

УДК 622.692.4

**В.А. Сулейманов, Е.А. Караванова**

## Рекомендации по проведению термогидравлических расчетов протяженных морских газопроводов

**Ключевые слова:**

коэффициент гидравлического сопротивления, модель Ove Bratland, плотность природного газа, термическое уравнение состояния, гидравлическая эффективность, шероховатость внутренней поверхности труб.

**Keywords:**

flow resistance factor, Ove Bratland model, natural gas density, thermal equation of state, flow efficiency, pipe inner surface roughness.

В настоящее время назрела необходимость в разработке рекомендаций по выбору комбинации расчетных зависимостей и гидравлических параметров транспортировки газа по протяженным морским газопроводам для избыточного рабочего давления свыше 15 МПа, которые в дальнейшем могут быть использованы в нормах технологического проектирования.

**Коэффициент гидравлического сопротивления**

Потери на трение на участке газопровода длиной  $L$  при транспортировке газа в инженерной практике определяются по формуле (1), которая является одной из двух основных формул гидравлики:

$$(\Delta P)_{mp} = -\lambda \frac{\rho \bar{u}^2}{2d} L, \quad (1)$$

где  $(\Delta P)_{mp}$  – потери давления на трение;  $\rho$  – плотность газа, кг/м<sup>3</sup>;  $\bar{u}$  – средняя по сечению скорость течения газового потока, м/с;  $d$  – внутренний диаметр газопровода, мм;  $L$  – длина участка газопровода, км;  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления.

На сегодняшний день известно множество формульных соотношений для расчета  $\lambda$  в зависимости от критерия Рейнольдса, внутреннего диаметра и геометрической шероховатости внутренней поверхности труб (см., например [1]). В наиболее известных лицензионных программных комплексах для расчетов коэффициента гидравлического сопротивления при исследовании параметров транспортировки газа используются формулы Хааланда, Мууди и Американской газовой ассоциации (AGA).

Формула Хааланда [2]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -\frac{1,8}{n} \lg \left[ \left( \frac{6,9}{\text{Re}} \right)^n + \left( \frac{k}{3,75d} \right)^{1,11-n} \right], \quad (2)$$

где  $n$  – показатель турбулентности;  $\text{Re}$  – число Рейнольдса;  $k$  – шероховатость трубы.

Аппроксимация Мууди:

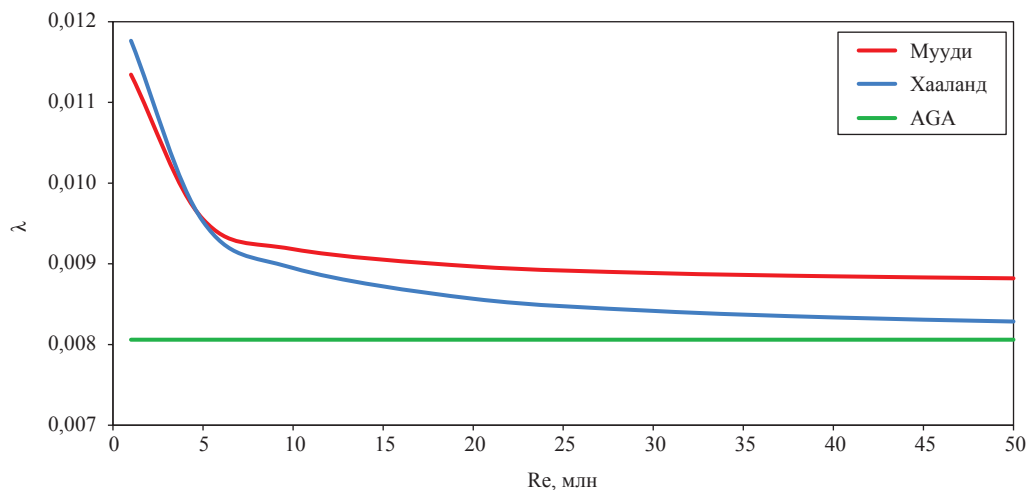
$$\lambda = 0,0055 \left[ 1 + \left( 2 \cdot 10^4 \frac{k}{d} + \frac{10^6}{\text{Re}} \right)^{1/3} \right]. \quad (3)$$

Формула, рекомендуемая AGA:

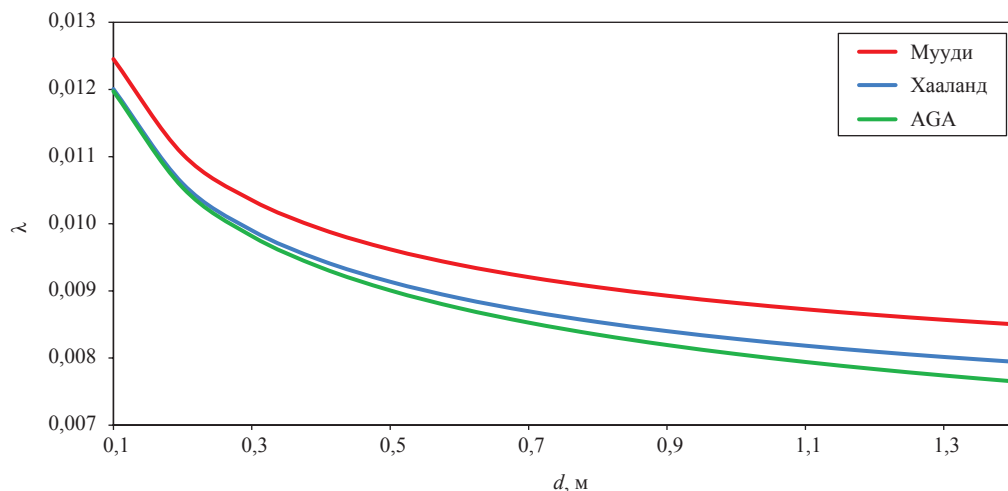
$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[ \frac{k}{3,71d} \right]. \quad (4)$$

Для иллюстрации порядка величин коэффициента гидравлического сопротивления, характерных для современных газопроводов большого диаметра, на рис. 1–3 представлены значения  $\lambda$  при  $d = 1$  м,  $k = 10$  мкм,  $\text{Re} = 50$  млн,  $n = 1$ , полученные по формулам (2), (3) и (4).

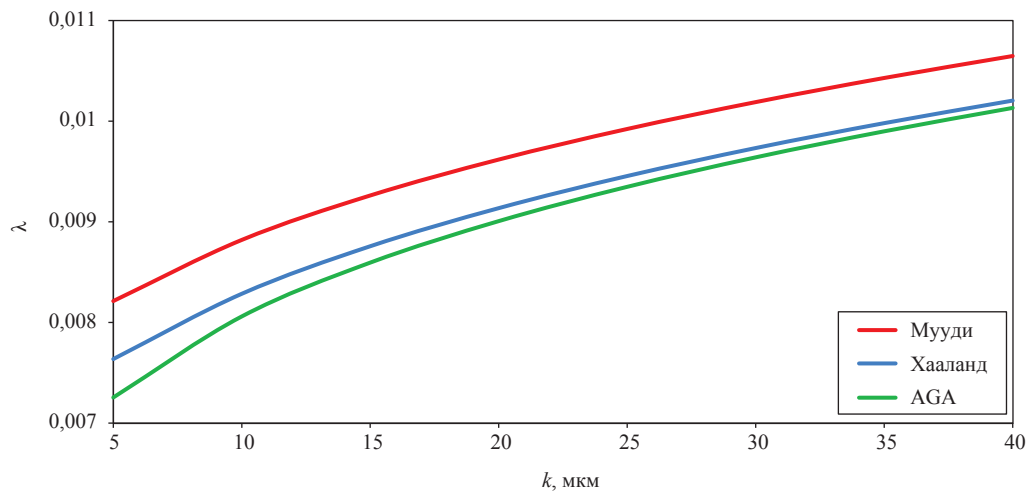
Исходя из представленных результатов расчетов можно сделать вывод о том, что наибольшие и наименьшие значения  $\lambda$  получаются по зависимостям Мууди и AGA соответственно, а значения по формуле Хааланда занимают промежуточное положение.



**Рис. 1. Значения коэффициента гидравлического сопротивления при различных значениях  $Re$**



**Рис. 2. Значения коэффициента гидравлического сопротивления при различных значениях внутреннего диаметра трубопровода**



**Рис. 3. Значения коэффициента гидравлического сопротивления при различных значениях шероховатости**

Формула AGA (4) получена непосредственно из формулы Коулбрука–Уайта [3] в предположении, что  $Re$  принимает бесконечно большое значение. Этот режим течения именуется в трубопроводной гидравлике либо как «квадратичный режим», либо как «режим течения с полностью развитой турбулентностью», и характеризуется минимальными потерями на трение при заданном числе Рейнольдса.

На рис. 4 представлена диаграмма значений коэффициента гидравлического сопротивления, полученная норвежским специалистом О. Братландом на основе чисто турбулентной

модели течения газового потока по трубе [4]. Модель достаточно сложная, содержит семь коэффициентов, которые не всегда носят физический характер. Можно ожидать, что расчеты гидравлики по этой диаграмме не будут отличаться высокой точностью.

Однако нельзя не заметить, что значения коэффициента гидравлического сопротивления, полученные в рамках этой турбулентной модели, существенно ниже значений, которые были основаны на исследованиях Прандтля и Кармана движения флюида в пограничном слое и на экспериментах Никурадзе.

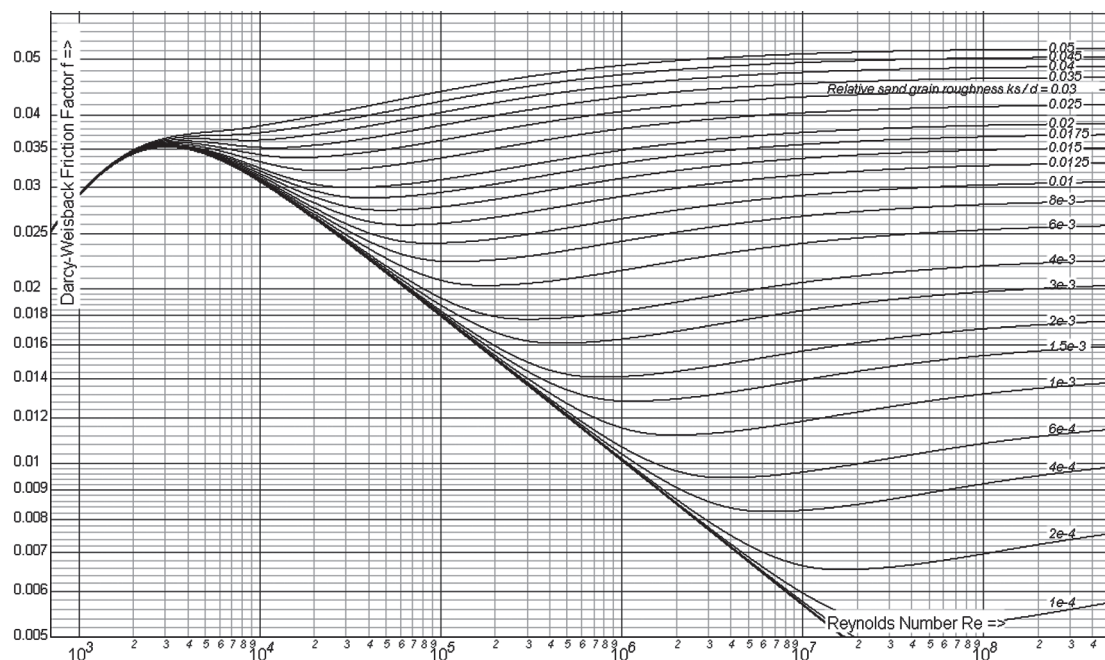


Рис. 4. Диаграмма значений коэффициента гидравлического сопротивления

### Плотность природного газа

В настоящей статье проводится сравнение современных экспериментальных данных по плотности легких углеводородных газовых систем с расчетными значениями их плотности, полученными с помощью кубических уравнений, уравнения соответственных состояний и уравнения, рекомендуемого СТО Газпром НТП МГ (2006). В качестве стандартных кубических уравнений общеприняты уравнения API – Сова–Редлиха–Квонга (SRK) и Пенга–Робинсона (PR). Типичным примером уравнения соответственных состояний является уравнение Ли–Кеслера, особенно в том виде, к которому его приводят путем использования правил усреднения свойств Флоккера (Ли–Кеслер–Флоккер) [5].

При низких плотностях отклонения от реальности очень малы, при высоких плотностях

отклонения от реальности больше. Таким образом получаются завышенные результаты вычисления. На рис. 5–9 приводятся результаты сравнения расчетов по различным уравнениям состояния нескольких составов газовых смесей. Состав 4 будет использоваться в дальнейших расчетах.

В табл. 1 приведены максимальные отклонения расчетных значений коэффициента сжимаемости от данных экспериментов.

Поскольку гидравлические потери на трение при всех прочих равных условиях обратно пропорциональны плотности транспортируемого природного газа, то наибольшие расчетные потери на трение будут получаться при использовании в качестве уравнений состояния уравнений SRK.

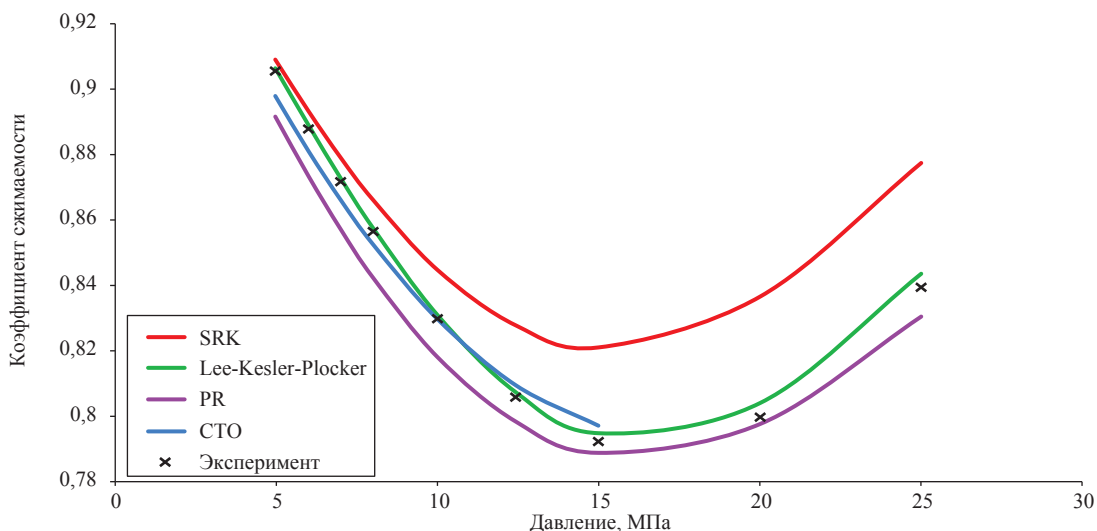


Рис. 5. Зависимость коэффициентов сжимаемости газа от давления, состав 1 (метан – 95,039 %, этан – 3,961 %, пропан – 1 % [6])

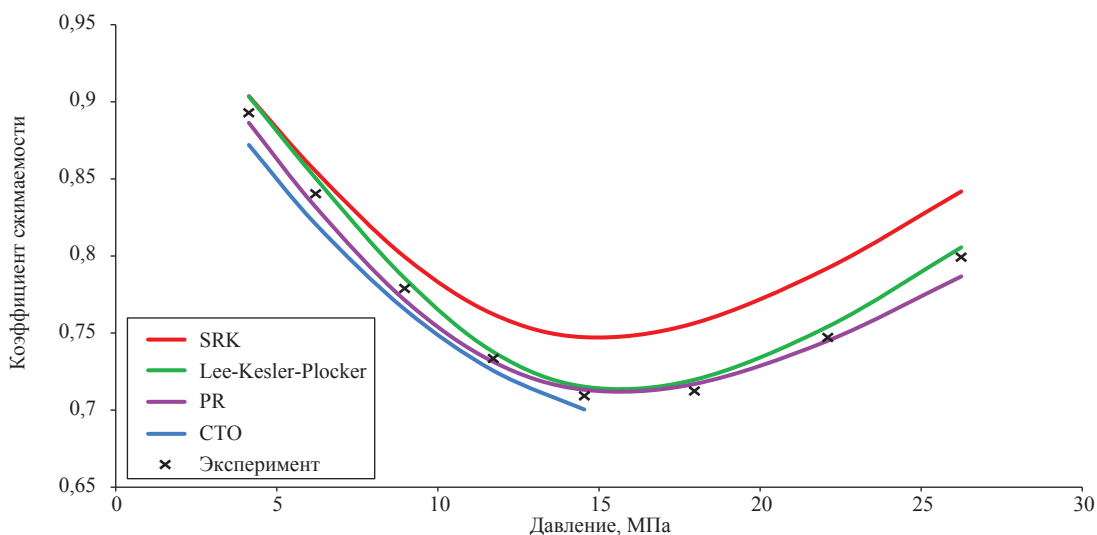


Рис. 6. Зависимость коэффициентов сжимаемости газа от давления, состав 2 (метан – 90,174 %, углекислый газ – 9,826 % [7])

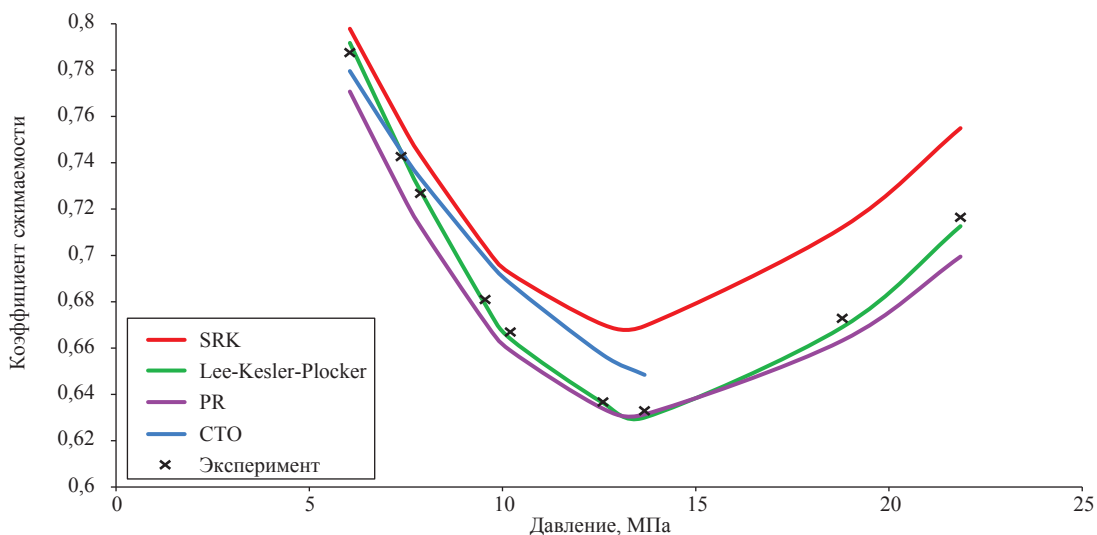


Рис. 7. Зависимость коэффициентов сжимаемости газа от давления, состав 3 (метан – 62,65 %, этан – 25,26 %, азот – 12,09 % [8])

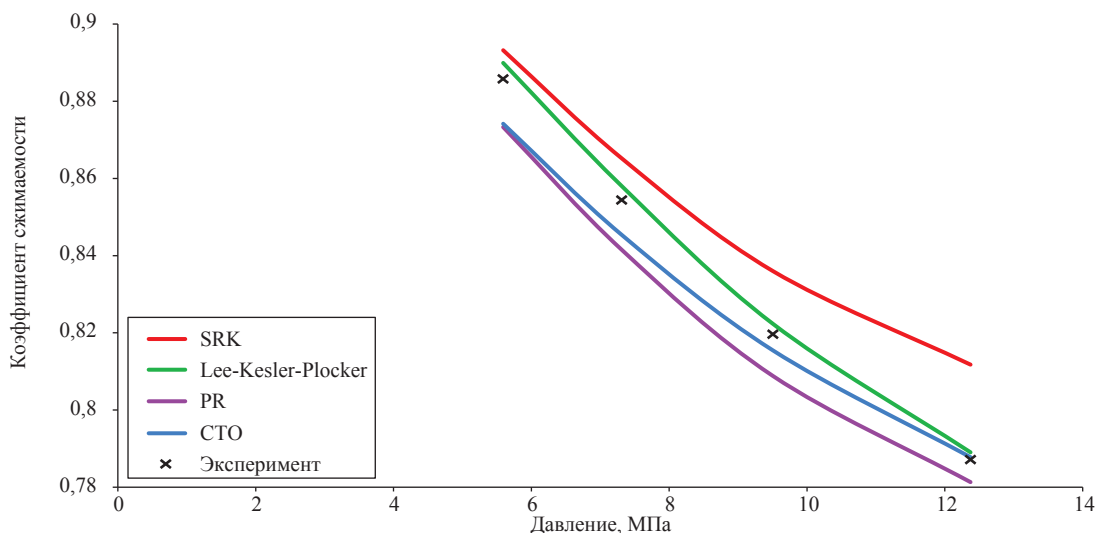


Рис. 8. Зависимость коэффициентов сжимаемости газа от давления, состав 4 (метан – 88,3 %, этан – 6,12 %, пропан – 1 %, *n*-бутан – 0,99 %, азот – 2,69 %, углекислый газ – 0,94 % [9])

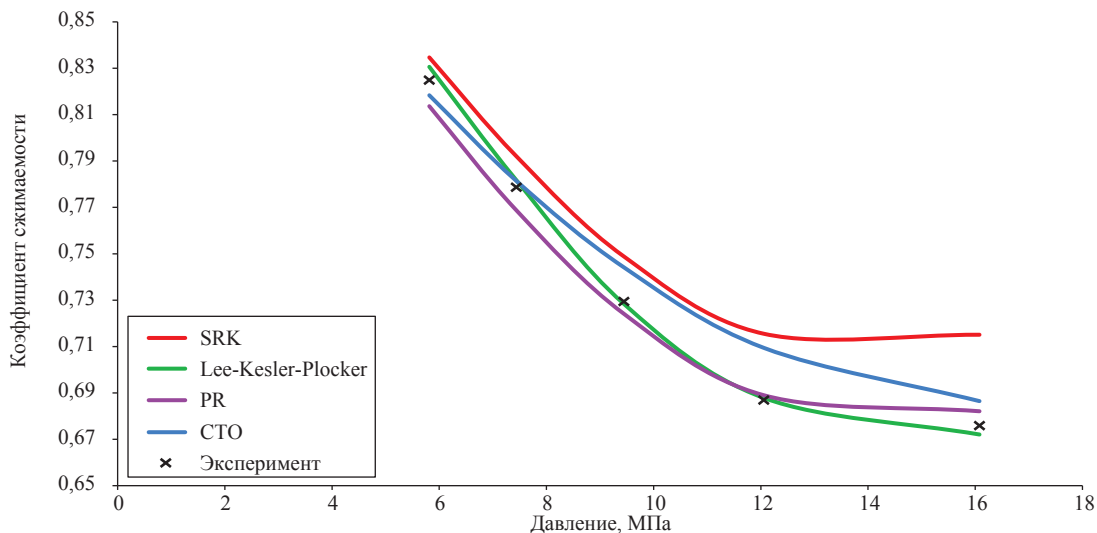


Рис. 9. Зависимость коэффициентов сжимаемости газа от давления, состав 5 (метан – 80,078 %, этан – 11,641 %, пропан – 6,53 %, бутан – 1,75 % [9])

### Теплогидравлический расчет морского газопровода

Анализ гидравлических режимов эксплуатации газопроводов проводился на примере модельного газопровода, основные параметры которого близки к параметрам действующего норвежского газопровода от морского месторождения Осгард до г. Карштё.

Годовая производительность одностороннего газопровода принимается равной 22,2 млрд м<sup>3</sup>. Для величины коэффициента эксплуатационной готовности газопровода, используемого иностранными компаниями, который по своей функции аналогичен коэффициенту использования пропускной способности из СТО Газпром

НТП МГ (2006), было выбрано значение 0,87, равное средней величине коэффициента эксплуатационной готовности для газопроводов Северного моря. При таком выборе коэффициента точная пропускная способность модельного газопровода должна быть не менее 70 млн м<sup>3</sup> газа.

Основные параметры модельного газопровода: протяженность – 745 км; профиль трассы характеризуется сложным рельефом со значительными перепадами отметок морского дна, максимальная глубина моря вдоль трассы – 300 м; внешний диаметр – 1,07 м; гидравлическая эффективность – 100 %.

Таблица 1

**Максимальные отклонения расчетных значений коэффициента сжимаемости  
от данных экспериментов, %**

T, °C	P, МПа	Уравнения состояния			
		SRK	PR	Ли–Кеслера–Плоккера	СТО
Состав 1					
27	4,96	4,6	-1,7	0,5	-0,8
	6,00				
	7,00				
	20,02				
	25,01				
Состав 2					
2	4,13	6,2	-1,6	1,2	2,3
	6,21				
	17,96				
	26,24				
Состав 3					
2	12,60	5,8	-2,4	-0,6	3,2
	13,67				
	18,79				
	21,85				
Состав 4					
25	5,59	2,2	-1,5	0,5	-1,3
	7,31				
	12,37				
Состав 5					
25	5,81	5,8	-1,4	0,7	3,3
	12,06				
	16,08				

В табл. 2 приведены значения потерь давления для различных уравнений состояния. Расчеты выполнены в ПК OLGA и PIPEPHASE.

В табл. 3 приведены значения потерь давления для различных расчетных методик при использовании уравнения состояния SRK.

Таблица 2

**Потери давления для различных уравнений состояния**

Программный комплекс	Уравнение состояния	Конечное давление, МПа		
		5	10	15
PIPEPHASE	PR	13,56	10,50	8,67
	Ли–Кеслера–Плоккера	13,76	10,67	8,84
	SRK	14,05	11,00	9,16
OLGA	PR	13,85	10,88	9,10
	SRK	13,95	10,95	9,13

Таблица 3

**Потери давления для различных расчетных методик**

Программный комплекс	Расчетная методика	Конечное давление, МПа		
		5	10	15
PIPEPHASE	Мууди	14,05	11,00	9,16
	AGA	13,70	10,64	8,78
OLGA	Хааланд	13,95	10,95	9,13

### Выбор значений шероховатости внутренней поверхности труб

В настоящее время в литературе, посвященной трубопроводной гидравлике газовых потоков, все чаще проводят разницу между гидравлической и геометрической шероховатостями.

Геометрическая шероховатость – это фактическая шероховатость заводских труб с внутренним гладкостным покрытием. На современных заводах достигнутый уровень шероховатости гладкостных труб составляет  $5 \pm 2$  мкм. На повестке дня трубопроводных компаний – достижение микронного уровня величины внутреннего гладкостного покрытия.

Гидравлическая шероховатость – это расчетное значение шероховатости, полученное в результате обработки данных по гидравлическим потерям на действующих трубопроводах с помощью выбранной методики расчета коэффициента гидравлического сопротивления.

Сравнение значений таким образом определенных шероховатостей, как правило, приводит к выводу о том, что значение геометрической шероховатости превышает значение расчетной гидравлической шероховатости. Так, в работе норвежских исследователей Слетфьердинга и Гудмундссона [11] на осно-

ве сравнения результатов расчетного моделирования и промышленных исследований гидравлики на пяти морских газопроводах с внутренним эпоксидным покрытием компании Statoil показано, что среднее значение гидравлической шероховатости этих труб при использовании уравнения Коулбрука–Уайта составляет 2,0 мкм, что явно меньше геометрической шероховатости.

Наш опыт обработки данных по потерям давления в двухниточном газопроводе «Голубой поток» показывает, что для адаптации полученных режимных параметров необходимо принимать гидравлическую шероховатость на уровне 1 мкм при использовании аппроксимации Мууди.

Мы рекомендуем при проведении гидравлических расчетов режимных параметров протяженных газопроводов в качестве величины шероховатости использовать либо значение шероховатости, декларируемое производителем труб, либо значение из интервала  $3 \div 7$  мкм.

В табл. 4 приведен анализ чувствительности гидравлических потерь к различным значениям шероховатости труб – 20, 10, 7 и 3 мкм.

Таблица 4

#### Анализ чувствительности к шероховатости труб

Исходные данные	Геометрическая шероховатость труб, мкм			
	20	10	7	3
Мууди SRK Гидравлическая эффективность – 95 % $P_g = 10$ МПа	13,14	12,26	11,88	11,20

### Влияние гидравлической эффективности газопровода

В программе PIPESIM величина гидравлической эффективности работы газопровода используется при проведении гидравлических расчетов через так называемый коэффициент трения  $k$ :

$$k = \frac{1}{\left(\frac{E}{100}\right)^2}. \quad (5)$$

При использовании трех значений гидравлической эффективности 100, 95 и 92 % были получены следующие выводы по значению давления на входе в газопровод: при максимальной загрузке газопровода использование труб с уменьшенной на 5 % гидравлической эффек-

тивностью привело бы к увеличению расчетного входного давления на 0,91 МПа, а с уменьшенной на 8 % – к увеличению на 1,53 МПа. Исходя из анализа проведенных расчетов и данных натурных измерений величины гидравлической эффективности на нескольких морских газопроводах можно рекомендовать величину гидравлической эффективности работы газопровода на уровне 95 %, которая в работе [10] на основе фактических данных по гидравлическим режимам работы действующих газопроводов оценена как минимальная.

Таким образом, на основании проведенных расчетных исследований ООО «Газпром ВНИИГАЗ» рекомендует следующую расчет-

ную комбинацию: гидравлическая методика Мууди; уравнение состояния Соава–Редлика–Квонга; 3÷7-микронная шероховатость внутренней поверхности труб; 95%-ная гидравлическая эффективность работы газопровода.

Рассчитанные таким образом гидравлические потери давления будут достаточно консервативными, и можно ожидать, что реальные фактические потери давления в газопроводе будут меньше рассчитанных потерь.

### Список литературы

1. Liang-biao Q. Steady-state gas flow in pipes / Q. Liang-biao, A. Khalid // *J. Petroleum Science and Engineering*. – 1996. – 14. – P. 137–158.
2. Haaland S. Simple and explicit formulas for the friction factor in turbulent pipe flow / S. Haaland // *J. Fluids Engineering*. – 1983. – V. 105. – P. 89–90.
3. Сулейманов В.А. Особенности газовой гидравлики в трубопроводах с гладкостным покрытием / В.А. Сулейманов // *Трубопроводный транспорт (теория и практика)*. – 2010. – № 1 (17). – С. 24–27.
4. Bratland O. Single-phase Flow Assurance / O. Bratland. – 2009.
5. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии / С. Уэйлес. – М.: Мир, 1989. – 304 с.
6. Cristancho D.E. Accurate P-ρ-T Data and Phase Boundary Determination for a Synthetic Residual Natural Gas Mixture / D.E. Cristancho, I.D. Mantilla, L.A. Coy et. al // *J. Chem. and Eng. Data*. – 2011. – V. 56. – P. 826–832.
7. Hwang Ch. Densities of Carbon Dioxide + Methane Mixtures from 225 K to 350 K at Pressures up to 35 MPa / Ch. Hwang, G.A. Iglesias-Silva, J.C. Holste // *J. Chem. and Eng. Data*. – 1997. – V. 42. – P. 897–899.
8. Staby A. Measurement of the Volumetric Properties of a Nitrogen-Methane-Ethane Mixture at 275, 310 and 345 K at Pressures to 60 MPa / A. Staby, J.M. Mollerup // *J. Chem. and Eng. Data*. – 1991. – V. 36. – P. 89–91.
9. Biswas S.N. Compressibility Isotherms of Simulated Natural Gases / S.N. Biswas, S.A.R.C. Bominaar, J.A. Schouten et. al // *J. Chem. and Eng. Data*. – 1990. – V. 35. – P. 35–38.
10. Лиисберг-Ларсен Л. Преимущества использования гладкостных покрытий на газопроводах / Л. Лиисберг-Ларсен, М.Б. Олсен // *Нефтегаз*. – 2000. – № 3. – С. 77–82.
11. Sletfjerding E. Flow Experiments with High Pressure Natural Gas in Coated and Plain Pipes / E. Sletfjerding, J.S. Gudmundsson, K. Sjoen // *PSIG 30<sup>th</sup> Annual Meeting*. – Denver, Colorado, October 28–30, 1998. – 14 p.