



ВАРИАНТЫ РАЗВИТИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ МОЛДОВЫ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА ПХГ

Постолатий В.М.¹, Берзан В.П.¹, Быкова Е.В.¹, Голуб И.В.¹, Суслов В.М.¹,
Алказ В.Г.², Слюсарь Б.С.², Федотова Э.О.³

¹Институт энергетики АН М, ²Институт геологии и сейсмологии АН М,

³ОАО «Газпром ВНИИГАЗ»

Аннотация. Рассмотрена структура основных газовых сетей Молдовы. Предложены варианты схемы магистральных газопроводов для осуществления закачки природного газа в предварительно выбранные места газовых подземных хранилищ и извлечения газа и транспорта его в основную систему газоснабжения Республики Молдова. Выполнены гидравлические расчеты газопроводов и определены требуемые их параметры для обеспечения заданных режимов использования подземных хранилищ газа.

Ключевые слова. Подземные хранилища природного газа, магистральные газопроводы, гидравлический расчет.

VARIANTS OF GAS NETWORKS DEVELOPMENT OF MOLDOVA NECESSARY FOR CONSTRUCTION OF UNDERGROUND GAS STORAGE

Postolaty V.¹, Berzan V.¹, Bykova E.¹, Golub I.¹, Suslov V.¹, Alkaz V.², Slusari B.², Fedotova E.³

¹Institute of Power Engineering of Academy of Sciences of Moldova,

²Institute of Geology and Seismology of Academy of Sciences of Moldova,

³«GazpromVNIIGAZ»

Abstract. The structure of the main gas network in Moldova is described in article. The variants of the scheme of gas mains for gas injection in a pre-selected locations of underground storage of gas and gas extraction and transport it to the main gas supply system of the Republic of Moldova. Hydraulic calculations are made to determine the required pipelines and their parameters to ensure the specified modes of use of underground gas storage facilities.

Keywords. Underground storage of natural gas, gas pipelines, hydraulic calculation.

VARIANTE DE DEZVOLTARE A REȚELELOR DE GAZE ALE MOLDOVEI NECESARE PENTRU DOTARE A DEPOZITELOR SUBTERANE DE GAZE

Postolati Vitali¹, Berzan Vladimir¹, Bicova Elena¹, Golub Irina¹, Suslov Victor¹, Alkaz Vasili², Slusari Boris², Fedotova Eleonora³

¹Institutul de Energetica al AȘM, ²Institutul de Geologie și Seismologie al AȘM,

³Oficiul schimbările climei, ⁴ "Gazprom VNIIGAZ"

Rezumat. A examinat structura rețelei principale de gaze Republicii Moldova. Se propune variante de schemă a conductelor de gaze magistrale pentru înmagazinarea gazelor naturale în rezervoare subterane de gaze naturale (RSGN) presupuse și exploatarea în sisteme de aprovizionarea de gaze Republicii Moldova. A fost calculați parametrii hidraulice a apeductelor pentru asigurarea regimurilor prestabilit pentru exploatarea RSG.

Cuvinte cheie. Deposit subteran de gaze, rețele magistrale de gaze, calcul hidraulic

ВВЕДЕНИЕ

В составе работ по обоснованию и выбору наиболее целесообразных вариантов создания подземных хранилищ газа (ПХГ) необходимо рассмотрение приемлемых схем газовых сетей, позволяющих осуществлять закачку газа в ПХГ и выдачу его из ПХГ в газоснабжающую сеть. При этом целесообразно максимально использовать существующие

магистральные и распределительные газопроводы, которые могут участвовать в технологическом процессе функционирования ПХГ.

С учетом предварительно выбранных мест для возможного расположения ПХГ в данной работе выполнены проработки возможных вариантов схем газовых сетей для обустройства ПХГ, проведены расчеты их пропускной способности, исходя из

рассматриваемых режимов работы ПХГ. Ниже изложены результаты этих разработок.

СТРУКТУРА ОСНОВНЫХ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ МОЛДОВЫ ПО СОСТОЯНИЮ НА НАЧАЛО 2011 Г.

Магистральные газовые сети, расположенные на территории Молдовы, включают в себя магистральные транзитные газопроводы давлением 75 и 55 кгс/см² и внутренние, общей протяженностью, по состоянию на начало 2011 года, 656,24 км, а также ответвительные газопроводы общей длиной 818,22 км.

Общая протяженность распределительных газовых сетей давлением ниже 12 кгс/см² составляет 19,5 тыс. км.

Схема основных магистральных газопроводов системы газоснабжения Молдовы, а также транзитных газопроводов приведена на рис.1. Более подробные данные о структуре газовых сетей приведены в таблице 1.

Рассматриваемые объекты возможных ПХГ расположены в Южной части Республики Молдова на территории между Кагулом и Вулканештами, Тараклией и Комратом. Вблизи этой территории проходят транзитные газопроводы высокого давления:

- АТИ (Ананьев – Тирасполь – Измаил) с диаметром трубы 1200 мм и давлением 75 кгс/см²;
- RI (Раздельная – Измаил) с трубой диаметром 800 мм и давлением 55 кгс/см²;

- ŞDCRI (Шебелинка – Днепропетровск – Кривой Рог – Измаил) с трубой диаметром 800 мм и давлением 55 кгс/см².

От газопровода ŞDCRI выполнены газопроводы-отводы – один на Тараклию трубой диаметром 150 мм, второй – трубой 250 мм на Вулканешты, Кагул и третий – на Комрат трубой 300 мм. Указанные трубопроводы-отводы задействованы через газораспределительные станции (ГРС) для газоснабжения потребителей, находящихся на указанной территории.

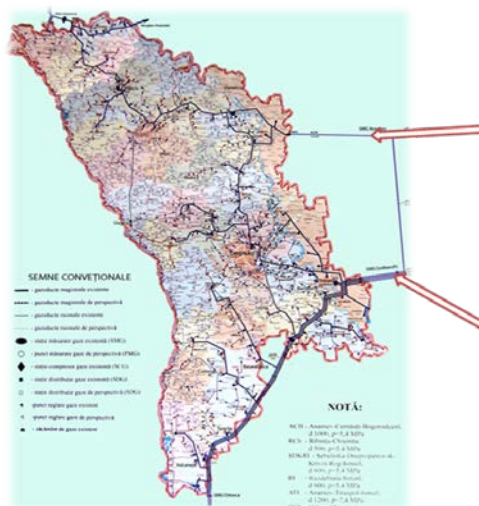


Рис.1. Газотранспортная система Республики Молдова

Таблица 1. Структура газовых сетей 2011 г. (по состоянию на 01.01.2011).

Segmentul		Diametrul conductei (mm) Диаметр трубопровода, мм	Lungimea conductei (km) Длина трубопровода, км	Presiunea (kg f/cm ²) Давление (кг ф/см ²)	Anul construcției Год строительства
Gazoductelor magistrale	магистральные трубопроводы		656,24		1966-2007
Ananiev – Tiraspol - Ismail	Ананьев – Тирасполь – Измаил	1220	62,91	75	1987
Sebelinca – Dnepropetrovsk – Krivoi Rog – Ismail	Шебелинка – Днепропетровск – Кривой Рог – Измаил	820	91,82	55	1974
Razdelinaia – Ismail	Раздельная – Измаил	820	92,24	55	1974
Ananiev – Cernăuți – Bogorodceni	Ананьев – Чернэуць – Богородчаны	1020	184,80	55	1987
Odesa – Chișinău	Одесса – Кишинев	530	44,00	55	1966
Rîbnița – Chișinău	Рыбница – Кишинев	530	91,10	55	1984
Olișcani – Saharna	Олишкань – Сахарна	530	26,70	55	1993
Tocuz – Căinari – Mereni	Токуз – Каинарь – Мерень	530	62,74		2007
Gazoductelor branșament			818,220		1966-2010
		Pînă la 200	302,555	55	
		Pînă la 300	331,930	55	
		Pînă la 400	176,940	55	
		Pînă la 530	6,795	55	
Rețelelor de distribuție a gazelor	Распределительные газовые сети		19502,590		1966-2010
		Pînă la 50	41,797	3,0-12,0	înlaltă
			1796,505	0,05-3,0	medie
			8273,956	Pînă la 0,05	joasă
		Pînă la 100	865,738	3,0-12,0	înlaltă
			1974,957	0,05-3,0	medie
			2502,228	Pînă la 0,05	joasă
		Pînă la 200	1874,649	3,0-12,0	înlaltă

			831,217	0,05-3,0	medie
			395,314	Pină la 0,05	joasă
		Pină la 400	433,966	3,0-12,0	întă
			270,328	0,05-3,0	medie
			88,667	Pină la 0,05	joasă
		Pină la 700	50,796	3,0-12,0	întă
			101,528	0,05-3,0	medie
			0,944	Pină la 0,05	joasă

Ситуационная карта расположения рассматриваемых объектов ПХГ по данным Института Геологии и Сейсмологии АНМ приведены на рис.2 .На данной карте указаны следующие объекты возможных ПХГ (всего 8):Киоселия (Киоселия А и Киоселия Б);Баурчи (Баурчи А и Баурчи Б); Алуату; Рошу; Катихана; Казаклия.

ВАРИАНТЫ ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ПХГ

Анализ существующих газовых магистральных и газовых распределительных сетей, примыкающих к рассматриваемым объектам ПХГ, свидетельствует о следующем. Для того, чтобы задействовать рассматриваемые потенциальные объекты ПХГ, необходимо строительство новых газовых сетей высокого давления (55-75 атм.).

Как видно из рис. 1 и 2, рассматриваемые ПХГ расположены относительно близко к следующим крупным населенным пунктам, которым уже подходят газопроводы-отходы высокого давления:

ПХГ Киоселия А и Киоселия Б расположены практически в равной удаленности от городов Тараклия и Чадыр-Лунга;

ПХГ Баурчи А и Баурчи Б – также почти в равной удаленности от г.г. Тараклия и Чадыр-Лунга;

ПХГ Алуату – вблизи г. Тараклия;

ПХГ Рошу – вблизи г. Кагул;

ПХГ Котихана – также вблизи г. Кагул;

ПХГ Казаклия – вблизи г. Тараклия.

Данный анализ показывает, что возможные расположения новых газопроводов-отводов высокого давления должны использовать существующие трассы, а именно:

1-ая трасса: от Тараклии до ПХГ Алуату, Казаклия, Баурчи А, Баурчи Б, Киоселия А и Киоселия А и Киоселия;

2-ая трасса: от г. Кагула до ПХГ Котихана и Рошу (рис.3).

Протяженность каждого из указанных газопроводов отводов от магистральных газовых трубопроводов может составлять 40-50 км. Более точные протяженности газопроводов-отводов могут быть определены на стадии проектирования.

Выбор конкретных мест подключения газопроводов-отводов от магистральных газопроводов также будет определиться на стадии разработок ТЭО и проектирования.

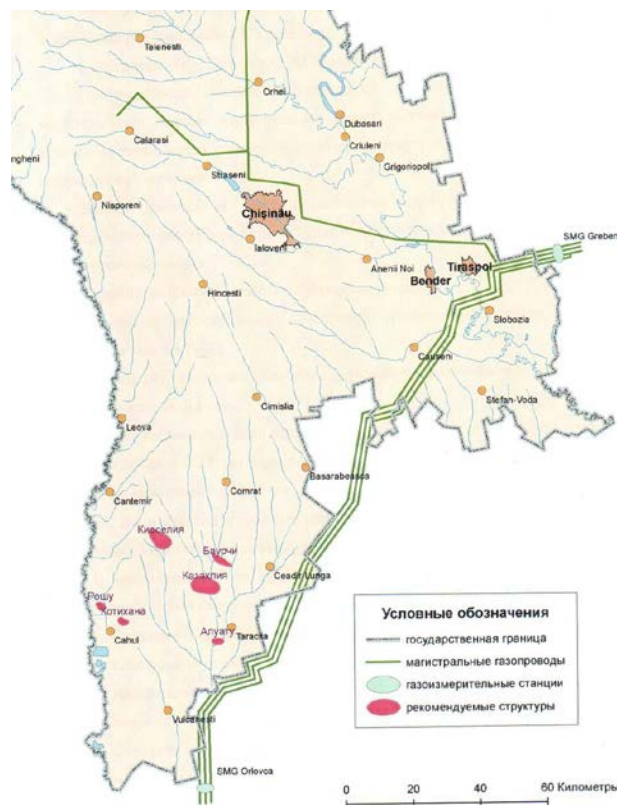


Рис.2. Ситуационная карта расположения рассматриваемых объектов ПХГ

Принципиальными являются следующие вопросы:

- к какому магистральному газопроводу следует подсоединить трубу для закачки газа в в ПХГ;
- по какому газопроводу наиболее целесообразно было бы извлекать газ из ПХГ и поставлять в сеть.

Так как на данной стадии еще нет конкретных решений по выбору того или иного объекта ПХГ (из 8-ми рассматриваемых), его реального объема и уточнения режимной роли как в системе газоснабжения Республики Молдова, так и участия в транзите газа, то задача сводится к рассмотрению приемлемых вариантов возможных технических решений.

В настоящей работе предлагается для дальнейшего рассмотрения принять следующую схему создания и подключения новых газопроводов.

1.Создание для закачки газа в ПХГ и для извлечения газа из ПХГ газопровода-отвода, состоящего из двух газовых труб, прокладываемых по 1-ой трассе: от транзитных газопроводов в сторону г. Кагул и далее до ПХГ Котихана и Рошу;

2.Создание газопровода-отвода, идущего по трассе 2 – от магистральных транзитных газопроводов в сторону Тараклии и далее до наиболее удаленных ПХГ Киоселия А и Киоселия Б.

3. Возможен 3-ий вариант создания одного двухтрубного или одноструйного газопровода-отвода, идущего по самостоятельной трассе от точки подключения к магистральным транзитным газопроводам в ПХГ, например, Киоселия А и Киоселия Б с выполнением соответствующих отпаяк к промежуточным ПХГ.

4. В точках подключения к транзитным магистральным газопроводам на газопроводах-отводах должны быть предусмотрены газоизмерительные станции. Врезка и подключение газопровода, по которому должна осуществляться закачка газа в ПХГ (и извлечение газа из ПХГ), должно быть предусмотрено в первую очередь от двух магистральных транзитных газопроводов $\$DCRI$ и RI , в которых рабочее давление газа составляет 55 кгс/см^2 , с возможностью переключения поочередно на работу от одного из них. Что касается о возможности подключения газопровода для закачки газа в ПХГ (и извлечение газа из ПХГ) к транзитному магистральному трубопроводу ATI , в котором поддерживается давление газа 75 кгс/см^2 , то этот вопрос должен быть решен с учетом использования ПХГ в схеме транзита газа, осуществляемого по данному газопроводу.

5. Возможен вариант использования в качестве газопровода для выдачи и транспорта газа из ПХГ существующего магистрального газопровода $\$DCRI$. Для этого газопровод от ПХГ должен быть врезан в указанный магистральный газопровод в точке примыкания, расположенной, например, вблизи г. Тараклия. Соответственно режим работы указанного газопровода ($\$DCRI$) должен быть согласован с основными транзитными функциями. Технически это вполне возможно. В этом случае использование природного газа для газоснабжения Республики Молдова от ПХГ будет осуществляться по существующей схеме через узел Токуз, где установлена газоизмерительная станция.

6. Для осуществления выдачи природного газа из ПХГ в систему газоснабжения Республики Молдова расходный газопровод от ПХГ может быть выполнен в виде дополнительного самостоятельного газопровода, проложенного по той же трассе, что и газопровод для закачки газа, и далее идущий ориентировочно от Тараклии до узла Токуз, вдоль трассы существующих магистральных транзитных газопроводов, с врезкой в газопровод Токуз –

Мерены. Сооружение дополнительного газопровода от пункта Тараклии до узла Токуз протяженностью порядка 100 км потребует дополнительных капитальных вложений, хотя и является в режимном плане наиболее приемлемым. Для выбора и обоснования данного варианта оказалось необходимым выполнение гидравлического расчета с целью определения диаметра трубы газопровода от узла Тараклия до узла Токуз для возможного осуществления выдачи газа из ПХГ с учетом максимального необходимого суточного расхода, величина которого, по предварительным расчетам, может составлять 12,2 млн м^3 в сутки, исходя из потребностей и режимов газоснабжающей сети РМ.

Гидравлический расчет наружных газопроводов ПХГ

Основными целями гидравлического расчета являются: определение пропускной способности трубопровода (расхода газа) при заданных величинах - начального давления газа, потерь давления, длины газопровода и диаметра трубы; определение диаметра трубы при заданных значениях длины газопровода и расходе газа.

Для решения указанных задач могут быть использованы методики изложенные в [1, 2].

Однако, учитывая необходимость выполнения большого количества различных вариантных гидравлических расчетов, возникла необходимость разработки специальной расчетной программы, удобной для таких расчетов. В Институте энергетики АНМ была разработана соответствующая программа [3]. Описание алгоритма данной программы приведено в Приложении.

В расчетах приняты для всех вариантов газопроводов одинаковыми следующие исходные данные:

- средняя наружная температура газопровода ($+15^\circ\text{C}$);
- плотность воздуха (при 0°C) и нормальном давлении – $1,292 \text{ кг/м}^3$;
- атмосферное давление – $1,033 \text{ кгс/см}^2$;
- относительная плотность газа – 0,6.

Эти исходные данные также могут изменяться в соответствии с другими условиями.

Серия расчетов дала возможность получить результаты, которые приведены в таблице 2.

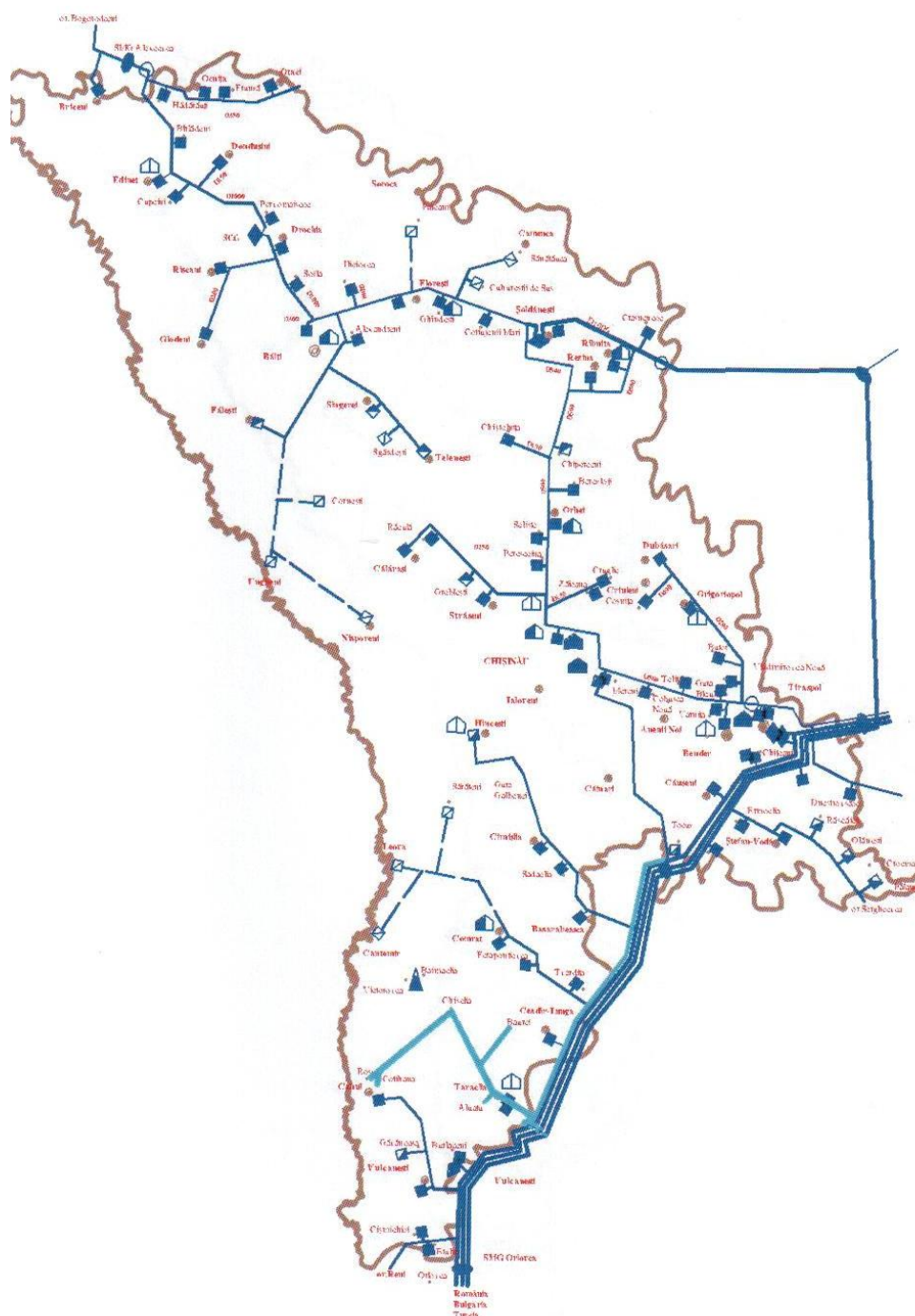


Рис.3 Возможные варианты схем газопроводов для выдачи и транспорта газа из ПХГ.

Таблица 2. Пропускная способность газопровода (давление на входе 55 кг/см^2 и при заданном проценте потерь напора 30%) и при изменении его длины и диаметра (млн $\text{м}^3/\text{сутки}$).

Диаметр трубы, мм	Длина газопровода, км			
	25	50	75	100
250	1,76/1,74	1,24/1,23	1,01/1	0,88/0,87
300	2,82/2,8	1,99/1,98	1,63/1,6	1,41/1,4
400	5,94/5,9	4,4/4,2	3,43/3,4	2,97/2,96
500	10,6/10,6	5,5/7,5	4,12/6,1	5,3/5,3
600	17/17	12/12	9,8/9,8	8,5/8,5
800	35,8/35,9	25,3/25,4	20,7/20,7	17,9/17,9
1000	63,7/64	45/45,3	36,8/37	31,9/32
1200	102/103	72,8/72,8	58,9/59,4	51/51,5

В числителе приведены расчетные данные по методике [3] при условии идеальности газа и принятом чисто турбулентном режиме течения. В знаменателе приведены результаты расчетов, полученные по формулам, приведенным в [2].

Как видно из приведенных данных, полученных как по одной, так и по другой методике, для сооружения газопровода для закачки газа в наиболее отдаленное ПХГ, отстоящее от магистральных транзитных газопроводов на расстоянии 50 км, при принятых расчетных условиях с максимальной суточной закачкой газа в объеме 12,2 млн. м³/сутки может быть использована стальная труба диаметром 600 мм. В качестве трубы для извлечения природного газа из ПХГ на 1-ом участке от ПХГ до трассы транзитных газопроводов также должна быть принята стальная труба диаметром 600 мм. На втором участке газопровода до газового узла Токуз должна быть принята стальная труба диаметром 800 мм.

Приведенные результаты расчетов показывают, что существующий транзитный газопровод §DCRI, выполненный в виде трубы диаметром 800 мм, вполне подходит для использования в сети выдачи газа из ПХГ в газовую сеть Республики Молдова.

Данный вариант следует считать в качестве основного (базового).

Итак, система закачки природного газа из транзитных газопроводов в ПХГ, так и извлечение газа из ПХГ и подача его в газовую сеть Молдовы может быть осуществлена с помощью газопроводов с диаметром труб 800 мм.

Применение труб меньших диаметров, указанных в таблице 2, может оказаться целесообразным для подвода газовых сетей к отдельным ПХГ, в соответствии с их полезными объемами.

ВЫВОДЫ

1. Система закачки природного газа из транзитных газопроводов в ПХГ и его извлечение из ПХГ и подача в газовую сеть Молдовы может быть осуществлена с помощью газопроводов с диаметром труб 800 мм. Применение труб меньших диаметров, указанных в таблице 2, может оказаться целесообразным для подвода газовых сетей к отдельным ПХГ, в соответствии с их полезными объемами.

2. Приведенные результаты расчетов показывают, что существующий транзитный газопровод §DCRI, выполненный в виде трубы диаметром 800 мм, вполне подходит для использования его в сети выдачи газа из ПХГ в газовую сеть Республики Молдова. Данный вариант следует считать в качестве основного (базового).

ЛИТЕРАТУРА

- [1]. Зарицкий П.И. Справочник: *Использование и распределение газа*. – Ch.: „Tipogr. Reclama” SA, 2008, -140 p.
- [2]. Деточенко А.В., Михеев А.Л., Волков М.М. *Спутник газовика*. М. Недра, 1978, 311 с.

3. В.М. Суслов. Программа расчета пропускной способности газопровода. ИЭ АНМ, Кишинев, 2011.

Сведения об авторах

Постолатий В.М., гл.н.с., академик, доктор хабилитат технических наук. Область научных интересов: энергетические системы, проблемы передачи энергии, режимы энергетических систем, переходные электромеханические процессы, электрические станции, теплоэнергетика, экономика энергетики, вопросы управления энергетическим комплексом.

Берзан В.П. директор Института Энергетики АНМ, доктор хабилитат технических наук, специалист в области электроэнергетики, электрических машин и аппаратов, управления энергетическим комплексом, составлении прогнозов и планирования развития энергетического сектора.

Быкова Е.В., вед. н.с., доктор технических наук. Профессиональные интересы находятся в области исследования и анализа общих проблем энергетики, методологии расчета и мониторинга индикаторов энергетической безопасности страны (региона); в области применения современных технологий производства электрической и тепловой энергии.

И.В. Голуб, н.с. Института энергетики АН М, область научных интересов- режимы энергетических систем, моделирование расчетных схем

В.М. Суслов, н.с. Института энергетики АН М, область научных интересов- режимы энергетических систем, газоснабжение, гидравлические расчеты

Алказ В.Г. Директор Института Геологии и Сейсмологии АНМ, доктор хабилитат, специалист в геофизике, сейсмологии инженерной сейсмологии, а также оценке рисков от опасных геологических процессов.

Слюсарь Б.С. ведущий научный сотрудник Института Геологии и Сейсмологии АНМ, доктор геологии, специалист в общей геологии.

Федотова Э.О., ОАО «Газпром ВНИИГАЗ», заведующая сектором, специалист в проектировании подземных газовых хранилищ и технико-экономических расчетов.

Приложение

Алгоритм расчета пропускной способности газопровода.

1. Исходные данные:

- 1) Диаметр трубопровода, мм (D);
- 2) Длина трубопровода, км (L);
- 3) Атмосферное давление (1,033 кг/см²);
- 4) Расчетная температура = 15°;
- 5) Плотность воздуха ρ(при 0° и нормальном атмосферном давлении) 1,292кг/см² ;
- 6) Коэффициент эквивалентной шероховатости трубопровода (0,03 мм) для стального трубопровода, k_e ;
- 7) Давление газа на подаче (55атм);
- 8) Относительная плотность газа(по воздуху) δ=0,6;

Пропускная способность газопровода выражается следующей формулой:

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{\frac{2gDH_v H}{\rho \delta}} \frac{dH}{dL} \cdot \frac{1}{\sqrt{\lambda}}, (П-1)$$

где g=9,8 м/сек²– ускорение свободного падения;
H_v – атмосферное давление, кг/м²;

D – диаметр трубопровода, м;
 ρ – плотность воздуха (приведенная к расчетной температуре=15°);
 H – давление в трубопроводе, атм;
 L – длина трубопровода, м;
 δ – относительная плотность газа;
 λ – коэффициент гидравлического сопротивления.

Разделяя переменные H и L и произведя интегрирование, можно получить следующее выражение пропускной способности газопровода:

$$Q = \frac{\pi D^2}{4} \sqrt{\frac{gDH_v(H_n^2 - H_k^2)}{\rho\delta L}} \cdot 2 \lg\left(\frac{3,7D}{k_e}\right) \quad (\text{П-2})$$

Здесь Q – расход в м/сек.

Величина $\frac{1}{\sqrt{\lambda}}$ определяется из следующего

выражения: $\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg\left(\frac{k_e}{3,7D}\right)$