

Энергосберегающие технологии транспорта газа



Энергопотребление отрасли

Газпром (2012 г):

Добыча – 487,0 млрд. куб.м газа;

Транспортировка по МГ – 666,2 млрд. куб.м газа;

Расход на собственные нужды

- 47 млрд. куб.м газа;
- более 15 млрд. кВтч эл. энергии,
- свыше 25 млн. Гкал тепловой энергии.

Из них 90% природного газа и около 80% эл. энергии расходуется на магистральный транспорт природного газа.

Потенциал энергосбережения (у магистрального транспорта) около 70% от общеотраслевого потенциала энергосбережения.

Снижение энергозатрат достигается за счет использования инновационных энергосберегающих технологий во всех стадиях жизненного цикла основных объектов магистральных газопроводов.

Основные понятия

- Под **энергосбережением** понимают реализацию организационных, правовых, технических, технологических, экономических и иных мер. Направленных на уменьшение объема используемых энергетических ресурсов при сохранении соответствующего полезного эффекта от их использования, в том числе объема произведенной продукции, выполненных работ, оказанных услуг.
- **Политика энергосбережения** - это система управленческих решений, направленная на постановку и решение крупных энергосберегающих проблем, имеющих стратегическое народнохозяйственное значение, нацеленная на достижение мирового уровня энергосбережения и повышение конкурентоспособности национальной экономики.

Основные понятия

- На **установках комплексной подготовки газа** происходит удаление из природного газа твердых включений, водяных паров, а также более высококипящих гомологов метана. Для этого на УКПГ используются процессы сепарации, технологии адсорбционной и абсорбционной; осушки газа, а также низкотемпературные процессы обработки газа.
- **Магистральные газопроводы** - это инженерные сооружения, предназначенные для транспортировки природного газа. Основными структурными единицами газотранспортной системы являются: линейные компрессорные станции (КС), линейные участки МГ между ними, подземные хранилища газа с дожимными КС.
- **Линейная компрессорная станция** - важнейшая структурная единица МГ, представляющая из себя единый комплекс энерготехнологического оборудования и систем, который предназначен для повышения давления природного газа с целью обеспечения его транспортировки по МГ.
- **Подземное хранилище газа (ПХГ)** - комплекс инженерно-технических сооружений естественных или искусственных емкостей в пористых пластах для резервирования объемов газа. С помощью ПХГ создается возможность оперативного управления режимами работы газотранспортной системы. ПХГ сооружаются вблизи трассы магистральных газопроводов и крупных газопотребителей, обеспечивая оперативное покрытие пикового газопотребления.
- Подземные хранилища природного газа оснащаются компрессорными станциями (КС ПХГ) и системами очистки и охлаждения газа. КС ПХГ используются для обеспечения подачи природного газа до магистрального газопровода в хранилище для его заполнения и подачи природного газа в магистральный газопровод при снижении давления в хранилище ниже рабочего давления в газопроводе. Отличительной особенностью КС ПХГ от линейных КС является более высокая степень сжатия.

Основные федеральные документы

1. Федеральный закон Российской Федерации №28-ФЗ от 3 апреля 1996 г. «Об энергосбережении»
2. «Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» (утверждена Распоряжением Правительства от 13 ноября 2009 г. Ж1715-Р) .
3. «О некоторых мерах по повышению энергетической и экологической эффективности российской экономики»(Указ Президента РФ от 4 июня 2008 г. № 889) .
4. «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (Федеральный закон от 23 ноября 2009 г. № 261)

Законодательные акты РФ, постановления Правительства РФ и указы президента в области энергосбережения являются основой для разработки нормативно-методической документации в этой области.

Литература

Основные источники

1. Никишин В.И. Энергосберегающие технологии тр. транспорта природных газов. 1998.
2. Энергосбережение в трубопроводном транспорте газа / А.А. Апостолов и др, 2000.
3. Энергосберегающие технологии газовой индустрии /под ред. А.И. Гриценко. 1995. 272 с.
4. Энергосберегающие технологии транспорта газа / [Поршаков Б.П.](#), [Лопатин А.С.](#), [Калинин А.Ф.](#), [Купцов С.М.](#), [Шотиди К.Х.](#) Учеб.пособие, ИЦ РГУ нефти и газа, 2014.
5. Седых А.Д., Галиуллин З.Т., Одишария Г.Э. Прогноз научно-технического прогресса в магистральном транспорте газа до 2015 года. –Юб. Сб. тр. «50 лет газопроводу Саратов-Москва»

Дополнительные источники

1. Методика термодинамического обеспечения энерготехнологических задач трубопроводного транспорта природных газов. (Поршаков Б.П., Матвеев А.В., Лопатин А.С., Рябченко А.С. , Беликов С.М.) 1989 .
2. Бухарин Н.Н. Моделирование характеристик центробежных компрессоров.
3. Иванов В.А. Исследование и прогнозирование характеристик газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводами при трубопроводном транспорте газов, дисс. канд. техн. Наук
4. Шпотаковский М.М. Методические указания к лабораторно-практическим занятиям по курсу "Газотурбинные установки «, 2005, РГУ им.Губкина.
5. ПР 51-31323949-43-99. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных газоперекачивающих агрегатов.
6. РД 153-39.0-111-2001. Методика определения нормативной потребности и норм расхода природного газа на собственные технологические нужды газодобывающих предприятий. – Введ. Приказом Минэнерго РФ от 2002-01-01 № 372.

Интернет-ресурсы

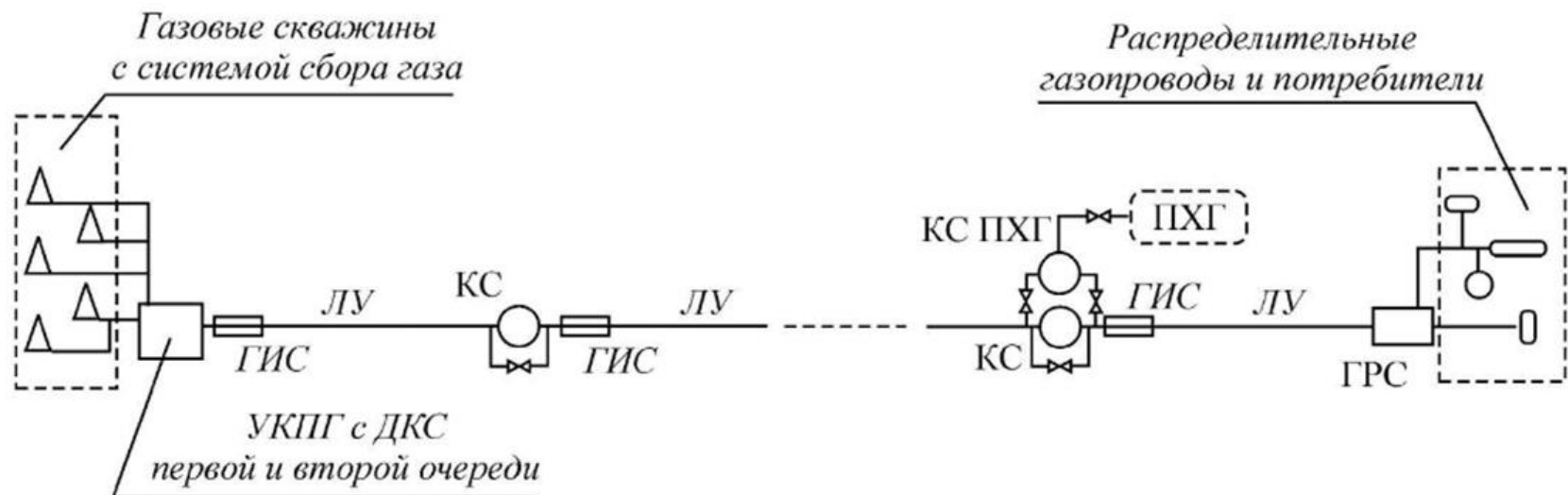
1. <http://www.oilforum.ru> - нефтегазовый форум
2. <http://www.oglib.ru> - электронная библиотека нефти и газ
3. <http://www.narfu.ru/unevercity/library/> - библиотека САФУ

ЕСГ

ЕСГ (единая система газоснабжения РФ) - - это крупнейший в мире, уникальный централизованно-управляемый технологический комплекс, включающий в себя объекты добычи, переработки, транспорта, хранения и распределения газа.

Основные объекты ЕСГ:

- Месторождения с системами сбора и подготовки газа к транспорту;
- Магистральные газопроводы (МГ);
- Подземные хранилища;
- Газоперерабатывающие заводы;
- Газораспределительные станции и газораспределительные газопроводы.



ЕСГ

Включает в себя:

	2012 (Поршаков)	2016 (М)	2016 (Р)
Месторождения (газовые и гк)	78	78	7358 (скв)
ПХГ (емкость, млрд.куб.м)	25 (68)	25 (72)	22 (72)
ГРС	3700	-	-
Распр. газопроводы, тыс.км	480	-	746
МГ, тыс.км.	168,3	171,2	171,2
КС	280	250	250
Компр. цеха	750	750	-
Единицы ГПА	4000	-	3829

Или в настоящее время.

- Используют трубы D=400-1420;
- Pраб = 5-45 – 25,0 МПа;
- Выполняются в однониточном и многониточном исполнении (до 10);

Основные перспективные месторождения группы Газпром на территории РФ



ГТУ

Газотурбинные двигатели и газотурбинные установки (ГТУ) широко применяются соответственно в авиации на самолетах и вертолетах и в газовой промышленности в качестве энергопривода центробежных нагнетателей (ЦБН) транспортируемого природного газа на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов.

Тепловым двигателем называется тепловая машина, в которой происходит преобразование теплоты, выделяющейся при горении топлива, в работу.

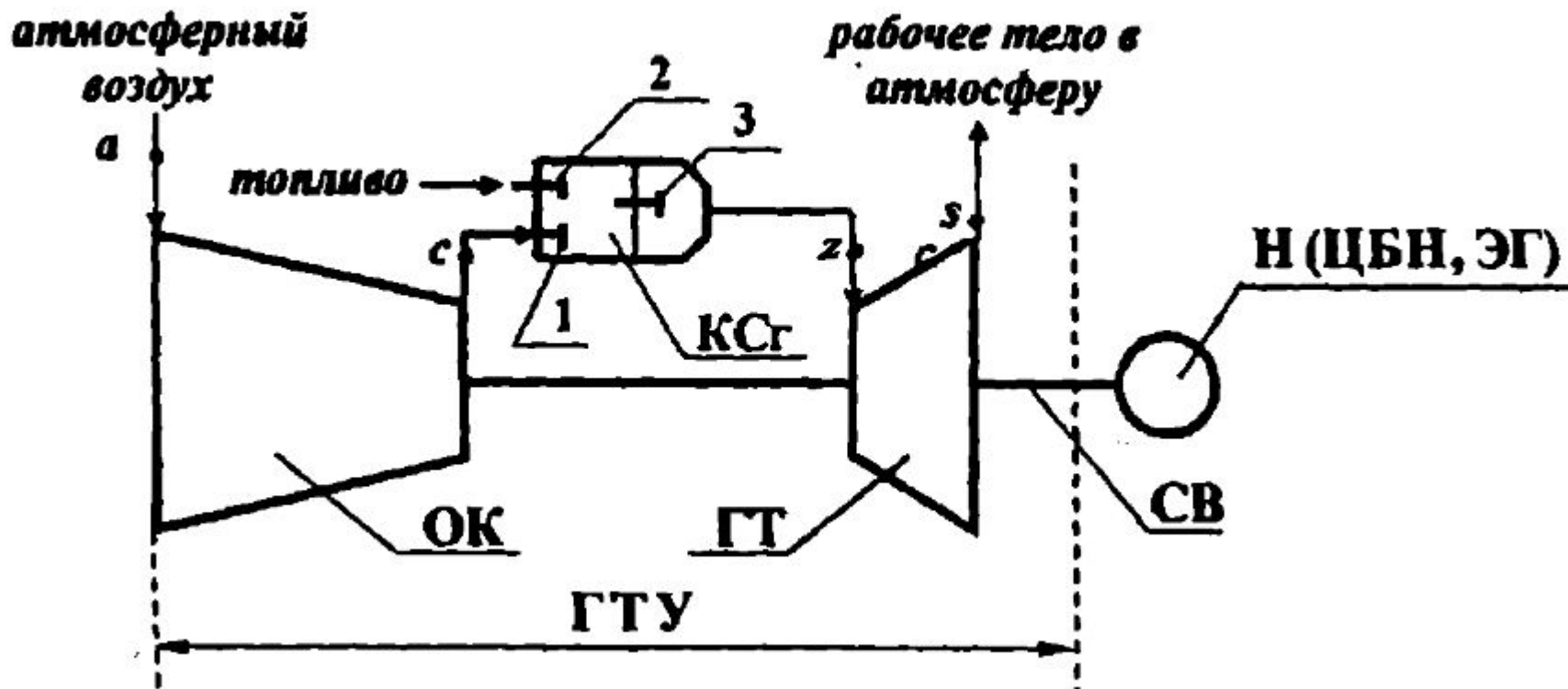
ГТУ

Газотурбинным двигателем (ГТД) называется тепловой двигатель, в котором процессы, образующие цикл, происходят в различных элементах двигателя: в осевом компрессоре, одной или нескольких камерах сгорания и одной или нескольких газовых турбинах [7, 12].

Газотурбинные двигатели подразделяются на газотурбинные установки (ГТУ), используемые в качестве энергопривода ЦБН на КС магистральных газопроводов, и турбореактивные двигатели, применяемые в авиации.

В отличие от ГТД под газотурбинной установкой понимается не только ГТД, но и системы, обеспечивающие его работу: системы подвода циклового воздуха, смазки, пуска и остановки ГТД, различные контрольно-измерительные приборы и т.д. [6].

Принципиальная схема ГТУ



Классификация ГТУ применяемых на КС МГ

Перекачка природного газа, называемого также "технологическим", по магистральному газопроводу осуществляется газоперекачивающими агрегатами, устанавливаемыми на КС.

Газоперекачивающий агрегат (ГПА) состоит из нагнетателя Н, в котором технологический газ, называемый в дальнейшем просто "газ", компримируется (сжимается) с целью поддержания его расчетного давления в трубопроводе, и привода этого нагнетателя П: ГПА = Н + П.

Для компримирования газа применяются *поршневые и центробежные нагнетатели.*

В качестве привода нагнетателя в ГПА могут использоваться *поршневой двигатель внутреннего сгорания, газотурбинная установка и электродвигатель.*

Классификация ГТУ применяемых на КС МГ

Поршневые нагнетатели (ПН) приводятся в действие *только* поршневыми двигателями внутреннего сгорания (ПДВС). Такие ГПА имеют специальное название – "газомотокомпрессоры" (ГМК): $ГМК \equiv ГПА = ПН + ПДВС$.

Центробежные нагнетатели (ЦБН) могут приводиться в действие газотурбинными установками (ГТУ) или электродвигателями (ЭД). В первом случае ГПА называются "газотурбоприводными" (ГГПА) ($ГГПА = ЦБН + ГТУ$), а во втором – "электроприводными" (ЭГПА): $ЭГПА = ЦБН + ЭД$.

Центробежный нагнетатель по сравнению с поршневым имеет *большую* производительность, но развивает *меньшее* давление нагнетания. Поэтому КС магистральных газопроводов *больших* диаметров оснащаются *только центробежными* нагнетателями.

Классификация ГТУ применяемых на КС МГ

Нагнетатели на КС соединяются между собой *последовательно-параллельно*. Несколько *неполнонапорных* ЦБН, степень сжатия газа в которых составляет $1,23 \div 1,35$, соединяются между собой *последовательно*, образуя *технологическую группу*. В этом случае технологическая схема компрессорного цеха КС (современные КС являются, как правило, *многоцеховыми*) может состоять из нескольких технологических групп, которые соединяются между собой *параллельно*. Если КС оснащена *полнонапорными* ЦБН, степень сжатия газа в которых составляет $1,45 \div 1,55$, то технологическая схема КС состоит из нескольких таких ЦБН, которые соединяются между собой *параллельно*. В этом случае технологическая схема компрессорного цеха КС *значительно упрощается*.

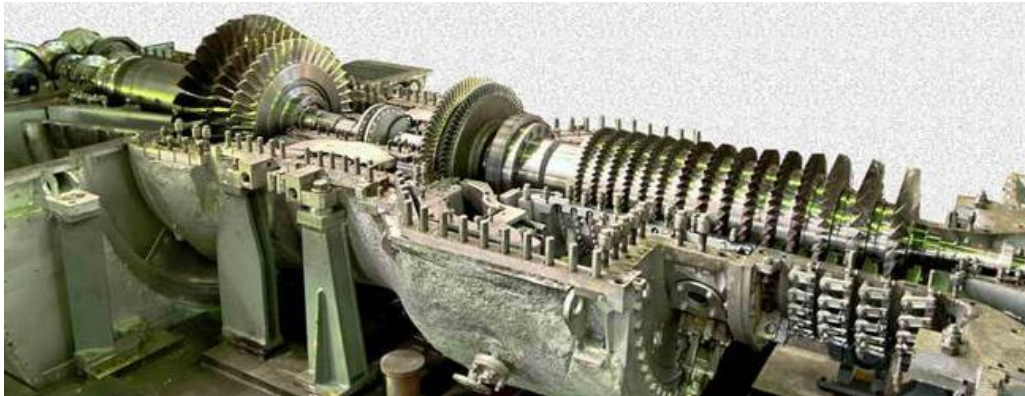
Применение ГГПА

стационарные	• 42,4% • КПД (24-35%)
авиационные	• 39,4%
судовые	• 18,2%

Применения ГГПА позволит снизить энергозатраты на 25-30%.

- Максимальная мощность - до 50 МВт;
- Средняя мощность установок в настоящее время 16-18МВт;
- КПД= 0,8-0,9 от номинальной, что приводит к перерасходу топливного газа.

Достижения в области аэродинамики турбомашин и их реализация обеспечивают создание центробежных компрессоров с политропным КПД процесса сжатия на уровне 85-88%, в рабочей области высоких и сверхвысоких давлений (до 30-40 МПа) с сухими газодинамическими уплотнениями и магнитными подшипниками.



Преимущества ГПА

К преимуществам ГПА с газотурбинным приводом следует отнести: высокую удельную мощность на единицу массы, возможность использования перекачиваемого газа в качестве топлива, возможность регулирования подачи технологического газа за счет изменения скорости вращения силовой турбины ГТУ, относительно малый расход воды и масла, использование в ГТУ только вращательного движения, реальные возможности дальнейшего увеличения основных показателей ГТУ и прежде всего – коэффициента полезного действия [12].

К недостаткам ГПА с газотурбинным приводом следует отнести: относительно низкий КПД газотурбинных установок, что приводит к излишнему расходу топливного газа в ГТУ, относительно высокий уровень шума, особенно в районе воздухозаборной камеры ГТУ [12].

Стратегически важные проекты газовой отрасли



Строительство 2н МГ Бованенково-Ухта:

- $L=1110\text{км}$, $D=1420\text{мм}$,
 $P_{\text{раб}}=11,8\text{МПа}$;
- 9 КС с шагом 140 км (на каждую нитку);
- ГГПА (16, 25, 32 МВт), КПД 36-38%
- $Q=114-124$ млрд.куб.м/год.
- Бесшлейфовая обвязка КС с модульной компоновкой ГПА с агрегатами системы охлаждения и подготовки газа;
- Турбодетандерные технологии (турбодетандер – активная осевая двухступенчатая турбина).

Стратегически важные проекты отрасли

Североевропейский газопровод (СЕГ), с 2005 г



- Для Германии, Великобритании, Нидерландов, Франции, Дании;
- КС в бухте «Портовая» (КС Портовая – 366МВт, раб.давл 220 атм., L=1200 км.; 6 ГПА N=52МВт и 2 ГПА N=27 МВт) до пункта Грайфевальд (Германия);
- 2н, L=1224км, D=1220мм, P_{раб}=22МПа, δ=22-32 мм;
- 7 КС сухопутного типа Безкомпрессионный транспорт газа на морском участке

Хронология проекта:

Дек 2005 – начало строительства газопровода;

2008 - стоимость проекта выросла с 6 до 7,4 млрд. евро.

Ноя 2011 г. введена в эксплуатацию первая нитка Q=27,5 млрд.куб.м/год

Окт 2012 г. Введена в экспл. Вторая нитка.

Сент 2015 подписано соглашение о расширении мощностей (Северный поток 2)

Конец 2019 г. – плановое окончание стр-ва Северного потока-2 (Q=110 млрд.куб.м.газа)

Стратегически важные проекты отрасли

Голубой поток:



В Турцию;

- $L=1213\text{км}$,
- (сухопутн. Росс) $L=373\text{км}$, 4КС, $D=1420$ и 1220мм , $P_{\text{раб}}=7,5$ и 10 МПа;
- (морск.) $L=396\text{км}$, 2Н, $D=610$ мм, $P_{\text{раб}}=25$ Мпа, $Q=16$ млрд.куб.м/год;
- (сухопутн. Турция) $L=444\text{км}$;

30 дек 2002 г – Газопровод «голубой поток» сдан в эксплуатацию.

Поставки по «Голубому потоку»

2003 г - 2 млрд.м.куб.газа;

2004 – 3,2 млрд.м.куб.газа;

2005 – 5 млрд.м.куб.газа;

2010 – 12 млрд.м.куб.газа;

2013 – 13,7 млрд.м.куб.газа.

Стратегически важные проекты отрасли

Южный поток (через Черное и Адриатическое



- *Болгария, Сербия, Венгрия, Греция, Словения, Австрия;*
- *От ст.Починки до Черного моря и далее до г. Варна (Болгария);*
- *Морская часть: L=900км, глубина прокладки трубопровода более 2000 м;*

Прединвестиционная стадия

Стратегически важные проекты отрасли

Восток (Восточная Сибирь и Дальний Восток):

- Китай, Япония, Корея;

! Самостоятельное ценообразование

По новому газопроводу «Сила Сибири» газ предполагается транспортировать в Китай и Южную Корею.

МАРШРУТ ГАЗОПРОВОДА РОССИЯ-КИТАЙ



Продюсер: Екатерина Соловьева
 Дизайнер: Александр Момчилов

ДОКУМЕНТЫ И ФАЙЛЫ
[/air.ru](#) [/air.ru](#) [/airline](#) [/air.ru](#)

Поставки российского газа в Китай

«Газпром» и CNPC 21 мая 2014 года подписали контракт о поставках газа в Китай

ОБЩАЯ ЦЕНА КОНТРАКТА
 \$400 млрд на 30 лет

ОБЪЕМ ПОСТАВОК
 38 млрд м³ газа в год

ВОСТОЧНЫЙ МАРШРУТ ПОСТАВОК ГАЗА В КИТАЙ

Газопровод «Сила Сибири»
 Газопровод «Сахалин – Владивосток»
 Нефтегазоконденсатные месторождения



Протяженность газопровода «Сила Сибири»

4000 км

800 км

3200 км

«Иркутская обл. – Якутия»

«Якутия – Хабаровск – Владивосток»

Диаметр трубы

1420 мм

Производительность

61 млрд м³ газа в год

Ввод в эксплуатацию первой части ГТС «Сила Сибири», магистрального газопровода «Якутия – Хабаровск – Владивосток» – конец 2017 года

Источник: gazprom.ru

Планы согласно Стратегии развития до 2020 года

- *инвестиции 70-83 млрд.долл;*
- *28 000 км новых МГ;*
- *144 КС с суммарной мощностью агрегатов более 10 млн кВт.*

Продажи природного газа (Газпром)

	<i>2012 г</i>	<i>2014 г</i>		
Добыча, млрд.куб.м .	487	448,5		
Продажа, млрд.куб.м. (всего)	466,8	424,7		
- в РФ	249,7	217,2		
- ближнее зарубежье	66,1	48,1 (Белоруссия – 19,6; Украина – 14,5)		
- дальнее зарубежье	151,0	159,4 (Германия – 40,3; Турция – 27,3; Италия – 21,7)		

Неравномерность подачи газа

Режим работы МГ характеризуется неравномерностью подачи газа в течении года и из года в год;

- сезонные колебания спроса на газ;*
- падение пропускной способности КС и линейных участков МГ в теплое время года;*
- переход крупнейших газовых месторождений в стадию падающей добычи;*
- введение в эксплуатацию новых МГ;*
- снижение объемов продаж газа внутри страны и зарубежья.*

Связь между потерями и расходом природного газа при транспортировке

Энергия, теряемая 1 кг природным газом на линейном участке МГ $-vdp$, согласно уравнению распределения потенциальной работы, идет на изменение кинетической $d(c^2/2)$ и потенциальной $g \cdot dz$ энергии потока, полезную работу δw^* , а также на преодоление гидравлического сопротивления δw^{**} [30]

$$-vdp = \delta w^* + d(c^2/2) + g dz + \delta w^{**}. \quad (1.2)$$

При условии установившегося изотермического режима течения газа в горизонтальном газопроводе, а также отсутствии внешней полезной работы ($\delta w^* = 0$), потери энергии газа на линейном участке могут быть определены из соотношения

$$N_{\text{лп}} = G \cdot w_{\text{лп}}^{**}, \quad (1.3)$$

где G – массовый расход газа по линейному участку; $w_{\text{лп}}^{**}$ – удельная работа трения, значение которой может быть определено путем интегрирования уравнения Дарси – Вейсбаха по длине рассматриваемого линейного участка

$$\delta w^{**} = -vdp = \frac{\lambda \cdot c^2}{2D} dx. \quad (1.4)$$

Связь между потерями и расходом природного газа при транспортировке

Решение системы уравнений: (1.2), (1.3), (1.4) с использованием уравнения состояния реального газа

$$pv = zRT \quad (1.5)$$

дает возможность получить соотношение для определения потери энергии газа на линейном участке газопровода из-за гидравлического сопротивления газопровода

$$\begin{aligned} N_{\text{лу}} = G_{\phi} \cdot w_{\text{лу}}^{**} &= \frac{8}{\pi^2} \left(\frac{z_m \cdot R \cdot T_m}{E \cdot p_m} \right)^2 \cdot \frac{\lambda_{\text{гп}} \cdot L \cdot G^3}{D^5} = \\ &= \frac{8}{\pi^2} \left(\frac{z_m \cdot R \cdot T_m}{E \cdot p_m} \right)^2 \cdot \frac{\lambda_{\text{гп}} \cdot L \cdot (Q_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{см}})^3}{D^5}, \end{aligned} \quad (1.6)$$

где $\rho_{\text{см}}$ – плотность природного газа при стандартных условиях;

R – характеристическая газовая постоянная природного газа при его действительном составе.

Связь между потерями и расходом природного газа при транспортировке

Количество энергии, полученной природным газом на КС, должно быть достаточно для компенсации потерь энергии газа на предыдущем линейном участке газопровода. При этом условии можно считать справедливым соотношение, дающее возможность рассчитывать фактическую мощность, затрачиваемую на сжатие природного газа на КС

$$\begin{aligned} N_{\text{КС}} &= G \cdot |w_{1,2}^*| = G \cdot \Delta h_{1,2} = \frac{8}{\pi^2} \cdot \left(\frac{z_m \cdot R \cdot T_m}{E \cdot p_m} \right)^2 \cdot \frac{\lambda_{\text{пр}} \cdot L \cdot G^3}{D^5} = \\ &= \frac{8}{\pi^2} \cdot \left(\frac{z_m \cdot R \cdot T_m}{E \cdot p_m} \right)^2 \cdot \frac{\lambda_{\text{пр}} \cdot L \cdot (Q_{\text{к}} \cdot \rho_{\text{см}})^3}{D^5}, \end{aligned} \quad (1.7)$$

Анализ соотношения (1.7) показывает, что мощность, затрачиваемая на компримирование природного газа на КС $N_{\text{КС}}$ пропорциональна кубу коммерческого расхода газа через станцию $Q_{\text{к}}^3$

Основные направления энергосбережения при магистральном транспорте природного газа

- преимущественное использование газотурбинного привода;
- применение энергосберегающего оборудования нового поколения;
- применение типовых технических решений, обладающих достаточной гибкостью для конкретных условий использования;
- укрупнение единичной мощности ГПА (особенно для многоцеховых КС), что позволяет не только сократить капитальные затраты, но и снизить энергетические затраты на магистральный транспорт природного газа;
- сокращение резервных мощностей по технологическим соображениям, а также за счет повышения надежности оборудования и совершенствования ремонтно-технического обслуживания;
- перевод цехов с неполнопорным сжатием на полнонапорную схему;
- повышение качества газа, подаваемого в газопроводы, что позволит повысить надежность эксплуатации основного энерготехнологического оборудования КС;
- формирование современных систем управления КЦ и КС на базе унифицированных агрегатных САУ;
- внедрение современных систем безопасности эксплуатации КС.

21.09.2016

Основные направления энергосбережения при магистральном транспорте природного газа

К энергосберегающим технологиям при реконструкции и модернизации основных объектов магистральных газопроводов следует отнести:

- повышение единичной мощности ГПА до *40MВт* с учетом планируемых объемов транспортируемого газа;
- повышение эффективности низконапорных режимов транспорта газа на разгруженных газопроводах или на отдельных технологических участках МГ;
- согласование газодинамических и энергетических характеристик ГПА и газопроводов за счет использования высокоэффективных сменных проточных частей ЦБН;
- перевод обвязки КС со смешанной на параллельную;
- создание перемычек между компрессорными цехами многоцеховых КС.

Экономия энергетических ресурсов на стадии эксплуатации газопроводов

за счет реализации мероприятий:

- по техническому обслуживанию и ремонту оборудования КС и линейных участков МГ
- системы технической диагностики, включающих очистку полости труб, замену запорной арматуры, ремонт линейных участков МГ с утилизацией природного газа из этих участков газопроводов и т.д.

Энергосберегающие технологии при эксплуатации газотранспортной системы

- оптимизация режимов работы ГТС на основе применения системных программно-оптимизационных комплексов;
- оптимизация режимов работы установок охлаждения газа;
- внедрение турбодетандерных установок на объектах ГТС;
- применение электростанций собственных нужд (ЭСН) нового поколения с КПД до 41%
- энергетически рациональное распределение нагрузки между КС технологических участков МГ;
- определение энергетической целесообразности отключения компрессорных цехов и КС при недозагрузке технологических участков МГ;
- оптимизация значений давления и температуры на выходе КС;
- определение способов увеличения пропускной способности газопроводов и устранения запирающих участков МГ;
- оптимизация систем компримирования многоцеховых КС;
- энергетически обоснованное распределение нагрузки между ГПА в системах компримирования КС;

Энергосберегающие технологии при эксплуатации газотранспортной системы

- рациональное регулирование аппаратов воздушного охлаждения в системе охлаждения КС;
- регулирование режимов работы систем очистки природного газа на компрессорных станциях;
- использование перемычек между цехами КС и т.д.
- выполнение технологических операций и ремонтных работ на объектах ГТС без стравливания газа в атмосферу: утилизация газа из ремонтируемых участков МГ;
- диагностика и повышение гидравлической эффективности труб линейных участков МГ и обвязки КС за счет установки камер приема-запуска диагностических и очистных устройств;
- оснащение технологического оборудования ГТС современными средств вами измерения транспортируемого газа и потребления энергоресурсов; совершенствование методов и систем утилизации теплоты отработавших продуктов сгорания ГТУ на компрессорных станциях и т.д.

Основные принципы оптимизации режимов работы систем компримирования МГ

- **Принцип максимального давления природного газа на выходе КС.**

Согласно этому принципу, давление природного газа на выходе КС должно быть не ниже максимального разрешенного давления на входе в линейный участок МГ. Этот принцип рекомендуется использовать для газопроводов, работающих с загрузкой более 70% от проектной.

- **Принцип минимального числа работающих ГПА.** Эксплуатационные характеристики КС по подаче и степени сжатия природного газа должны обеспечиваться при такой загрузке работающих ГПА, когда недоиспользование суммарной располагаемой мощности агрегатов, находящихся в работе, меньше располагаемой мощности единичного ГПА.

- **Принцип оптимальной работы концевых участков магистральных и распределительных газопроводов и отводов.**

Режимы работы концевых участков газопроводов и отводов должны обеспечивать заданный расход природного газа при условии минимального дросселирования газа на ГРС.

- **Принцип оптимального согласования гидравлической характеристики линейной части, газодинамических характеристик нагнетателей и мощности энергопривода ЦБН.**

Основные принципы оптимизации режимов работы систем компримирования МГ

- **Принцип минимального использования процессов байпасирования, дросселирования и рециркуляции природного газа в энерготехнологическом оборудовании и обвязке КС.** Все эти процессы являются технологически и энергетически нежелательными, поскольку ведут либо к росту энергетических затрат, либо снижают эффективность работы энерготехнологического оборудования КС
- **Принцип минимального использования электроприводных ГПА** в многоцеховых КС многониточных газопроводов, работающих в едином гидродинамическом режиме. Этот принцип вполне справедлив для современного уровня и соотношения цен на топливный газ и электрическую энергию.

Энергетические и технологические характеристики основных объектов газотранспортной системы

Решение задач снижения энергетических и эксплуатационных затрат при магистральном транспорте природного газа опирается на анализ результатов расчета термогазодинамических процессов, протекающих на основных объектах технологических участков МГ.

Объем энергетических затрат при магистральном транспорте природного газа во многом определяется характеристиками процесса неизотермического течения газа на линейных участках газопроводов и процесса сжатия природного газа в газоперекачивающих агрегатах на КС МГ.

Прогнозирование температуры и давления природного газа на границах линейных участков газопроводов

Задача определения динамики изменения температуры и давления природного газа по длине газопровода включает в себя:

- 1) расчет температурного поля вокруг газопровода;
- 2) аналитико-экспериментальное определение коэффициента теплопередачи от природного газа в ОС;
- 3) расчет динамики изменения температуры и давления природного газа по длине участка газопровода.

ЦЕЛЬ:

Прогнозирование температуры и давления природного газа на входе и выходе из рассматриваемого участка при возможных режимах работы МГ.

Уравнение Шухова

энтальпии газового потока на элементарном участке газопровода определяется из выражения

$$dH = G \cdot c_p dt, \quad (2.3)$$

а уравнение (2.1) принимает вид

$$-k \cdot \pi \cdot D_n \cdot (t_{nz} - t_{sp}) \cdot dx = G \cdot c_p dt, \quad (2.4)$$

где c_p – истинная изобарная массовая теплоемкость газа, Дж/(кг·К);

G – массовый расход природного газа по газопроводу, кг/с.

Разделив переменные и проинтегрировав уравнение (2.4) по длине рассматриваемого линейного участка

от $x = 0$, при котором $t = t_1$,

до $x = x$, при котором $t = t_x$,

получаем выражение для определения температуры природного газа в любом сечении газопровода

$$t_x = t_{sp} + (t_1 - t_{sp}) \cdot \exp(-ax/L). \quad (2.5)$$

Проинтегрировав уравнение (2.4) по длине всего рассматриваемого линейного участка между соседними КС L , находим соотношения для определения температуры природного газа на выходе из линейного участка [19]

$$t_2 = t_{sp} + (t_1 - t_{sp}) \cdot \exp(-a) \quad (2.6)$$

и на входе в линейный участок

$$t_1 = t_{sp} + (t_2 - t_{sp}) \cdot \exp(a), \quad (2.7) \quad \text{!}.09.2016$$

Уравнение Шухова

где комплекс

$$a = k_m \cdot \pi \cdot D_n \cdot L / (G \cdot c_{pm}) \quad (2.8)$$

называется параметром В.Г. Шухова.

В выражение для расчета параметра В.Г. Шухова входят уже средний коэффициент теплопередачи от потока природного газа в окружающую среду (k_m) и первая средняя удельная изобарная теплоемкость природного газа (c_{pm}) на рассматриваемом линейном участке МГ.

Расчет температурных режимов линейных участков газопроводов по уравнению Шухова дает существенную погрешности, так как он не учитывает эффект изменения температуры реальных газов в процессе дросселирования. Этот эффект назван Эффектом Джоуля-Томсона.

Уравнения, рекомендованные ВНИИГАЗом

Уравнения, рекомендуемые ВНИИГАЗом для расчета температуры природного газа в любом сечении, в конце и в начале линейных участков газопровода с учетом нелинейного распределения давления газа по длине участка могут быть получены также из первого начала термодинамики (2.1):

$$t_x = t_{\text{эп}} + (t_1 - t_{\text{эп}}) \cdot \exp(-ax/L) - \frac{D_h \cdot (p_1^2 - p_x^2) \cdot [1 - \exp(-ax/L)]}{2(ax/L) \cdot P_{m(1-x)}}; \quad (2.16)$$

$$t_2 = t_{\text{эп}} + (t_1 - t_{\text{эп}}) \cdot \exp(-a) - \frac{D_h \cdot (p_1^2 - p_2^2) \cdot [1 - \exp(-a)]}{2a \cdot P_{m(1-2)}}; \quad (2.17)$$

$$t_1 = t_{\text{эп}} + (t_2 - t_{\text{эп}}) \cdot \exp(a) + \frac{D_h \cdot (p_1^2 - p_2^2) \cdot [\exp(a) - 1]}{2a \cdot P_{m(1-2)}}, \quad (2.18)$$

где $P_{m(1-x)}$, $P_{m(1-2)}$ – среднеинтегральное давление природного газа на рассматриваемых линейных участках газопровода (1-x) и (1-2) соответственно:

Уравнения Н.М. Белокопя

$$t_x = t_{\text{сп}} + (t_1 - t_{\text{сп}}) \cdot \exp(-ax/L) - \frac{D_h \cdot (p_1 - p_x) \cdot [1 - \exp(-ax/L)]}{a} - g \frac{\Delta z \cdot [1 - \exp(-ax/L)]}{(ax/L) \cdot c_{pm}}. \quad (2.25)$$

В случае если имеются достоверные данные о профиле трассы, в качестве соотношения для определения температуры природного газа на границах линейного участка газопровода (t_1 или t_2) может быть рекомендовано уравнение Н.И. Белокопя, в котором в качестве температуры грунта принимается средне-статистическая месячная температура грунта $t_{\text{сп}}$ в районах и на глубине укладки газопровода [4]:

$$t_2 = t_{\text{сп}} + (t_1 - t_{\text{сп}}) \cdot \exp(-a) - \frac{D_h \cdot (p_1 - p_2) \cdot [1 - \exp(-a)]}{a} - g \frac{\Delta z \cdot [1 - \exp(-a)]}{a \cdot c_{pm}}; \quad (2.26)$$

$$t_1 = t_{\text{сп}} + (t_2 - t_{\text{сп}}) \cdot \exp(a) + \frac{D_h \cdot (p_1 - p_2) \cdot [\exp(a) - 1]}{a} + g \frac{\Delta z \cdot [\exp(a) - 1]}{a \cdot c_{pm}}. \quad (2.26a)$$

Уравнение Шухова

Погрешность рассмотренных уравнений +5% из-за сложности определения k_m , который зависит от типа породы, ее влажности, агрегатного состояния влаги в породе.

При проектировании для определения k_m используют полуэмпирические соотношения, полученные при обработке экспериментальных данных по теплофизическим свойствам грунтов в месте прокладки газопровода, глубина укладки, диаметр трубопровода, среднемесячная скорость ветра, толщина снежного покрова и др.

Определение коэффициента теплопередачи

После преобразования уравнения (2.1), с учетом соотношения (2.2), получаем исходное выражение для вывода соотношения по определению среднего опытного коэффициента теплопередачи k_m от природного газа в окружающую среду

$$-k \cdot \pi \cdot D_n (t_{n2} - t_{ep}) \cdot dx = G \cdot dh. \quad (2.27)$$

Интегрируя уравнение (2.27), получаем соотношение для определения опытного среднего коэффициента теплопередачи по длине линейного участка МГ

$$k_m = \frac{G}{\pi \cdot D_n \cdot L} \cdot \frac{h_1 - h_2}{t_{n2} - t_{ep}}, \quad (2.27a)$$

где h_1 и h_2 – удельная энтальпия природного газа на входе и выходе рассматриваемого линейного участка МГ может быть определена из расчетного соотношения, полученного на основе обобщения опытных данных в зависимости от термобарических характеристик (p, T) и состава природного газа ($r_{мет}$)

Температура и давление природного газа на входе (t_1, p_1) и выходе (t_2, p_2) линейных участков МГ, массовый расход природного газа G и его состав, в частности молярная концентрация метана ($r_{мет}$)

Определение падения давления

В соотношения для определения температуры природного газа на границах линейного участка газопровода (t_1 или t_2) входит величина падения давления природного газа по рассматриваемому линейному участку МГ ($p_1 - p_2$), обусловленного гидравлическими потерями в газопроводе.

Падение давления природного газа на линейном участке однониточного газопровода, обусловленного гидравлическими потерями в газопроводе, находится в результате совместного решения уравнений распределения потенциальной работы (одной из форм представления уравнения Бернулли)

$$\delta w^* = \delta w - d\left(\frac{c^2}{2}\right) - g \cdot dz_g - \delta w^{**} \quad (2.28)$$

и Дарси-Вейсбаха для горизонтальных труб [36]

$$\frac{dp}{dx} = -\lambda \cdot \frac{\rho \cdot c^2}{2 \cdot D_{\text{вн}}} = -\lambda \cdot \frac{u^2}{2 \cdot \rho \cdot D_{\text{вн}}}, \quad (2.29)$$

где dp – падение давления потока газа на элементарном участке газопровода dx с учетом сопротивления трения и местных сопротивлений; c, u – линейная и массовая скорости потока газа на элементарном участке газопровода; λ – приведенный действительный коэффициент гидравлического сопротивления, учитывающий трение и местные сопротивления; ρ – средняя плотность природного газа на рассматриваемом элементарном участке газопровода; D_e – внутренний диаметр газопровода; dx – длина элементарного участка газопровода.

Коэффициент гидравлического сопротивления

Коэффициент зависит от режима течения и эквивалентной шероховатости внутренней поверхности труб, и определяется по формулам:

- для ламинарного режима ($Re < 2 \cdot 10^3$)

$$\lambda_{тр} = 64/Re; \quad (2.30)$$

- для зоны гладкостенного режима ($Re = 2 - 4 \cdot 10^3$)

$$\lambda_{тр} = 0,1844/Re^{0,2}; \quad (2.31)$$

- для переходного режима $Re > 4 \cdot 10^3$

$$\lambda_{тр} = 0,067(158/Re + 2k_s/D_{\text{вн}})^{0,2}; \quad (2.32)$$

Определение падения давления

Приведенный коэффициент гидравлического сопротивления на линейном участке МГ с учетом сопротивления трения и местных сопротивлений (краны, переходы, подкладные кольца) при проектировании рекомендуется определять по соотношению

$$\lambda_{np} = 1,05 \cdot \lambda_{mp}. \quad (2.35)$$

В процессе неизотермического течения природного газа по горизонтальному газопроводу эффективная потенциальная работа не производится $\delta w^* = 0$, а работа необратимых потерь определяется падением давления потока газа на рассматриваемом участке газопровода в результате трения и местных сопротивлений (2.29) и составляет

$$\delta w^{**} = \lambda \cdot \frac{c^2}{2 \cdot D_{\text{сн}}} \cdot dx = \lambda \cdot \frac{u^2}{2 \cdot \rho^2 \cdot D_{\text{сн}}}. \quad (2.36)$$

С учетом указанных особенностей неизотермического течения природного газа на участке газопровода и соотношений (2.28), (2.36) исходное выражение для вывода формулы расчета падения давления природного газа на линейном участке газопровода имеет следующий вид:

$$\frac{dp}{\rho} + d\left(\frac{c^2}{2}\right) + g \cdot dz + \lambda \cdot \frac{c^2}{2D_{\text{сн}}} \cdot dx = 0. \quad (2.37)$$

Определение падения давления

После умножения всех членов уравнения на среднюю плотность природного газа на рассматриваемом элементарном участке газопровода ρ и незначительных преобразований соотношения (2.37) получаем следующее выражение:

$$\frac{p \cdot dp}{\rho v} + u^2 \cdot \frac{dv}{v} + g \cdot dz \cdot \rho^2 + \lambda \cdot \frac{u^2}{2D_{\text{сн}}} \cdot dx = 0. \quad (2.38)$$

где v – средний удельный объем природного газа на рассматриваемом элементарном участке газопровода dx , $v = 1/\rho$.

После принятия граничных условий эксплуатации на рассматриваемом линейном участке газопровода:

- ✓ при $x = 0$ $p = p_1$, $v = v_1$, $z_g = z_{g1}$;
- ✓ при $x = x$ $p = p_x$, $v = v_x$, $z_g = z_{gx}$

и в результате проведения интегрирования уравнения (2.38) по длине рассматриваемого линейного участка газопровода получаем следующее соотношение:

Определение падения давления

$$\frac{P_x^2 - P_1^2}{2(pv)_m} + u^2 \cdot \ln \frac{v_x}{v_1} + g \cdot \rho_m^2 \cdot (z_{gx} - z_{g1}) + \lambda \cdot \frac{u^2}{2D_{\text{ен}}} \cdot x = 0, \quad (2.39)$$

которое после разделения переменных преобразуется в выражение для определения массовой скорости потока природного газа по участку газопровода

$$u = \sqrt{\left(\frac{P_1^2 - P_x^2}{(pv)_m} + 2g \cdot \rho_m^2 \cdot (z_{g1} - z_{gx}) \right) \times 1 / \left(2 \ln \frac{v_x}{v_1} + \frac{\lambda \cdot x}{D_{\text{ен}}} \right)}, \quad (2.39a)$$

где z_{g1}, z_{gx} – геодезический уровень укладки трубы газопровода на входе и выходе рассматриваемого линейного участка, м.

Если рассматривается линейный участок газопровода между соседними КС, расстояние между которыми составляет L , выражение для определения массовой скорости потока природного газа принимает следующий вид:

$$u = \sqrt{\left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{(pv)_m} + 2g \cdot \rho_m^2 \cdot (z_{g1} - z_{g2}) \right) \times 1 / \left(2 \ln \frac{v_2}{v_1} + \frac{\lambda \cdot L}{D_{\text{ен}}} \right)}. \quad (2.40)$$

Расчетные соотношения для определения расхода прир. газа по линейному участку МГ и давления прир. газа в выходном сечении ЛУ однониточного газопровода

Соотношение для определения расхода	Соотношение для определения давления природного газа в выходном сечении линейного участка	Обозначения и единицы измерения
$Q_k = 16,7 \cdot 10^{-6} \alpha \cdot \varphi \cdot E \cdot D_{\text{вн}}^{2,6} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta_g \cdot z_m \cdot T_m \cdot L}}$	$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{Q_k^2 \cdot \Delta_g \cdot z_m \cdot T_m \cdot L}{(16,7 \cdot 10^{-6} \cdot \alpha \cdot \varphi \cdot E \cdot D_{\text{вн}}^{2,6})^2}}$	Q_k , млн. м ³ /сут.; P_1, P_2 , МПа; $\Delta_g = \frac{\rho_{н.г.}}{\rho_{\text{возд}}} = \frac{\mu_{н.г.}}{\mu_{\text{возд}}}$; L , км; $D_{\text{вн}}$, мм, λ (2.47)
$Q_k = 105,087 \cdot D_{\text{вн}}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta_g \cdot \lambda \cdot z_m \cdot T_m \cdot L}}$	$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{Q_k^2 \cdot \Delta_g \cdot \lambda \cdot z_m \cdot T_m \cdot L}{(105,087 \cdot D_{\text{вн}}^{2,5})^2}}$	Q_k , млн. м ³ /сут.; P_1, P_2 , МПа; L , км; $D_{\text{вн}}$, м, λ (2.32), (2.35)
$Q_k = 0,326 \cdot 10^{-6} \cdot D_{\text{вн}}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_1^2 - P_2^2}{\Delta_g \cdot \lambda \cdot z_m \cdot T_m \cdot L}}$	$P_2 = \sqrt{P_1^2 - \frac{Q_k^2 \cdot \Delta_g \cdot \lambda \cdot z_m \cdot T_m \cdot L}{(0,326 \cdot 10^{-6} \cdot D_{\text{вн}}^{2,5})^2}}$	Q_k , млн. м ³ /сут.; P_1, P_2 , кгс/см ² ; L , км; $D_{\text{вн}}$, мм, λ (2.32), (2.35)