и II н.;

Ямбург-Центр.

По Надымскому коридору нами предусматриваются следующие мероприятия:

1. Замена в три этапа газопроводов Игрим-Серов, Надым-Пунга-Н.Тура III н, СРТО-Урал II н на две нитки:

1 этап 498–502,9км – ввод в 2004 году

2 этап 502,9–616км – ввод в 2005 году

3 этап 502,9–616км – ввод в 2006 году

Таблица 3.9

**Объемы и сроки проведения капитального ремонта газоперекачивающих агрегатов по годам системы магистральных газопроводов Уренгой-Надым-Перегибное, Перегибное -Приполярная, Пунга-Н.Тура**

Наименование Компрессорной станции	Кол-во ГПА	Год						
		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
ГКС-1 Уренгойская	26		8	5	5			8
Пангоды	32	24	8					
ЦДКС Пангоды	20	10	5				5	5
Надымская	35	19	8	8				
Лонг-Юганская	46	17	11	3	3	3	3	3
Сорумская	47	19	22	3	3	3	3	3
Казымская	27	18	3	3	3	3	3	3
Н. Казымская	24		16	8				
Перегибненская	36	20	8	8				
Сосьвинская	22	19	3					
Приполярная	22	16	3	3				
Пунгинская	12	3	3	3	3	3	3	3
У.-Юганская	16							8
Комсомольская	33	3	3	3	3	11	11	3
Пельмская	18	3	3		3	3	6	3
Ивдельская	31	6	6	8	11	6	6	3
Краснотурьинская	22	8	11	3	3	3	3	3
Нижнетурьинская	12	6	6					

\* Тип ГПА указан после проведения реконструкции.

Также предлагается завершить замену трех ниток газопроводов на две в районе компрессорной станции Н.Туриная, ввод которой в эксплуатацию намечается к 2007 году.

К объектам реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы в районе компрессорной станции Н.Туриная относятся:

строительство двух входных и двух выходных шлейфов диаметром 1200мм;  
новая газоизмерительная станция, предусматривающая замер газа между ООО «Тюментрансгаз», ООО «Уралтрансгаз и ООО «Пермтрансгаз»;

узлы регулирования давления и расхода газа на границах объединений.

2. Замена устаревшего оборудования и другие работы с завершением в 2005 году на магистральных газопроводах Надым-Пунга – I, II, III и Пунга-Вуктыл-Ухта-I.

3. Реконструкция таких объектов имущественного комплекса газотранспортной системы как очистные устройства, находящихся в эксплуатации с 1975 года.



После 2006 года на основании анализа существующего положения по очистным устройствам магистральных газопроводов в Надымском коридоре предусматривается продолжение реконструкции объектов имущественного комплекса на период с 2007 до 2013 г. Объемы реконструкции узлов очистки приведены в приложении Т.

В дальнейшем, по необходимости, возможна реконструкция очистных сооружений на магистральных газопроводах Пуровского и Ямбургского коридоров.

4. Реконструкция 12 газораспределительных станций, для которых предлагается и обосновывается замена существующего оборудования на автоматизированные газораспределительные станции типа «Урожай» производства ООО «Уромгаз».

Необходимость реконструкции остальных газораспределительных станций следует определить в соответствии со степенью их изношенности и выводов на реконструкцию в среднем 2-3 станции в год, т. е. реконструкция газораспределительных систем будет проводиться в течение последующих 14 лет.

Предложения по реконструкции 12-ти газораспределительных станций со сроками ввода новых автоматизированных газораспределительных станций типа «Урожай» приведены в приложении У.

При выводе из эксплуатации некоторых объектов имущественного комплекса магистральных газопроводов появится необходимость в переключении газопроводов-отводов на ближайшие нитки коридора, остающиеся в эксплуатации. В приложении Ф приведен перечень газопроводов-отводов, подлежащих переключению.

В концепции реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы нами предусмотрено поэтапное оснащение всех линейно-производственных управлений и всей газотранспортной системы ООО «Тюментрансгаз» средствами телемеханизации с целью создания единой системы, охватывающей все имущественные комплексы газотранспортной системы.

Для реализации программы реконструкции систем телемеханизации требуется разработка, поставка и монтаж программно-технических средств для линейно-производственных управлений, не охваченных средствами телемеханизации, а также расширение действующих средств телемеханизации для охвата вдольтрассовых сооружений как действующих так и реконструируемых магистральных газопроводов. В качестве базовых средств телемеханизации мы предлагаем принять комплексы УНК (НИИИС г. Н. Новгород) и СТН-3000 (АО «Атланткитрансгазсистема» г. Москва).

В соответствии с предлагаемой нами концепцией реконструкции объектов имущественного комплекса в части телемеханизации ООО «Тюментрансгаз» до 2006г., необходимо телемеханизировать около 20000 км газопроводов в абсолютном исчислении, что в целом составляет 100% всех магистральных газопроводов. В 2003г. по этой программе освоено 282 млн. рублей.

В разработанной в концепции предусматривается реконструкция электрооборудования объектов имущественного комплекса и их электрохимзащиты, в соответствии с которой предлагается замена:

морально устаревших и выработавших свой ресурс станций катодной и дренажной защиты на станции нового поколения, имеющие возможность подключения к различным системам телемеханики для дистанционного управления и контроля:

величины измеряемой разности потенциалов, выходного тока, выходного напряжения;

наличия или отсутствия напряжения питающей сети;

накопительного учета потребляемой электроэнергии;

дистанционной установки защитного потенциала;

дистанционной установки выходного напряжения.

Создание системы коррозионного мониторинга за состоянием подземных коммуникаций, дистанционного контроля и управления режимами работы катодных станций:

система коррозионного мониторинга компрессорных станций включается в общую автоматизированную систему управления станциями;

система коррозионного мониторинга линейной части включается в общую систему телемеханики линейно-производственного управления;

строительство вдольтрассовых ЛЭП-10 кВ на участках ее отсутствия;

установка контрольно-диагностических пунктов;

установка электроизолирующих вставок и применение протяженных анодных заземлителей для создания локальных систем ЭХЗ на компрессорных станциях;

внедрение анодных заземлителей из малорастворимых сплавов, обеспечивающих нормативный срок их службы;

замена дренажных кабелей реконструируемых установок катодной защиты на кабели из меди с двойной изоляцией и сечением не менее 35 мм<sup>2</sup>.<sup>1</sup> [141, 146]

Очередности и конкретные объемы реконструкции системы электрохимзащиты по линейно-производственным управлениям магистральных газопроводов представлены в приложении X.

Основным направлением при реконструкции систем электроснабжения объектов имущественных комплексов газотранспортной системы является применение самого современного оборудования.

Так, для строительства вдольтрассовых высоковольтных линий 10 кВ на реконструируемых объектах имущественного комплекса целесообразно, на наш взгляд, использование нового типа металлических опор облегченного типа производства ЗАО «ВНПО ЭЛСИ», г. Новосибирск с подвеской на них изолированных проводов отечественного производства типа «СИП-3» или импортного производства типа «SAX». Такое решение позволит сократить время доставки опор на строительные площадки и тем самым ускорить выполнение строитель-

---

<sup>1</sup> Чепаченко Н. В. Эффективное управление строительной организацией / Н. В. Чепаченко. – СПб.: СПбГИЭУ, 2001. – 174 с.; Яровенко, С. М. Проектирование строительных организаций в современных условиях / С. М. Яровенко, Д. М. Селькин Актуальные проблемы развития инвестиционно-строительной сферы России: Сб. трудов. – М. МГСУ, 2000. – 294 с.

но-монтажных работ, а применение изолированных проводов – повысить надежность работы высоковольтных линий.

Предусматривается замена физически изношенного и морально устаревшего электрооборудования: КТП – 410 комплектов, разъединяющих пунктов – 340 комплектов. В процессе реконструкции также предусматривается строительство новых ВЛ-10 кВ – 743 км.

По состоянию на 1 января 2004 г. в имущественном комплексе ООО «Тюментрансгаз» находится в эксплуатации 209 компрессорных цехов. На компрессорных станциях установлено 22 типа газоперекачивающих агрегата с газотурбинным приводом. Всего установлено и эксплуатируется 1108 газоперекачивающих агрегатов суммарной мощностью 14820 МВт.

В настоящее время эксплуатация компрессорных станций осложняется моральным и физическим старением оборудования. Газоперекачивающие агрегаты, разработанные ещё в 60-х годах, не отвечают современным экологическим и экономическим требованиям, требованиям промышленной безопасности, характеристикам перекачиваемого газа и т.д.

Оптимальным выходом из сложившейся ситуации является предлагаемый нами план реконструкции компрессорных цехов, являющихся составной частью разработанной в концепции реконструкции и технического перевооружения объектов имущественного комплекса газотранспортной системы.

1. Реконструкция компрессорной станции Пуровская городов Уренгой-Центр1 и Уренгой-Центр2. Замена 5 (6 для второй станции) агрегатов ДР-59Л на ПС-90ГП-2 позволит повысить единичную мощность газоперекачивающего агрегата с 10 до 12 МВт (в перспективе до 16 МВт что в свою очередь позволит в перспективе обеспечить степень сжатия ЦБН до 1,7 при неизменной производительности).

2. Реконструкция компрессорной станции Уренгойская газопроводов Уренгой-Петровск. Замена 8 агрегатов ГТК-10-4 на ПС-90ГП-1 позволит повысить единичную мощность газоперекачивающего агрегата с 10 до 12 МВт, обеспечить требуемую степень сжатия при сохранении проектной производительности, при этом компенсируется дефицит мощностей для транспортировки плановых объемов газа поступающего от Заполярного месторождения.

3. Реконструкция компрессорных станций Верхнеказымская городов Уренгой-Центр 1 и Уренгой-Центр 2, Октябрьская г. Уренгой-Центр 1. Установленные агрегаты НК-16СТ имеют низкий КПД, повышенный расход газа на собственные нужды, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические показатели. Низкий моторесурс узлов обуславливает частые съёмы двигателя. Замена агрегатов НК-16СТ на НК-38СТ на 3 газоперекачивающих агрегата позволит оснастить каждый компрессорный цех агрегатами нового поколения, привести работу в соответствие с требуемой степенью сжатия, снизить эксплуатационные затраты, увеличить надежность работы цеха. Для обеспечения дополнительного уровня надежности в эксплуатации остаются по 2 агрегата НК-16СТ с новой системой автоматики.

4. Реконструкция компрессорных станций Верхнеказымская города Уренгой-Елец 1, Октябрьская г. Уренгой-Центр 2. Осуществляемые действия те

же, что и в предыдущем случае, причем ввод 2 газоперекачивающих агрегатов планируется произвести в 2006 г. и 1 агрегат в 2007 г. отдельно для каждой станции.

5. Реконструкция компрессорных станций Таёжная г. Ямбург-Западная граница и г. Ямбург-Тула1, Ново-Комсомольская г. Ямбург-Елец2 и г. Ямбург-Западная граница, Ново-Ивдельская г. Ямбург-Елец 2, г. Ямбург-Западная граница и г. Ямбург-Тула 2. Установленные агрегаты ГТН-25/76 имеют низкие показатели надёжности, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические характеристики. Замена агрегатов ГТН-25/76 на ДН-80Л1 (КПД 36 %) позволит привести в соответствие фактическую мощность компрессорной станции с проектной, увеличить надёжность компрессорного цеха, привести работу в соответствие с требуемой степенью сжатия.

6. Реконструкция компрессорных станций Карпинская г. Ямбург-Тула2, Лялинская г. Уренгой-Центр 1. Установленные агрегаты НК-16СТ имеют низкий КПД, повышенный расход газа на собственные нужды, высокие эксплуатационные затраты и т.д. Низкий моторесурс узлов обуславливает частые съёмы двигателя. Замена 2 агрегатов НК-16СТ на АЛ-31 (во втором случае 5 агрегатов) позволит оснастить компрессорный цех агрегатами нового поколения, привести в соответствие работу с требуемой степенью сжатия, снизить эксплуатационные затраты, увеличить надёжность работы цеха и т.д. По окончании реконструкции цех будет оснащен 3 газоперекачивающими агрегатами нового поколения и двумя агрегатами Ц-16 с новой системой автоматического управления.

7. Реконструкция компрессорной станции Нижнетуринская г. СРТО-Урал2. Установленные агрегаты ГТ-750-6 выработали полный ресурс (100000 ч.), имеют низкий КПД, низкие мощностные характеристики, высокие эксплуатационные затраты и т.д. Замена агрегатов ГТ-750-6 на 5 агрегатов Ц16 позволит привести в соответствие фактическую мощность компрессорной станции с проектной, уменьшить количество газоперекачивающих агрегатов за счет увеличения единичной мощности агрегатов, а также значительно снизить эксплуатационные затраты, а в перспективе – произвести замену на двигатели следующего поколения.

8. Реконструкция Пунгинской СПХГ. Установленные агрегаты ГТ-6-750 выработали полный ресурс (100000 ч.), имеют низкий КПД, низкие мощностные характеристики, высокие эксплуатационные затраты и т.д. Замена 6 агрегатов ГТ-6-750 на 5 газоперекачивающих агрегатов типа Урал-10ПХГ позволит оснастить ПХГ специализированными агрегатами, увеличить давление в пласте, тем самым увеличив общую емкость ПХГ, а также увеличить фактическую мощность компрессорной станции, одновременно уменьшив количество газоперекачивающих агрегатов за счет увеличения единичной мощности агрегатов, а также значительно снизить эксплуатационные затраты, и повысить надёжность работы ПХГ.

9. Строительство компрессорных станций Приозерная и Октябрьская г. СРТО-Урал. Окончание строительства компрессорной станции Приозерная г. СРТО-Урал с 4 газоперекачивающими агрегатами типа Ц-16 позволит увели-

чить пропускную способность системы газопроводов, что особенно необходимо для транспортировки плановых объемов газа, поступающего от Заполярного месторождения.

10. Реконструкция ЦДКС в п. Пангоды. ЦДКС «Пангоды» является одновременно промысловой добывающей компрессорной станцией и головной станцией месторождения Медвежье. После выполнения 1-го этапа реконструкции ЦДКС (для компримирования параллельно с цехами компрессорной станции «Пангоды» потока газа от Уренгойского газотранспортного узла выделено 5 агрегатов в отдельный компрессорный цех и выполнена переобвязка 15 газоперекачивающих агрегатов Ц-16 на 3-х ступенчатое сжатие) на 2-м этапе реконструкции необходимо выполнить реконструкцию системы автоматизированного управления и системы энергоснабжения компрессорного цеха и ЦДКС.

11. Монтаж узла улавливания, сбора и утилизации залповых выбросов жидкости на компрессорной станции Пангодинская г. Уренгой-Надым1. Для поддержания требуемого качества транспортируемого газа и утилизации отходов, образующихся при продувке пылеуловителей.

При выполнении реконструкции компрессорных цехов с заменой газоперекачивающих агрегатов или их двигателей предусматривается оснащение установок подготовки топливного и пускового газа современными турбинными счетчиками, быстросъемными сужающими устройствами и вычислителями расхода газа.

В зависимости от объемов технологической реконструкции компрессорных цехов предлагаются следующие варианты проведения реконструкции:

*Вариант 1.* В цехах подлежащих технологической реконструкции (с заменой газоперекачивающих агрегатов или двигателей агрегатов, воздухозаборных устройств, маслоохладителей и др. оборудования), в связи с существенным изменением функций и задач систем автоматики замене подлежат:

- система автоматизированного управления газоперекачивающим агрегатом;
- система автоматизированного управления компрессорным цехом.

При этом тип система управления газоперекачивающим агрегатом определяется заданием разработчика газоперекачивающего агрегата или заданием разработчика двигателя этого агрегата, а система автоматизированного управления компрессорным цехом предусматривается на аналогичной агрегатной программно-технической базе. Для удаленных от реконструируемых цехов площадок водных очистных сооружений, артскважин, канализационных очистных сооружений и тому подобных вспомогательных объектов, связь с которыми затруднена из-за больших расстояний или по другим причинам, предполагается использование радиоканалов.

В случае если на указанных площадках предполагается строительство новых объектов имущественного комплекса, то соответствующие локальные системы автоматизированного управления предусматриваются в составе системы автоматизированного управления компрессорным цехом, как правило, на аналогичной агрегатной программно-технической базе.

*Вариант 2.* В компрессорных цехах, не подлежащих технологической реконструкции (без замены газоперекачивающих агрегатов или замены их двига-

телей), предполагается поэтапная реконструкция систем автоматики и КИП (без остановки технологического процесса компримирования газа), но с первоочередной заменой тех систем автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами, которые полностью выработали ресурс, с соответствующей заменой контрольно-измерительных приборов, кабеля, узлов управления кранов и др.

Главным направлением при реконструкции систем электроснабжения объектов имущественного комплекса является применение самого современного электрооборудования, изготавливаемого по передовым отечественным и импортным технологиям, в том числе:

1. Для электростанций собственных нужд применяются электростанции нового поколения в блочно-контейнерном исполнении, полной заводской готовности, единичной мощностью 2,5 МВт и 4 МВт, с большим сроком службы.

2. Новые и реконструируемые ЗРУ-6(10) кВ укомплектовываются самыми современными ячейками типа MCset или К-304-СЭ-НЭ, оснащенными элегазовыми выключателями и цифровыми терминалами релейных защит и автоматики типа "Sepam".

3. Для питания наиболее ответственных потребителей на площадках компрессорных цехов устанавливаются автоматизированные аварийные дизельные электростанции нового поколения типа "Звезда-630НК" производства ОАО "Звезда-Энергетика" (г. Санкт-Петербург).

4. Предусматриваются комплектные трансформаторные подстанции новой модификации производства ОАО "Новая Эра".

5. Управление объектами энергоснабжения осуществляется АСУ Э.

6. Предусматривается применение низковольтных комплектных устройств с выдвижными элементами изготовления.

7. Для питающих и распределительных сетей 0,4÷10 кВ предусматривается применение кабелей с медными жилами.

Система автоматизированного управления цехового уровня предусматривается как поэтапно наращиваемая система с последовательным охватом всех его составляющих и вспомогательных объектов цеха и станции. Аналогично предыдущим решениям для удаленных от цеха площадок водных и канализационных очистных сооружений, артскважин, и др. предполагается использование радиоканала.

После разработки концепции реконструкции и технического перевооружения объектов имущественного комплекса по транспортировке газа на долгосрочную перспективу важным этапом является определение оптимального срока и объемов проведения реконструкции объектов транспорта газа.

### 3.4. Определение оптимального срока и объемов проведения реконструкции объектов, обеспечивающих транспортировку газа

Объем финансирования на реконструкцию объектов имущественного комплекса по транспорту газа может быть представлен в виде имеющего определенную продолжительность процесса, включающего процедуры привлечения, внутреннего оборота и перераспределения, а также размещения финансовых ресурсов (денежных средств). С учетом необходимости реконструкции объектов имущественного комплекса по транспорту газа в связи с ростом объемов добычи природного газа и планов ремонтов возникает острая необходимость расчета объемов финансирования на перспективу. Финансовые средства строительной организации могут быть как собственные, так и привлеченные. Структура финансового потока представлена на рисунке 3.6.

Привлечение финансовых ресурсов – деятельность строительной организации, направленная на получение денежных средств, необходимых для реконструкции объектов недвижимости транспортировки газа. В рамках организации эта задача усложняется наличием в ее организационной структуре различных типов хозяйствующих субъектов. В частности, страховая компания может привлекать средства в основном за счет сбора страховых взносов, а банк за счет привлечения вкладов. В поиске баланса привлекаемых ресурсов заключается одна из главных задач управления пассивами.<sup>1</sup>

Несмотря на многовариантность, привлечение финансовых ресурсов в конечном итоге сводится к четырем способам, каждый из которых имеет свои известные особенности. Внутренний оборот и перераспределение финансовых ресурсов – управление финансовыми ресурсами путем изменения их пропорций и структуры для наиболее полного и эффективного использования в рамках организации всех имеющихся средств.

Основной целью внутреннего оборота является перераспределение полученных финансовых ресурсов в соответствии с планом реконструкции. Размещение финансовых ресурсов – деятельность организации по финансированию различных объектов имущественного комплекса с использованием наиболее эффективных инвестиционных инструментов. К наиболее распространенным инструментам относятся кредитование и инвестирование. Отличия между ними в том, что срок и доход инвестирования заранее не определен, а кредитование основано на принципах срочности, возвратности, платности и доходности. При использовании двух указанных инструментов топ-менеджмент рассчитывает на получение определенного дохода. Однако может использоваться и безвозмездное финансирование, являющееся способом пополнения гудвила организации.<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Асаул, А. Н. Финансово-строительные группы - основа региональных строительных комплексов / А. Н. Асаул, А. В. Батрак // Экономика строительства. М., 2000. № 3.; Балабанов, И. Т. Основы финансового менеджмента / И. Т. Балабанов. – М.: Финансы и статистика, 1997. – 477 с.: ил

<sup>2</sup> Асаул, А. Н. Оценка эффективности предпринимательской деятельности / А. Н. Асаул, Е. В. Песоцкая, В. Т. Томилов // Гуманитарные науки.–СПб., 1997.– № 2.; Богачев, Е. Б.



**Рис. 3.6** – Структура финансового потока корпорации

В связи с тем, что цены на строительные материалы, оборудование, труд и другое быстро меняется, в диссертационном исследовании объем финансирования под реконструкцию объектов имущественного комплекса по транспортировке газа рассчитан только на 2005-2006 годы. Результаты расчетов сведены в таблице 3.10. Объем финансирования рассчитан в соответствии с планом реконструкции, составленным с учетом жизненного цикла объектов имущественного комплекса и прогнозом объемов добычи, что влечет за собой рост объемов транспортировки природного газа.

Финансовый поток организации, осуществляющей эксплуатацию и управление имущественным комплексом, представляет собой набор как минимум трех взаимозависимых составляющих: привлечения, внутреннего оборота и

---

Проблемы функционирования финансовой системы региона / Е. Б. Богачев ; под ред. акад. Бандурина В. В. – М.: БУКВИЦА, 1999. – 260 с. ;



размещения ресурсов. Их взаимная зависимость проявляется в том, что каждая составляющая является необходимым условием следующего этапа и достаточным условием предыдущего. При этом основой управления финансовым потоком является финансовая стратегия организации, управляющей имущественным комплексом.

При планировании финансовой деятельности и при разработке финансовой стратегии сначала определяются потребности в инвестиционных ресурсах, затем определяются потребности в ресурсах на осуществление внутреннего оборота, и, наконец, осуществляется планирование кредитной деятельности<sup>1</sup>.

Оптимизация инвестиционного портфеля строительной организации является одним из наиболее важных условий обеспечения эффективности ее функционирования. Инвестирование в реконструкцию объектов имущественного комплекса газо--

транспортной системы должно быть нацелено на решение двух основных задач: обеспечение потребности транспортировки газа соответственно ранее согласованным графикам;

снижение затрат и риска инвестиционного портфеля за счет оптимизации структуры инвестиционных ценностей и получения финансовых (налоговых, процентных) преимуществ.

Как показали проведенные исследования большой объем строительства объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» в 2004-2006 годах планируется осуществить за счет собственных средств. Так, объем капитальных вложений за счет средств организации в этом периоде составит 14002,32 млрд. руб. (табл. 3.11)

Диверсификация источников финансирования портфелей строительной организации создает возможность получить наиболее привлекательные условия финансирования. Это обеспечивает требуемый уровень и объем финансовых потоков и дает возможность финансирования портфелей с наименьшими затратами как для заемщика, так и для кредитора. Работы по обеспечению финансирования портфеля начинаются с планирования этой деятельности и отражаются в финансовом плане, который является элементом стратегического плана управления деятельностью строительной организации.

---

<sup>1</sup> Беневоленская, З. Э. Доверительное управление имуществом в сфере предпринимательства / З. Э. Беневоленская. – СПб : Юридический центр Пресс, 2002.–282с.

Таблица 3.10

Объем финансирования строек и объектов на 2004-2006 г.г. по ООО "Тюментрансгаз", млн. руб

2004 год				2005 год					2006 год			
Объём НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2005 г.	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 1.01.2006 г.	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2007 г.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
1. По договору на реализацию инвестиционных проектов - всего												
7344,57	9477,97		19786,63	14041,04	19080,21		21558,60	12581,74	15230,57		15622,93	9568,84
2. Новое строительство												
4732,81	5215,69		11055,57	8463,95	9650,59		10477,01	7263,37	6069,12		7148,54	6843,03
3. Бурение эксплуатационное на ПХГ												
206,69			40,00	240,02	62,00		188,20	334,85	216,60		210,80	293,92
4. ПИР будущих лет												
8,65			306,50				337,00				370,00	
5.Электростанции собственных нужд												
80,74			320,89	348,15	453,54	20 МВт	642,5	430,03	602,67	35 МВт	357,2	140,00
6. Газопровод-отвод к г.г.Салехард, Лабытнанги, Харп												
3540,27	3500,0	46,62 км	2133,33	1818,05	2895,17		1292,55	0,00				

Продолжение таблицы 3.10

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
7. Газопровод-отвод к п.Агириш												
14,07	18,0	22 км	4,65	0,00								
8. Газопровод-подключение Песцового месторождения к системе газопроводов "Ямбург-ЦентрI"												
50,92	1617,3	46 км	1879,60	0,0								
9. Газопровод подключения перемычки УКПГ-15 на вход ГИС г/да Ямбург-Елец I												
			15,00	12,50	47,08	1 км	41,50	0,0				
10. Резервный газопровод-отвод от г/да СРТО-Урал до ГРС п. Югорск-2 (Воинская)												
0,03			15,00	12,53	25,00	8 км	15,00	0,0				
11. СОГ КС Ямбургская г/да Ямбург-ТулаI												
29,74			739,52	646,01	1056,90	ввод	493,02	291,1				
12. Газопровод СРТО-Урал												
392,26			522,68	827,83	1305,40		922,39	291,09	530,60	4 арп	287,46	0,0
13. Газопровод СРТО - Нечерноземье												
259,47			50,00	301,14			372,75	611,76	878,80	24,55 км	320,44	0,00
14. Вдольтрассовый проезд												
			4500,00	7550,0	3750,00	300 км	4500,00	7550,0	3750,0	300 км	4500,0	7550,0
15. Резервные котельные промплощадок												
			28,40	21,58	55,50		72,10	26,17	90,45		84,64	6,25

Окончание таблицы 3.10

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
16. Испытательная станция дизелей Казымского ПТУ												
			2,00	1,67	22,50	ввод	25,00	0,00				
17. Расширение Пунгинского ПХГ												
149,97	80,48		500,00	486,16			1600,00	1819,49			1000,0	2652,82
18. Реконструкция и техперевооружение												
2611,76	4262,28		8731,06	5577,09	9429,62		11081,59	5318,36	9161,45		8474,39	2725,81
19. Компрессорные станции												
1147,9 0	1379,82	9 агр	3882,32	3003,35	4393,45	24 агр	4641,53	2477,83	3992,21	25 агр	3636,91	1516,50
20. Реконструкция КС с применением отечественного оборудования												
1147,9	1379,8	9 агр	3882,32	3003,35	4393,45	24 агр	4641,53	2477,83	3992,21	25 агр	3636,91	1516,50

В финансовом плане закрепляются финансовые показатели конкретных портфелей: доходности, риска, структуры портфелей, а также долей по каждому элементу портфеля, условий финансирования, и критериев реструктуризации. Эти параметры создают заинтересованность в финансировании портфелей, снижают совокупные затраты организации по управлению портфелями, создают предпосылки для повышения эффективности портфелей и минимизации финансовых рисков организации.

Потенциальный объем и количество элементов инвестиционного портфеля в значительной степени зависит от структуры финансирования, возможностей погашения задолженности и чувствительности портфеля к изменениям макроэкономических параметров. Добиться эффективного решения этих вопросов невозможно без грамотного планирования процесса финансирования портфеля на всех стадиях его жизненного цикла<sup>1</sup>.

Как показывает анализ таблицы 3.12 наибольший объем финансирования реконструкции объектов имущественного комплекса газотранспортной системы (линейной части) в сумме 1788,5 млн. рублей приходится на 2006 год. Наибольший объем капитальных вложений (по линейной части) приходится на реконструкцию объектов имущественного комплекса газопроводов Игрим - Серов, Надым – Пунга – Н. Тура в сумме 1032,5 млн. рублей.

В соответствии с разработанным планом финансирования автоматизированных систем управления, являющихся неотъемлемой частью имущественных комплексов газотранспортных систем нами предусмотрена реконструкция газоизмерительных станций, техническое перевооружение средств телемеханизации, систем магистральных газопроводов. Для оперативного управления и решения всех вопросов организационно-технического характера планируется финансирование внедрения системы управления имущественным комплексом по транспортировке газа. (табл. 3.13)

После осуществления участниками проекта надежных мер по снижению и страхованию риска всех элементов инвестиционного портфеля, инвестор может сформировать соответствующие виды гарантий частичных или полных выплат задолженностей на определенных стадиях функционирования портфеля или при его ликвидации

В рамках разработанной концепции реконструкции объектов имущественного комплекса по транспорту газа нами определены объемы и сроки проведения реконструкции компрессорных станций (КС) в краткосрочной перспективе по двум вариантам.

С 2004 г. по 2007 г. на ряде компрессорных станций в один год необходимо будет производить замену двигателя на двух площадках одновременно, а, начиная с 2014 г., выполнять модернизацию газоперекачивающих агрегатов Ц-16 практически на всех компрессорных станциях.

Нами предложены наиболее рациональные варианты реконструкции компрессорных станций в зависимости от типа газоперекачивающего агрегата.

Компрессорные станции, оснащенные агрегатами ГТ-6-750 и ГТ-750-6. Эти компрессорные станции вводились в эксплуатацию, начиная с 1972 г. с первыми нитками газопроводов на рабочее давление 5,4 МПа. Агрегаты ГТ-6-750 и ГТ-750-6 на

---

<sup>1</sup> Ван Хорн, ДЖ.К. Основы управления финансами. - М.: Финансы и статистика, 1996.

**Перечень строек объектов нового строительства, осуществляемых ООО «Тюментрансгаз»  
за счет собственных средств в 2004-2006 гг.**

2004 год						2005 год				2006 год		
НЗС на 01.01.2004г.	Основные фонды	Лимит кап. вло- жений	в т.ч СМР	Оборудование	Прочие	НЗС на 1.01.2005г.	Основные фонды	Лимит кап. вло- жений	НЗС на 1.01.2006	Основные фонды	Лимит кап. вло- жений	НЗС на 01.01. 2007 г.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
<b>За счет собственных средств ООО "Тюментрансгаз"</b>												
621,78	2660,77	4233,08	2073,27	1904,47	255,34	1488,58	4602,45	5715,40	1648,92	3616,77	4053,84	1410,20
<i>в т. ч. промстроительство</i>												
348,88	2114,33	3143,05	1111,08	1822,52	209,45	853,76	3641,77	4847,45	1251,50	2774,97	3395,86	1306,25
<i>в т. ч. оборудование, не входящее в сметы строек</i>												
	1319,0	1582,8		1582,8		0,00	1450,92	1741,10	0,00	1596,0	1915,2	0,00
<b>Административное здание ООО "Тюментрансгаз"</b>												
128,79		250,00	242,53	3,00	4,47	337,12		250,0	545,46		275,0	774,62
<b>Склад ГСМ и метанола в п. Приобье</b>												
168,73	400,26	351,20	306,54	36,60	8,06	61,14		251,32	270,57	489,4	262,59	0,00
<b>Объекты энергоснабжения</b>												
24,00	127,98	327,16	95,44	166,43	65,29	168,65	230,67	612,81	365,32	317,79	538,44	496,23
<i>в т. ч. Котельные</i>												
	51,58	95,80	18,94	62,36	14,50	28,25	110,49	105,90	6,01	86,41	102,90	5,34

Продолжение таблицы 3.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Водные очистные сооружения												
		45,96		32,55	14,43	38,32		86,20	110,15	124,86	87,22	57,97
Канализационные очистные сооружения												
		45,00		32,59	12,41	37,50	22,61	68,13	71,67	78,60	65,32	64,17
Сети теплоснабжения жилых поселков												
		33,00	15,10	11,65	6,25	27,5	47,2	42,6	15,8	27,9	43,0	23,7
Строительство подстанции 110кВ Узюм-Юганская КС												
		30,50	5,0	25,0	0,50	26,42	50,42	30,00	0,00			
ВЛ -110 кВ Узюм-Юган - Пунга												
		6,00			6,00	5,00		120,00	105,00		130,0	213,33
ВЛ -110 кВ Пунга-Игрим												
		8,00			8,00	6,67		60,00	56,67		90,0	131,67
Реконструкция сетей утилизации тепла КС Лонг-Юганская												
10,75	43,58	39,40	36,5		2,90	0,00						
Теплоснабжение г. Югорска от утилизаторов КЦ г/да Уренгой-Петровск												
13,25	32,82	23,48	19,9	2,28	1,30	0,00						
Строительство и реконструкция объектов транспортного хозяйства												
2,5	256,2	444,14	309,15	32,92	103,07	116,4	1720,8	20009,5	70,2	371,8	404,6	35,4
<i>в т. ч. автомобильные газонаполнительные компрессорные станции</i>												
2,50	0,00	44,00	16,00	15,00	13,00	39,17	92,50	72,00	6,67	0,00	34,50	35,42

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
Склады ГСМ с АЗС												
	90,4	168,63	141,92		24,71	48,45	1365,7	1580,9	0			
Пункты выпуска и аккумулирования природного газа												
	6,02	16,22	1,96	1,16	13,10	7,50	84,28	92,18	0,00			
Пункты по переоборудованию автомашин на газомоторное топливо												
	105,79	127,98	95,12	13,51	19,35	0,86	36,49	45,19	0,00			
Механические мойки с очистными сооружениями												
		24,50			24,50	20,42	139,76	219,24	63,36	371,76	379,13	0,00
Гаражи в составе двух ангаров с бытовым пристроем												
	34,69	41,63	33,30	3,25	5,08	0,00						
Стояночный бокс												
	19,31	23,18	19,86	0	3,33	0						
Автодорога КС Узюм-Юганская - г.Югорск (г/да Уренгой-Новопсков)												
21,72		178,48	149,92		28,56	170,45	239,42	82,76	0,00			
Холодильник на 100 тонн п.Перегребное												
3,14	10,87	9,27	8,5	0,77		0,00						
Непромстроительство												
272,9	546,44	1090,03	962,19	81,95	45,89	634,82	960,68	867,95	397,42	841,8	657,98	103,95



Таблица 3.12

Объем финансирования объектов имущественного комплекса (линейной части) газотранспортной системы  
ООО «Тюменьтрансгаз» на 2004-2006 гг.

2004 год				2005 год					2006 год			
Объём НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2005 г.	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 1.01.2006 г.	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2007 г.
ЛИНЕЙНАЯ ЧАСТЬ МГ, ГАЗОПРОВОДЫ-ОТВОДЫ, ГРС												
240,15	634,10	0,00	1016,04	452,75	1678,10	0,00	1788,50	265,07	734,00		563,00	0,10
Реконструкция системы г/дов Игрим-Серов, Надым-Пунга-Н.ТураIII, СРТО-УралII												
53,338	219,63	4,9 км	283,00	69,58	805,00	16,1 км	1032,5	125,0	375	16,1 км	300,0	0,0
Гидротехнические мероприятия в створе п/переходов через р.Надым (км 201-209)												
				250,00	208,30	416,70		250,00	-0,1			
Реконструкция системы г/дов Уренгой-Ценр на участке Краснотурьинского ЛПУ												
	11,31	148,35		164,45	0,01							
Реконструкция узлов редуцирования и межсистемных переемычек												
				5,00	4,17	50,90	0,00	56,00	0			
Узлы приема и запуска очистных устройств												
	152,88	222,3	5 ед.	167,30	70,00	163,20	4 ед.	220	90,13	142,4	63	0,10
Реконструкция газопроводов -отводов и ГРС												
22,6	43,8		146,29	100,7	242,30	5 ед.	230,0	50,0	216,6		200,0	0,0

Таблица 3.13

Объемы финансирования автоматизированных систем управления и средств телемеханизации обслуживающих объекты имущественного комплекса газотранспортной системы на 2004-2006 г.г. по ООО «Тюментрансгаз», млн. руб.

2004 год				2005 год						2006 год		
Объём НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.05	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 1.01.06	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.2007 г.
1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
СИСТЕМЫ АСУ И ТЕЛЕМЕХАНИКИ												
812,02	1654,4		1550,56	448,61	1195,84		2090,01	923,99	2508,6		2410,4	409,84
Реконструкция газоизмерительных станций												
193,53	403,85	6 ед	252,38	0,0								
Реконструкция и техперевооружение средств телемеханизации системы МГ												
338,36	826,23	10 ед.	716,88	111,43	268,84	4ед	495,86	226,7	352,1	7ед	168,0	0,00
Монтаж систем антипомпажного регулирования												
15,64	29,07		65,00	40,7	166,04		150,36	0,00	249,62		299,54	0,00
Внедрение системы управления предприятием												
130,17	140,08		108,27	80,32	165,51		144,7	35,39	695,01		791,52	0,00

Окончание таблицы 3.13

1.	2.	3.	4.	5.	6.	7.	8.	9.	10.	11.	12.	13.
Реконструкция системы автоматического управления и регулирования												
134,32	215,81		270,77	141,15	198,78		788,96	599,84	976,55		943,87	409,84
Реконструкция системы оперативно-диспетчерского управления												
			90,00	75,0	359,06	13 ед.	465,0	62,0	195,18	11 ед.	159,8	0,0
Внедрение систем охранно-пожарной сигнализации на КС ООО «Тюментрансгаз»												
	39,4	9 ед	47,26	0,0	37,61	11 ед.	45,13	0,0	39,73	10 ед.	47,67	0,0

Объем финансирования систем энергоснабжения обслуживающих объекты имущественного комплекса газотранспортной системы на 2004-2006 г.г. по ООО «Тюментрансгаз», млн. руб.

2004 год				2005 год					2006 год			
Объём НЗС на 01.01.04	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.05	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.06	Основные фонды	Ввод мощностей	Лимит капитальных вложений	НЗС на 01.01.07
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
СИСТЕМЫ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ												
144,80	562,49		1287,87	655,54	1252,46		1824,00	929,76	1574,31		1374,13	392,32
Реконструкция систем электроснабжения КС (ЗРУ 6 (10) кВ)												
46,34	312,5	2 ед.	671,20	293,2	365,00	2 ед.	722,4	536,84	836,67	6 ед.	685,56	271,47
Реконструкция ЭСН												
78,33	153,33	2 ед.	426,15	280,13	551,45	6 ед.	618,10	243,76	397,07	4 ед.	184,00	0,0
Модернизация электростанций ПАЭС-2500 с заменой двигателей АИ-20 на Д-30 (ДО-49)												
0,00	85,06	4 ед.	102,09	0,0	98,93	4 ед.	118,70	0,0	114,24	4 ед.	137,10	0,0
Котельные												
5,48	22,06	2 ед.	50,80	25,75	117,76	6 ед.	120,40	8,32	3,00	5 ед.	140,97	14,58
Канализационные очистые												
14,65	62,26	3 ед.	75,12	14,99	78,42	3 ед.	108,80	27,25	69,08	2 ед.	114,20	53,34

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Водные очистные												
	12,34	2 ед.	17,80	2,49	16,84	2 ед.	24,2	5,8	19,0	2 ед.	34,8	15,8
Реконструкция сетей теплоснабжения промплощадок												
			23,80	19,83	20,67		24,80	19,83	24,00		5,00	0,00
Автоматическая система контроля учета электроэнергии (АСКУЭ) ООО "Тюментрансгаз"												
			41,74	34,78	36,48	ввод	2,00	-0,03				
Автоматизация системы управления электроснабжения (АСУ ЭС)												
			23,00	19,70	102,32	4 ед.	127,3	22,93	117,16	4 ед.	157,6	37,09
СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СВЯЗИ												
152,36			594,82	597,12	512,92		328,4	357,9			65,1	41,5
Техпервооружение систем оперативной технологической связи												
152,36	50,92		594,82	597,1	512,92		328,4	357,9			65,1	41,5
СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ												
114,53	31,43	1 ед.	399,45	419,73	396,85	7 ед.	409,15	363,84	352,33	2 ед.	424,85	365,56

этих станциях по наработкам на 01.01.04 значительно превысили нормативный ресурс и на некоторых компрессорных станциях превысили 170-180 тыс.ч.

В связи с тем, что намечается выводить из эксплуатации газопроводы на рабочее давление 5,4 МПа, реконструкция компрессорных станций с агрегатами ГТ-6-750 и ГТ-750-6 на этих газопроводах не предусматривается, за исключением компрессорных станций Пунгинского СПХГ и Нижнетуриной, на которых предусматривается строительство по одному новому компрессорному цеху взамен существующих.

Компрессорные станции, оснащенные агрегатами ГТК-10-4. На компрессорных станциях, оснащенных агрегатами ГТК-10-4, предусматривается проведение реконструкции по нескольким вариантам.

Вариант 1. Модернизация по программе «Рекон». На компрессорных станциях с наработками газоперекачивающих агрегатов до 100 тыс.ч. проводится модернизация агрегатов по программе «Рекон» с заменой регенераторов, в результате которой ресурс перекачивающего агрегата продлевается до 150 тыс.ч.

Необходимость реконструкции вызвана высокими наработками агрегатов ГТК-10-4, низким КПД газотурбинной установки (в первую очередь из-за технического состояния регенераторов), т.е. обусловлена техническим состоянием газоперекачивающих агрегатов.

Восстановительный ремонт турбоблока ГТК-10-4 в заводских условиях предусматривается на ООО СП «Альстом Пауэр-Невский», г. Санкт-Петербург. Выполняется замена существующих пластинчатых регенераторов на трубчатые типа ВПТ-1400 или РГУ-1800. Модернизированная газотурбинная установка имеет обозначение ГТК-10М. КПД модернизированных газотурбинных установок повышается до 33 %.

Восстановительный ремонт в стационарных условиях включает в себя замену основных узлов агрегата, модернизацию камеры сгорания и замену пластинчатых регенераторов на трубчатые типа ВПТ-1400 или РГУ-1800. КПД модернизированных газотурбинных установок при этом повышается до 30,5 %.

По достижению наработок газоперекачивающего агрегата более 150 тыс.ч. проводится реконструкция компрессорной станции по одному из рассмотренных ниже вариантов.

Вариант 2. Использование агрегатов ГПА-12Р2 «Урал». В этом варианте производится замена газотурбинной установки ГТК-10-4 на ГТУ 12П номинальной мощностью 12 МВт (НПО «Искра») и новой проточной части нагнетателя, обеспечивающей загрузку двигателя по мощности.

При этом по агрегатным системам предусматривается:

реконструкция системы смазки и уплотнения газоперекачивающего агрегата с разделением на две автономные системы с использованием разных марок масел в системах двигателя и нагнетателя, с установкой новых маслобаков и АВО масла поставки ЗАО «ГХТ»;

реконструкция системы топливного и пускового газов;

установка нового КВОУ (при необходимости);

замена выхлопного тракта и теплоутилизатора;

сооружение новой установки подготовки топливного и пускового газов, обеспечивающей возможность работы существующих ГПА от существующей УПТПИГ и реконструированных ГПА от новой УПТПИГ.

При реконструкции КС с использованием модернизированных ГПА предусматривается, при необходимости, реконструкция газовой обвязки нагнетателей с установкой автоматических клапанов «Моквелд» для антипомпажного регулирования и защиты нагнетателей.

Вариант 3. Использование агрегатов ГПА-16 МГ90. В этом варианте производится замена ГТУ агрегата ГТК-10-4 на судовой конвертированный двигатель ДГ 90Л2 мощностью 16 МВт поставки НПК «Заря-Машпроект», г. Николаев. Такой вариант реконструкции КС с агрегатами ГТК-10-4 уже апробирован на ряде КС: Демьянская, Приобская и др. Технические решения и перечень работ по реконструкции агрегатных и цеховых систем КС в этом варианте аналогичны варианту с использованием агрегатов ГПА-12Р2 «Урал».

В этом варианте также предусматривается установка СПЧ нагнетателей, обеспечивающих загрузку двигателя мощностью 16 МВт. Благодаря этому обеспечивается возможность модернизации 6 агрегатов из 8.

На компрессорных станциях с полнонапорными нагнетателями, обвязанными по коллекторной схеме для параллельной работы, могут модернизироваться 5 агрегатов – 3 рабочих и 2 резервных. Решения по реконструкции конкретных КС принимаются на последующих этапах проектирования.

Другие варианты реконструкции КС, оснащенных агрегатами ГТК-10-4. Кроме рассмотренных выше вариантов реконструкции таких КС, могут быть также разработаны варианты реконструкции ГПА с применением других двигателей по мере их готовности.

Компрессорные станции с агрегатами ГПУ-10. Для реконструкции КС с агрегатами ГПУ-10 предусматривается использовать агрегаты ГПА-12/16 РТ «Урал», разработанные НПО «Искра», на базе двигателей ПС-90ГП-2. Конструкцией агрегата предусмотрена возможность работы его с потребляемой мощностью 12 МВт (I этап) с дросселированием ГТУ и мощностью 16 МВт (II этап). При этом производится установка соответствующих СПЧ нагнетателей, обеспечивающих необходимую загрузку двигателей по мощности. Вариант реконструкции КС с использованием агрегатов ГПА-12/16 РТ «Урал» в настоящее время реализуется на ГПА №26 КС Пуровская магистрального газопровода Уренгой-Центр-Ин.

Аналогичные решения по реконструкции предусматриваются для оставшихся агрегатов КЦ-2 и агрегатов КЦ-3 Пуровской КС, а также для реконструкции других КС с такими агрегатами. Установка агрегатов ГПА-12/16 РТ «Урал» производится в существующие индивидуальные укрытия. При реконструкции агрегатов производится доработка по документации НПО «Искра» агрегатных систем:

- маслоснабжение двигателя и нагнетателя с установкой новых маслоблоков и маслоохладителей поставки ЗАО «ГХТ»;
- систем топливного и пускового газов;
- воздухозабора с установкой нового КВОУ;

выхлопного тракта с установкой нового теплоутилизатора.

Предусматривается также сооружение новой установки по подготовке топливного, пускового и импульсного газов, обеспечивающей совместно с существующей УППГ одновременную работу реконструированных и существующих агрегатов в период реконструкции цехов.

Компрессорные станции с агрегатами ГПА-Ц-16 и ГПУ-16. При эксплуатации КС с агрегатами ГПА-Ц-16 и ГПУ-16 по мере наработки агрегатами более 75 тыс. часов предусматривается замена двигателей на НК-16-18/СТ либо НК-38 СТ, СПЧ нагнетателей, ВОУ и др. элементов ГПА. После наработки агрегатами 150 тыс. часов предусматривается реконструкция КС, путем модернизации агрегатов с заменой двигателя. При этом могут использоваться как НК-38 СТ и НК-16-18/СТ, так и другие двигатели – ДГ-90, АЛ-31СТ, ПС-90 при условии своевременной разработки техдокументации на модернизированные ГПА их поставщиками. При реконструкции КС производится доработка агрегатных систем маслоснабжения, топливного и пускового газов и пр. по техдокументации разработчика модернизированного ГПА, а также сооружение новых установок подготовки топливного и пускового газов.

Компрессорные станции с агрегатами ГТК-25И (КС Надымская и Сорумская МГ Надым-Пунга III нитка). Реконструкция этих КС предусматривается путем замены ГПА на модернизированные ГПА с заменой ГТУ на ГТУ-25П. Для модернизации этих КС могут быть использованы также модернизированные ГПА с использованием и других двигателей, например НК-36 СТ, ДН-80 и др. по мере готовности разработки техдокументации на модернизированные ГПА.

Компрессорные станции с агрегатами ГТК-25И МГ Уренгой-Ужгород. Реконструкция КС МГ Уренгой-Ужгород с агрегатами ГТК-25И предусматривается после наработки агрегатами более 180 тыс. часов. При реконструкции КС предусматривается модернизация ГПА с заменой ГТУ на ГТУ-25П, либо НК-36СТ, ДН-80 и др. Предусматривается также доработка агрегатных систем по документации разработчика модернизированного ГПА, а также реконструкция цеховых систем, обеспечивающих работу модернизированных ГПА.

Компрессорные станции с агрегатами ГПА-25НЗЛ. Компрессорные станции Таежная (КЦ-4, КЦ-5) и Новокомсомольская (КЦ-7) с агрегатами ГПА-25НЗЛ уже реконструированы с использованием судового конвертированного двигателя ДН-80 и СПЧ нагнетателя фирмы «Борзиг». Аналогичные решения по реконструкции могут быть использованы также для реконструкции других КС с агрегатами ГПА-25НЗЛ.

Компрессорные станции с агрегатами ГТН-16. Реконструкция КС с агрегатами ГТН-16 может быть выполнена путем замены существующих ГПА на модернизированные агрегаты, которые могут быть созданы на базе авиационных двигателей или судового двигателя мощностью 16 МВт: НК-38СТ, ПС-90, АЛ-31СТ, ДГ-90. Модернизированные агрегаты предусматривается установить в существующие здания ГПА. При этом должны быть установлены также и новые нагнетатели (или СПЧ), приспособленные к агрегированию с новыми двигателями (по частоте вращения).



Кроме того, при реконструкции таких компрессорных станций должны реконструироваться определенные агрегатные и цеховые системы:

система воздухозабора и выхлопа реконструируются с заменой КВОУ, теплоутилизаторов и др.

система маслоснабжения ГПА агрегатная должна реконструироваться с разделением ее на отдельные системы двигателя и нагнетателя с установкой новых АВО поставки ОАО «ГХТ» и новых маслобаков. Реконструкции подлежит также склад масел из условия маслоснабжения двигателя и нагнетателя разными марками масел (при необходимости).

система топливного и пускового газов реконструируется с установкой нового блока БТПГ полной заводской готовности поставки ОАО «Уромгаз» с параметрами газов для нового двигателя и блока осушки импульсного газа УПИГА поставки ОАО «Компрессор». На период реконструкции предусматривается одновременная работа существующей и новой УПТПГ.

реконструкция газовой обвязки нагнетателей предусматривается с установкой антипомпажных клапанов «Моквелд».

Первоочередная реконструкция компрессорных станций. Система МГ на участках Уренгой-Надым-Перегребное, Перегребное-Приполярная, Пунга-Н.Тура Уренгойская ГКС-1

Необходимость реконструкции обусловлена как техническим состоянием ГПА, так и снижением давления газа Уренгойского м.р на входе в ГКС-1. Так как Уренгойская ГКС-1 является головной КС, то реконструкция позволит восстановить проектное давление на выходе КС, а также повысит надежность транспорта газа по всей системе.

Реконструкция компрессорного цеха 3 (магистрального газопровода Уренгой-Петровск) и компрессорного цеха 4 (Уренгой-Новопсков) предусматривается путем замены агрегатов ГТК-10-4 (6 шт. в КЦ-3 и 8 шт. в КЦ-4) на ГПА-12Р2 «Урал» с двигателем ПС-90ГП-1 и установкой СПЧ нагнетателя на степень сжатия 1,3 в КЦ-3 и 1,23 в КЦ-4 с сохранением групповой обвязки агрегатов. При реконструкции указанных цехов предусматривается доработка систем маслоснабжения (на две марки масел), топливного и пускового газов.

Центральная компрессорная станция (ЦКС) в п. Пангоды. Проводимая реконструкция диктуется изменением параметров газа Медвежьего м.р. на входе ЦКС, а также частичным высвобождением газоперекачивающих мощностей. ЦКС состоит из двух цехов по 10 агрегатов ГПА-Ц-16 единичной мощностью 16 МВт.

Реконструкция ЦКС, используемой для компримирования газа м.р. Медвежье (15 ГПА-Ц-16), предусматривается по отдельному проекту, выполненному Южннигипрогазом. При этом рассматривается два возможных варианта: с ограничением степеней сжатия и температуры газа на нагнетании ступеней компримирования до 80 °С и без ограничения. Вопрос в настоящее время находится в стадии рассмотрения.

Реконструкция КС Нижнетуринска. На существующей КС Нижнетуринская действуют два цеха (МГ СРТО-Урал II н. и Пунга-Н.Тура III н.) с агрегатами ГТ-750-6. В настоящее время наработка ГПА превышает 150000 час. Техниче-

ское состояние агрегатов снижено, развиваемая мощность составляет 70-75 % от номинала, наблюдаются высокие эксплуатационные затраты. По данным ООО «Тюментрансгаз», практически все оборудование КС требует замены. Исходя из этого, предусматривается строительство нового здания компрессорного цеха, единого для трех газопроводов, оснащенного агрегатами ГПА-Ц-16.

Реконструкция КС Пунгинская. КС Пунгинская МГ Игрим-Серов и СРТО-Урал II н. с агрегатами ГТ-6-750 (по 6 шт. в каждом цехе) используется в качестве линейной КС и КС Пунгинского ПХГ. В настоящее время реализуется проект «Расширение Пунгинского ПХГ». В состав расширения ПХГ включены следующие основные объекты:

- кусты скважин с технологическими трубопроводами и объектами инженерного обеспечения;

- на площадке СПХГ (существующей) – строительство электростанций, служебно-эксплуатационного блока склада масел;

- промплощадка ПХГ (проектируемая) – комплекс производственных и вспомогательных объектов, включая и компрессорный цех с агрегатами ГПА-16ПХГ «Урал» в количестве 4 шт.;

- вертолетная взлетно-посадочная площадка;

- полигоны твердых бытовых отходов и подземного захоронения промотходов;

- площадка баз инфраструктуры.

Система Уренгой-Ужгород, Уренгой-Центр I и II н., Ямбург-Центр. Реконструкция КС Пуровская МГ Уренгой-Центр I, II н. В 2002 г. на КС Пуровская МГ Уренгой-Центр I н. проведена модернизация одного агрегата ГПУ-10 с заменой двигателя ДР-59Л мощностью 10 МВт на двигатель типа ПС-90ГП-2 мощностью 16 МВт, с последующей заменой оставшихся пяти ГПА. Аналогичная реконструкция намечается и на КС Пуровская МГ Уренгой-Центр II н. Необходимость реконструкции обусловлена как техническим состоянием существующих агрегатов ГПУ-10, так и снижением давления газа на входе КС. Замена двигателей ДР-59Л на ПС-90ГП-2 позволит повысить единичную мощность ГПА на первом этапе с 10 до 12 МВт, а в перспективе до 16 МВт, что в свою очередь позволит обеспечить повышенную степень сжатия ЦБН. Учитывая, что КС Пуровская является головной КС, то реконструкция повысит надежность транспорта по системе МГ.

Реконструкция КС Верхнеказымская МГ Уренгой-Центр I, II н., Ямбург-Елец I н., КС Октябрьская МГ Уренгой-Центр I, II н. Установленные агрегаты ГПА-Ц-16 с двигателем НК-16СТ имеют низкий КПД (29 %), повышенный расход газа на собственные нужды, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические показатели (содержание  $\text{NO}_x$  в дымовых газах составляет  $100 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{CO} - 400 \text{ мг/м}^3$ ). Низкий моторесурс узлов обуславливает частые съемы двигателя. Замена двигателей НК-16СТ на НК-38СТ позволит оснастить КЦ двигателями нового поколения с кпд 36,5 % , смена СПЧ позволит привести работу нагнетателя в соответствие с требуемой степенью сжатия, снизить эксплуатационные затраты, увеличить надежность работы цеха,

уменьшить содержание вредных веществ в дымовых газах (содержание  $\text{NO}_x$  составит  $50 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{CO}$  -  $120 \text{ мг/м}^3$ ).

Реконструкция КС Таежная МГ Ямбург-Западная граница, Ямбург-Тула I н., КС Новокомсомольская МГ Ямбург-Елец II н., Ямбург-Западная граница, КС Новоивдельская МГ Ямбург-Елец II н., Ямбург-Западная граница, Ямбург-Тула II н. Установленные агрегаты ГПА-25/76 имеют низкие показатели надежности, высокие эксплуатационные затраты и неудовлетворительные экологические характеристики (содержание  $\text{NO}_x$  в дымовых газах составляет  $150 \text{ мг/м}^3$ ,  $\text{CO}$  -  $300 \text{ мг/м}^3$ ).

Следует подчеркнуть, что во время реконструкции объектов имущественного комплекса ООО «Тюментрансгаз» по мере освоения отечественной промышленностью серийного выпуска новых типов оборудования необходимо это оборудование внедрять на реконструируемых объектах имущественного комплекса.

Техническими решениями по реконструкции источников теплоснабжения предусматривается замена и модернизация устаревшего, выработавшего моторесурс котельного парка на новый, с улучшенными технико-экономическими и экологическими показателями. Нормативный срок службы основных элементов системы тепло-, водоснабжения и водоотведения приведен в Табл. 3.15.

На всех компрессорных станциях, за исключением станций Пангодинская и Таежная, принимается установка новых котельных на место демонтируемых с использованием существующих эстакад, с выполнением работ в летнее время.

При реконструкции станций Пангодинская и Таежная нами предлагается, в качестве эксперимента, установка в зданиях автономных источников тепла с демонтажом котлов-утилизаторов и тепловых сетей.

Разработанный нами план обновления котельного парка до 2006 года (в количестве 12 единиц), который предлагает сроки реконструкции систем теплоснабжения и котельного парка по ниткам магистральных газопроводов включен в «Программу реконструкции и технического перевооружения объектов имущественного комплекса по транспорту газа ООО «Тюментрансгаз» на 2004, 2005, 2006 годы»

При разработке концепции программы по реконструкции котельного парка на длительную перспективу нами приняты основные концептуальные мероприятия:

- замена устаревшего оборудования на новое, изготавливаемое по отечественным и импортным технологиям;

- полное обследование тепловых сетей, с последующей заменой ненадежных, аварийных участков на новые;

- внедрение энергосберегающих технологий получения тепла;

- сокращение расходов топливо-энергетических ресурсов;

- переход на автономные, индивидуальные источники теплоснабжения (на 2-х цехах, принятых в качестве экспериментальных).

**Нормативный срок службы основных элементов  
систем тепло - водоснабжения и водоотведения**

Наименование элементов систем тепло-, водоснабжения и водоотведения	Номер группы	Нормативный срок службы, лет
1. Насосы артезианские и погружные	3	3÷5
2. Насосы центробежные, поршневые, роторные	4	5÷7
3. Сеть тепловая магистральная 4. Котлы энерготехнологические 5. Котлы отопительные, водонагреватели 6. Установки передвижные котельные	5	7÷10
7. Цистерны (баки), резервуары и другие емкости (кроме емкостей для сжатого или сжиженного газа) из черных металлов и алюминия 8. Канализационные сети из асбоцементных и стальных труб	7	15÷20
9. Скважина водозаборная	8	20÷25
10. Водопроводные очистные сооружения 11. Канализационные сети из керамических труб и сооружения	9	25÷30

Установки водоочистки, насосное оборудование, устаревшие и не отвечающие современным требованиям, должны быть заменены на современные автоматизированные системы водоподготовки с использованием безреагентных технологий. Выбор источников водоснабжения должен осуществляться только при наличии заключения о соответствии источника требованиям ГОСТ 2761-84.

В качестве водоводов необходимо применять трубы из некорродирующих полимерных материалов или металлических с антикоррозионным внутренним и наружным покрытием заводского изготовления.

На объектах с широко развитыми объединенными системами водоснабжения нами предлагается выполнить локальные установки водоочистки для каждого потребителя или группы потребителей с выделением самостоятельного питьевого водопровода. При этом забор воды будет осуществляться из действующей водопроводной системы. На действующих ВОС надо предусмотреть только насосную с насосами пожарного, технического водоснабжения и циркуляционные.

В качестве локальных установок водоочистки могут быть рекомендованы Станции электрокоагуляционной подготовки питьевой воды с подстанциями водонапорными «Водопад» полнокомплектной заводской поставки.

Осуществление указанных предложений позволит эффективно решить вопросы водоснабжения и ресурсоэнергосбережения, используя существующую схему.

Данные виды реконструкций систем водоснабжения необходимо осуществлять, учитывая нормативные сроки службы, а также время последних реконструкций и модернизаций на объектах рассматриваемых систем.

В системах канализации, где эксплуатируются очистные сооружения с истекшим сроком полезного использования, а также сооружения с применением иловых площадок, и по оценке контролирующих органов госсанэпиднадзора и экологической безопасности не обеспечивающие нормативное качество очищенных сточных вод, предлагается выполнить реконструкцию комплексных очистных сооружений с полной заменой очистных установок на новые, полнокомплектной заводской поставки, имеющие соответствующую сертификацию, с технологией очистки, использующей минимальный прирост ила.

В качестве канализационных очистных сооружений, удовлетворяющих указанным требованиям, рекомендуются станции биологической очистки сточных вод «ДЕКО-СВ» (ЗАО «ДЕКО», г. Брянск).

На объектах, где эксплуатируются выгребы, надо заменить их на локальные установки очистки бытовых стоков с организацией выпуска очищенных вод на рельеф за пределы площадок. Локальными установками могут выступать установки типа «Коттедж-био» (ООО «Лига-Б», г. Москва) как в подземном, так и надземном вариантах размещения.

В качестве перекачивающих насосных следует использовать установки полнокомплектной заводской поставки ООО НПП «Экотехника», г. Москва.

На сетях дождевой канализации перед сбросом поверхностных вод в сети бытовой канализации установить нефтемаслоуловители, обеспечивающие необходимое качество очистки.

Решение указанных проблем и прогнозирование эффективной работы систем канализации сводится к обновлению, реконструкции действующих сооружений очистки, диспетчеризации их работы, сбалансированному отводу поверхностных и бытовых стоков на совместную очистку, посредством локализации поверхностных вод с их очисткой, повторным использованием или сбросом на рельеф.

В сооружениях дождевой канализации должны использоваться фильтры с коалесцирующими загрузками.

Очистные сооружения, использующие технологии с иловыми площадками, должны быть заменены новыми, современными, компактными блочно-модульными установками заводского изготовления, использующими безреагентные технологии биологической очистки с иммобилизованными на специальных загрузках микроорганизмами.

Для повышения эффективности управления основной деятельностью объектов водоснабжения и водоотведения необходимо внедрять автоматизированные системы управления технологическими процессами.

Для реконструкции системы автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами к разработке и поставке предполагается привлечь традиционных разработчиков и поставщиков систем автоматизации, таких как ЗАО НПФ «Система-Сервис» или ЗАО «Система-Газ» с фирмой «Compressor Controls Corporation». Цеховые системы управления предполагается реконструировать с использованием мультипроцессорного комплекса разработки и поставки ЗАО НПФ «Система-Сервис», САУ и Р совместной разработки и поставки ЗАО «Система-Газ» и фирмы «Compressor Controls Corporation», а также

с использованием комплекса программно-технических средств и щитов на базе разработок ООО «Фирма “Калининградгазприборавтоматика”».

Как правило, при выполнении реконструкции на базе технических средств разработки и поставки ЗАО НПФ «Система-Сервис» используется мультипроцессорный управляющий комплекс МСКУ-5000-01, который разработан с использованием программно-технических средств фирмы «Siemens». При выполнении реконструкции на базе технических средств разработки фирмы «Compressor Controls Corporation» используется микропроцессорный управляющий комплекс «Алгостар», который разработан с использованием программно-технических средств системы регулирования «Series 5 Vanguard».

Особенностью реконструкции с использованием распределенных систем автоматизации является комплексный подход, когда реконструкции подлежат все агрегаты и установки соответствующих центров. При этом газоперекачивающие агрегаты реконструируются с использованием унифицированной системы автоматизированного управления газоперекачивающими агрегатами, размещаемой в электрообогреваемом блок-боксе у ГПА, а технологические и вспомогательные цеховые/станционные объекты и установки – с использованием локальных ПЛК в шкафном исполнении, которые размещаются в помещениях в непосредственной близости от контролируемых объектов. Для управления узлом подключения и охранными кранами на площадке узла предусматривается электрообогреваемый приборный блок- бокс с ПЛК.

ПЛК связываются между собой сетью «Profibus» (МСКУ-5000-01) или сетью «Data Highway Plus» (Series 5 Vanguard) по кабелю типа «ТР»(витая пара) или «FL» (оптоволоконный) и далее посредством сервера соединяются с пультом цехового управления. Указанные системы, как правило, имеют выход на станционный уровень по стандартному протоколу «Modbus».

Обычно, в этом варианте реконструкции исходят из необходимости остановки цеха, что позволяет производить демонтажные и монтажные работы одновременно на нескольких ГПА и установках. Для контроля и управления удаленными вспомогательными объектами имущественного комплекса предполагается использование системы контроля и управления по радиоканалу.

Реконструкция с использованием технических средств охватывает только цеховой уровень, а также основные и вспомогательные цеховые/станционные установки и объекты. Система автоматизированного управления в настоящее время разработана в виде микропроцессорного шкафа ШКС-04М с АРМ для контроля и управления цехом (разработан взамен устаревших шкафов ШКС-04 системы «Автоматика-1»), а также комплекса систем управления технологических и вспомогательных объектов цеха.

Все системы должны быть в течение 2003-2004 годов. доработаны с целью их максимальной унификации, типизации и обеспечения возможности работы в рамках распределенной локальной вычислительной сети. Поэтапная реконструкция систем цехового контроля и управления в этом случае предусматривается следующим образом:

1. Шкаф ШКС-04М разрабатывается взамен существующих ШКС-04, ШУ-28, ШУ-29, шкафов нормирующих преобразователей и других, тому по-

добных шкафов, как типовой в двух исполнениях:

исполнение 1 - для цехов с параллельной обвязкой ГПА (по предварительным данным для КЦ с 4...5 агрегатами ГПА-Ц-16);

исполнение 2 - для цехов с последовательной обвязкой ГПА (по предварительным данным для КЦ с 6-ю агрегатами ГТ-6-750);.

Разрабатываются типовые САУ технологических и вспомогательных установок, как локальные подсистемы АСУ ТП КЦ, с целью замены существующих систем автоматизации для создания на площадках цехов распределенных сетевых АСУ ТП, при этом:

САУ АВО газа должна быть разработана в двух исполнениях:

для работы в составе установок «мягкого» пуска электродвигателей АВО (для стыковки с пультом «Робитэкс» и размещения в операторной КЦ);

в виде локальной САУ в шкафу со встроенным электрообогревом (с «физической» стыковкой с электротехническими щитами в КТП АВО газа).

Для автоматизации удаленных объектов и вспомогательных установок предлагается использование радиоканала, а именно:

контроль и управление кранами узла подключения и охранными КЦ будет осуществляться посредством ШКС-04М по «физическим» связям, но аварийное управление предлагается реализовать по радиомодему от локального устройства и автономной не обслуживаемой аккумуляторной батареи, установленных в блок-контейнере на площадке узла подключения;

контроль и управление ВОС и КОС, артскважинами, а также другими вспомогательными объектами на удалении до 4 км предлагается предусмотреть с использованием радиомодема.

Разработка унифицированных САУ КЦ КГПА, включая типовые шкафы ШКС-04М и САУ технологических и вспомогательных установок, осуществляется по исходным требованиям Южнигипрогаза и Югорскмонтажавтоматики, а привязка указанных систем осуществляется по типовым проектным решениям (ТПР) Южнигипрогаза. ТПР позволяют на базе унифицированного комплекса технических средств обеспечить типовую привязку САУ.

Реконструкция систем станционного уровня (ДП КС) должна выполняться с учетом последовательности и сроков замены действующих систем управления агрегатного и цехового уровней на новые программно-технические средства, но с сохранением в эксплуатации действующих систем управления КС до завершения реконструкции в последнем по срокам цехе. Полный демонтаж действующего оборудования ДП КС может быть завершён после запуска в эксплуатацию последнего (по срокам) цеха на новом оборудовании. Таким образом, реконструкция систем станционного уровня должна осуществляться после или в процессе реконструкции последнего КЦ, чтобы обеспечить диспетчерский контроль и управление станцией на базе реконструированной системы на завершающем этапе реконструкции КС.

При выполнении реконструкции систем управления станционного уровня целесообразно обеспечить единство программно-технической базы как на уровне АСУ ТП КС, так и на уровне АСУ ТП КЦ.

Наиболее рациональным является организация АСУ ТП КС на программно-

технической базе аналогичной агрегатным и цеховым комплексам МСКУ-5000-01 (ЗАО НПФ «Система-Сервис») и ПТК «Series-5 Vanguard» (фирма «Compressor Controls Corporation»). Кроме того, возможно использование для указанной цели программно-технических комплексов фирмы ООО «НПА Вира Реалтайм» (г. Москва).

Реконструкция систем оперативно-диспетчерского управления объектами имущественного комплекса предусматривает использование современных программно-технических комплексов и оборудования, выбор которых должен осуществляться на альтернативной основе с использованием стандартных программ SCADA, после проведения тендерных конкурсов и торгов.

Реконструкция систем управления имущественным комплексом осуществляется следующим образом: системы управления имущественным комплексом расширяются и реконструируются путем последовательного переоснащения и замены программно-технических комплексов.

Архитектурно-строительные решения. Согласно намечаемым срокам проведения реконструкции объектов недвижимости в период 2004 ... 2020 годы, большинство конструктивных элементов зданий и сооружений выработают свой нормативный ресурс или будут близки к этому.

В связи с тем, что объекты недвижимости, составляющие имущественный комплекс ООО «Тюментрансгаз» расположены в различных природно-климатических и горно-геологических условиях и оснащены большим разнообразием агрегатов, объемы, виды работ и спецификации по реконструкции каждого объекта имущественного комплекса будут отличаться.

Приведем перечень основных строительно-монтажных работ, которые на наш взгляд, необходимо выполнить в процессе реконструкции объектов имущественного комплекса.

Производственная зона компрессорной станции. Цеха с газоперекачивающими агрегатами в блочно-контейнерном исполнении (ГПА-Ц-16, ГПУ-16):

обследование фундаментов под основное технологическое оборудование и опор под инженерные коммуникации;

усиление фундаментов (при необходимости);

устройство дополнительных фундаментов (при необходимости);

замена ограждающих конструкций всех зданий производственной зоны с возможным полным демонтажом некоторых зданий;

разборка старых и устройство новых полов во всех зданиях;

восстановительный ремонт внутриплощадочных автомобильных проездов;

благоустройство территории.

Цеха с газоперекачивающими агрегатами в индивидуальном укрытии:

обследование фундаментов под основное технологическое оборудование и опор под инженерные коммуникации и каркасы укрытий;

обследование металлического каркаса укрытий;

усиление фундаментов или их доработка под новое оборудование (при необходимости);

устройство дополнительных фундаментов (при необходимости);



демонтаж ограждающих конструкций укрытий ГПА, зданий ПЭБа (стенowych и кровельных панелей, включая заполнение дверных, воротных и оконных проемов);

демонтаж и замена площадок обслуживания технологического оборудования (при необходимости);

разборка существующего покрытия пола;

демонтаж существующего и устройство нового подпольного хозяйства (каналы, приемки, трубные блоки);

устройство полов;

ремонт железобетонной разделительной стенки (между машзалом и помещением нагнетателя);

восстановительный ремонт внутриплощадочных автомобильных проездов;

благоустройство территории.

Цеха с газоперекачивающими агрегатами, расположенными в общих машзалах, совмещенных со служебно-вспомогательными вставками (ГТК-10-4):

обследование фундаментов под основное технологическое оборудование и опор под инженерные коммуникации;

усиление фундаментов и их доработка под новое оборудование (при необходимости);

устройство дополнительных фундаментов (при необходимости);

демонтаж ограждающих конструкций укрытий (стенowych и кровельных панелей, включая заполнение дверных, воротных и оконных проемов);

строительство нового здания УППГ (при необходимости);

демонтаж и замена площадок обслуживания технологического оборудования (при необходимости);

разборка существующего покрытия пола;

демонтаж существующего и устройство нового подпольного хозяйства (каналы, приемки, трубные блоки);

ремонт железобетонной разделительной стенки (между машзалом и помещением нагнетателя);

перепланировка помещений служебно-вспомогательной вставки;

восстановительный ремонт внутриплощадочных автомобильных проездов;

благоустройство территории.

Вспомогательная зона компрессорной станции. Для большинства существующих компрессорных станций характерно наличие административно-бытовых зданий, выполненных из блочных конструкций типа ВЖК, которые, несмотря на постоянные ремонты, не удовлетворяют современным требованиям, предъявляемым к подобным зданиям, к тому же нормативный срок службы их исчерпан.

Поэтому при реконструкции одного из цехов компрессорной станции необходимо предусматривать новое административное здание для эксплуатационного персонала.

Что же касается компрессорных станций, выводимых из эксплуатации, то и здания и сооружения можно разобрать или перепрофилировать под вспомогательные технологические службы (мастерские, испытательные стенды и т. д.)

В первом случае необходимо создать достаточно большой по объему полигон по складированию или утилизации демонтируемых строительных конструкций.

Во втором случае необходимо выполнить строительные-монтажные работы, сопоставимые с реконструкцией здания компрессорного цеха с агрегатами ГТК-10-4.