

УДК 622.279:532.5

О влиянии молекулярной вязкости на трубную гидравлику природных газов

В.А. Сулейманов

ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Российская Федерация, 142717, Московская обл., Ленинский р-н, с.п. Развилковское, пос. Развилка, Проектируемый пр-д № 5537, вл. 15, стр. 1
E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Проведено обобщение известной корреляционной зависимости динамической вязкости природных газов от плотности, температуры и молярной массы на область низких, близких к нулевым, значений температуры, характерных для условий магистрального подводного транспорта газа. Показано количественно, сколь малое влияние оказывает точность определения динамической вязкости транспортируемого природного газа на гидравлические параметры современных магистральных газопроводов.

Ключевые слова:

трубопровод, гидравлика, природные газы, молекулярная вязкость.

Вязкость является характеристикой молекулярного переноса импульса между соседними слоями газа. В газах при небольших давлениях, когда молекулы пролетают значительное расстояние, прежде чем столкнуться друг с другом, импульс переносится главным образом в результате свободного перемещения молекул. При уплотнении газа свой вклад в молекулярную вязкость начинают вносить силы межмолекулярного взаимодействия.

Динамическая (молекулярная) вязкость газа играет большую роль при формировании режима движения газа по трубопроводу, причем ее влияние уменьшается с ростом турбулизации потока по мере увеличения скорости движения газа. При проведении гидравлических расчетов современных магистральных газопроводов роль молекулярной вязкости сводится к определению такого критического числа Рейнольдса, выше которого молекулярная вязкость практически перестает оказывать влияние на коэффициент гидравлического сопротивления. Этот режим течения газа называется *квадратичным режимом*, при котором гидравлические потери на трение зависят от скорости потока в степени, близкой к 2.

Из-за невозможности вычислять в рамках современной кинетической теории (статистической физики и квантовой механики) такие переносные свойства газов, как вязкость, диффузия и теплопередача при высоких давлениях и низких температурах, приходится привлекать к расчетам переносных свойств полуэмпирические соотношения, структура которых следует из теоретических, зачастую качественных, соображений. Эти полуэмпирические соотношения обычно представляют собой сложные корреляционные зависимости между теплофизическими свойствами флюида, коэффициенты в которых, за малым исключением, не могут быть получены в рамках современных теорий, не имеют физического смысла и рассчитываются только на основе обработки экспериментальных данных.

К.Е. Старлинг и Р.Т. Эллингтон [1] привели несколько полуэмпирических выражений для динамической вязкости индивидуальных газов, в определенной степени основанных на современной теории вязкости. Окончательное выражение для вязкости индивидуального газа имеет следующий вид:

$$\mu(P, T) = \mu_0(T) \exp[X(T)\rho(P, T)^{\gamma(T)}], \quad (1)$$

где $\mu_0(T)$ – динамическая вязкость данного газа в сильно разреженном состоянии как функция температуры T ; $\rho(P, T)$ – плотность газа как функция T и давления P ; $X(T)$ и $\gamma(T)$ – коэффициенты [1].

Эксперименты по определению динамической вязкости природных газов, состоящих из легких углеводородов метанового ряда, азота, диоксида углерода и др., показали, что корреляционная формула (1) может быть с высокой точностью обобщена на смеси газов с молекулярной массой, не превышающей 22 [2]. Этот подход к расчету динамической вязкости в настоящее время широко используется при технологических расчетах. В диссертации Ф.Е. Лондоно [3] получены следующие функциональные зависимости указанной корреляции для динамической вязкости смеси легких углеводородных газов (природных газов):

$$\mu(P, T, M) = \mu_0(T, M) \exp[X(T, M)\rho(P, T, M)^{\gamma(T, M)}], \quad (2)$$

где

$$\mu_0(T, M) = 0,000226 \frac{(19,9216 + 0,0326212M)T^{1,38392}}{210,076 + 18,5762M + 1,8T}, \text{ мПа}\cdot\text{с}; \quad (3)$$

$$X(T, M) = 3,84699 + 550,72/T + 0,00924455M; \quad (4)$$

$$\gamma(T, M) = 2,11068 - 0,136279X(T, M). \quad (5)$$

Здесь T – температура, К; M – молекулярная масса газа, г/моль; ρ – плотность газа в рабочих условиях, г/м³.

Приведенные выражения для динамической вязкости и коэффициентов $X(T, M)$ и $\gamma(T, M)$ получены на основе сравнения с 13656 экспериментальными определениями вязкости индивидуальных легких углеводородных газов и их смесей в широком диапазоне значений давления ($P = 0,7 \dots 50$ МПа) и температуры ($T = 37,8 \dots 170$ °С). Использование процедуры минимизации стандартных отклонений расчетных значений вязкости от фактически замеренных позволило Ф.Е. Лондоно получить абсолютное значение средней ошибки, равное 2,29 %.

Из формулы (2) следует, что $\mu_0(T, M)$ определяет динамическую вязкость смеси газов в сильно разреженном состоянии, когда значение экспоненты приближается к 1. Зависимость вязкости от давления в представленной корреляции неявная: давление определяет вязкость газа через его плотность ρ , которая должна рассчитываться независимо, например, на основе того или иного термического уравнения состояния либо по экспериментальным данным.

Для охвата значений температуры природного газа в интервале от 37,8 до 0 °С, характерных для условий транспортировки газа по подводным газопроводам, рекомендуется использовать вместо формулы (2) новую корреляционную зависимость для вязкости природных газов:

$$\mu(P, T, M) = K(T)\mu_0(T, M) \exp[X(T, M)\rho(P, T, M)^{\gamma(T, M)}], \quad (6)$$

где коэффициент K определяется соотношением

$$K = 1 + 0,0945 \left(\frac{37,78 - t}{37,78} \right)^4 \vartheta(37,78 - t). \quad (7)$$

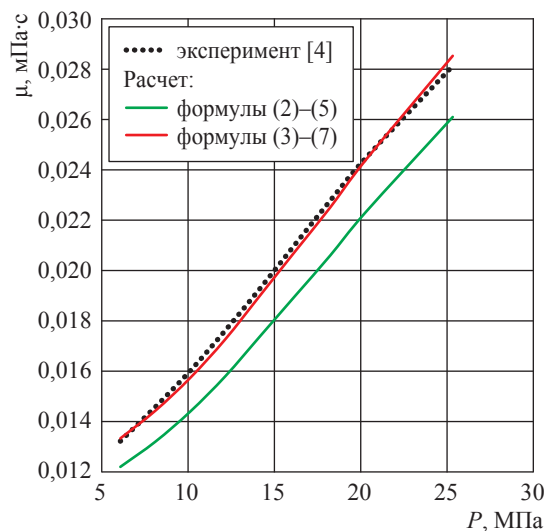
В формуле (7) используется единичная ступенчатая функция Хевисайда $\vartheta(x)$, равная нулю для отрицательных значений аргумента и единице для других значений аргумента; температура t здесь задается в градусах Цельсия.

Введение коэффициента K позволяет рассчитывать динамическую вязкость природного газа с приемлемой для инженерных приложений точностью в расширенном интервале значений температур – от 170 вплоть до 0 °С.

Точность расчетов динамической вязкости при температуре 0 °С в широком интервале значений давления иллюстрируется сравнением расчетных и экспериментальных данных, полученных для образца саратовского газа (рисунок). Компонентный состав образца саратовского газа в мольных долях: метан – 0,915; этан – 0,018; пропан – 0,008; бутаны – 0,006; пентаны – 0,003; азот – 0,05. Таким образом, рассматриваемый образец природного газа представлен только неполярными газами.

Плотность газа рассчитывалась с помощью уравнения состояния Ли – Кесслера – Плоккера из программного комплекса PipePhase 9.0, которое, как было показано [5], позволяет с наибольшей точностью рассчитывать плотность легких углеводородных систем в интересующем нас интервале термобарических параметров.

По сравнению с экспериментальными данными [4] абсолютная средняя ошибка расчета динамической вязкости при 0 °С составляет: по формулам (2)–(5) – 9,16 %, по формулам (3)–(7) – от 1,20 %.



Динамическая вязкость образца саратовского газа температурой 0 °С

по формулам (3)–(7) – от 1,20 %. Таким образом, использование предложенной новой корреляционной зависимости для расчетов динамической вязкости рассмотренного образца природного газа позволило существенно повысить точность расчетов динамической вязкости при температуре 0 °С.

В таблице для тех же значений давления приведены данные о динамической вязкости образца саратовского газа, рассчитанные при температуре газа 20 °С. В этом случае абсолютная средняя погрешность расчета динамической вязкости по сравнению с экспериментальными данными составляет: для формул (2)–(5) – 0,39 %, для формул (3)–(7) – 0,66 %. Сравнение расчетных и экспериментальных значений динамической вязкости показывает, что для температуры газа 20 °С обе корреляционные зависимости отличаются достаточно высокой точностью.

Сравнение экспериментальных данных о динамической вязкости [4] с расчетными по формулам (3)–(7) на ограниченной выборке – для девяти значений давления и двух значений температуры – приводит к дисперсиям, не превышающим 0,0001 мПа·с, что вполне приемлемо с точки зрения инженерных подходов к расчетам трубопроводной газовой гидравлики.

Как следует из вышеприведенных расчетов, предложенная в настоящей работе корреляционная зависимость для динамической вязкости (формулы (3)–(7)) обеспечивает точность расчетов в интервале температур от 0 до 37,8 °С не меньшую, чем исходная корреляционная зависимость (формулы (2)–(5)) для температур, больших 37,8 °С.

Отметим, что более поздние формулы Ф.Е. Лондоно и др. [6], определяющие корреляционную зависимость динамической вязкости от плотности, температуры и молекулярной

Динамическая вязкость образца саратовского газа температурой 20 °С

P, МПа	μ, мПа·с		
	эксперимент [4]	формулы (2)–(5)	формулы (3)–(7)
6,079	0,01243	0,01259	0,01265
8,106	0,01327	0,01329	0,01335
10,132	0,01426	0,0143	0,01465
12,159	0,01537	0,0154	0,01547
14,185	0,01657	0,0165	0,01657
16,212	0,01783	0,0178	0,01788
18,238	0,01914	0,0191	0,01919
20,265	0,02046	0,0204	0,02049
25,331	0,02361	0,02367	0,02378

массы газа, оказались менее точными при их распространении на новый температурный уровень – от 0 до 37,8 °С.

Остановимся на точности экспериментов, описанных И.Ф. Голубевым [4]. Измерения динамической вязкости газов проводились на капиллярных вискозиметрах с использованием формулы Пуазейля. Е. Девани [7] проведено сравнение полученных в 1959 г. И.Ф. Голубевым значений динамической вязкости с результатами экспериментов, выполненных значительно позднее, и сделан вывод о недостоверности данных, полученных ранее И.Ф. Голубевым. Он предположил две причины различия экспериментальных данных: или наличие посторонних примесей в образцах, или допущенные И.Ф. Голубевым систематические ошибки. Здесь следует отметить, что при сравнении Е. Девани [7] использовал значения динамической вязкости природных газов при температурах, не меньших 100 °С.

В настоящей работе использовались экспериментальные данные И.Ф. Голубева [4] для намного более низких значений температуры – 20 и 0 °С. О точности этих измерений нельзя судить без их сравнения с другими экспериментальными данными о динамической вязкости природных газов в этом интервале температур, информация о которых у автора отсутствует.

Известно, что с ростом скорости газа по трубопроводу прандтлевские касательные (сдвиговые) напряжения в потоке начинают играть все большую роль по сравнению с ньютоновскими касательными напряжениями, определяемыми молекулярной вязкостью газа. При высоких давлении и скорости газа, характерных для современных магистральных газопроводов, при так называемом квадратичном режиме течения (режиме полностью развитого турбулентного течения) прандтлевские напряжения, по сути, полностью определяют как структуру газовых потоков в трубопроводе, так и гидравлические потери на трение. Однако в практике расчетов трубопроводной газовой гидравлики в одномерной постановке до сих пор принято оперировать критерием Рейнольдса (Re), использующим молекулярную вязкость, для оценки степени турбулентности потока и толщины ламинарного подслоя, а также для расчета коэффициента гидравлического сопротивления.

Здесь необходимо отметить, что современные приборы позволяют с высокой точностью находить молекулярную вязкость газов при

больших давлениях (до 50 МПа) в широком интервале температур. Ниже на конкретном примере расчета гидравлики природного газа, перекачиваемого по магистральному газопроводу, показано, как сказывается точность определения динамической вязкости газа на результатах расчета.

Напомним, что при расчетах потерь давления на трение в газопроводе в современных программных продуктах часто используется коэффициент гидравлического сопротивления λ , определяемый с помощью полуфеноменологической формулы Коулбрука – Уайта:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left[\frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} + \frac{k}{3,71 D_i} \right], \quad (8)$$

где k – так называемая эквивалентная шероховатость поверхности труб; D_i – внутренний диаметр труб, мм.

В качестве характерных значений определяющих λ параметров для современных магистральных подводных газопроводов с внутренним гладкостным эпоксидным покрытием могут быть выбраны следующие: $\text{Re} = 50 \cdot 10^6$, $k = 5$ мкм, $D_i = 1180$ мм. Для них $\lambda = 0,00752$.

Если динамическая вязкость газа, которая входит в знаменатель формулы критерия Рейнольдса, определяется с точностью ± 10 %, то неопределенность коэффициента λ будет ограничена интервалом от 0,00748 до 0,00756, т.е. точность его определения составляет не более 0,5 %.

Известно, что молекулярная вязкость является одной из физических величин, определяющих толщину ламинарного подслоя в модели поперечного распределения параметров течения Прандтля [8]. Напомним, что в теории пограничного слоя толщина ламинарного подслоя δ_l , в котором осуществляется основное торможение потока газа в трубопроводе, оценивается по формуле

$$\delta_l = \frac{5 D_i}{\text{Re}} \sqrt{\frac{8}{\lambda}}. \quad (9)$$

Формула (8) показывает, что между толщиной ламинарного подслоя и молекулярной вязкостью существует линейная зависимость. Используя вышеприведенные значения определяющих параметров, получаем для газового потока $\delta_l = 3,85$ мкм, а 10%-ная неопределенность в значении молекулярной вязкости приводит к тому, что δ_l может составлять от 3,36 до 4,22 мкм.

Проведенная оценка показывает, насколько мало точность определения динамической вязкости транспортируемого природного газа влияет на основные показатели гидравлики при больших значениях числа Рейнольдса. Как известно, значительно большее влияние на оценки гидравлических потерь оказывают:

- выбор корреляционной зависимости для λ ;
- принятое усредненное значение геометрической шероховатости внутренней поверхности труб;

- фактическое «гидравлическое» состояние внутренней полости труб, которое задается с помощью коэффициента гидравлической эффективности, введенного американским инженером Панхендлом в 1929 г. [9]. Неопределенность коэффициента гидравлической эффективности может привести к значительно большим погрешностям в оценке потерь на трение в газопроводе, вплоть до 10 %.

Список литературы

1. Starling K.E. Viscosity correlations for nonpolar dense fluids / K.E. Starling and R.T. Ellington // *AICHE Journal*. – Т. 10. – № 1. – С. 11–15.
2. Lee A.L. The viscosity of natural gases / A.L. Lee, M.H. Gonzalez and B.E. Eakin // *J. of Petroleum Technology*. – August 1966. – С. 997–1000.
3. Londono F.E. New correlations for hydrocarbon gas viscosity and gas density: MS thesis, College Station / F.E. Londono. – Texas: Texas A&M University, 2001.
4. Голубев И.Ф. Вязкость газов и газовых смесей: справочное руководство / И.Ф. Голубев. – М.: Физматгиз, 1959. – 375 с.
5. Сулейманов В.А. Рекомендации по проведению термогидравлических расчетов протяженных морских газопроводов / В.А. Сулейманов, Е.А. Караванова // *Вести газовой науки: Современные подходы и перспективные технологии в проектах освоения нефтегазовых месторождений российского шельфа*. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – № 3 (14). – С. 192–199.
6. Londono F.E. Simplified correlations for hydrocarbon gas velocity and gas density – validation and correlation of behavior using a large-scale database / F.E. Londono, R.A. Archer and T.A. Blasingame. – 2002. – SPE 75721.
7. Davani E. Experimental investigation on high-pressure, high temperature viscosity of gas mixtures: Ph. D. thesis / E. Davani. – Texas: Texas A&M University, 2011.
8. Прандтль Л. Гидроаэродинамика / Л. Прандтль. – М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2000. – 576 с.
9. Ходанович И.Е. Аналитические основы проектирования и эксплуатации магистральных газопроводов / И.Е. Ходанович. – М.: Гостоптехиздат, 1965. – 447 с.

Case of molecular viscosity effect upon the tubular hydraulics of natural gases

V.A. Suleymanov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Bld. 1, Estate 15, Proyektiruemyy proezd no. 5537, Razvilka village, Leninsky district, Moscow Region, 142717, Russian Federation
E-mail: V_Suleimanov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. A known correlation between dynamic viscosity of natural gases and their density, temperature, and molecular weight is generalized for low temperatures (nearby zero values) relevant to conditions of subsea trunk gas transfer. It is quantitatively showed that accuracy of dynamic viscosity determination for transported natural gas scarcely affects the hydraulic parameters of modern gas mains.

Keywords: pipeline, hydraulics, natural gases, molecular viscosity.

References

1. STARLING, K.E., and R.T. ELLINGTON. Viscosity correlations for nonpolar dense fluids. *AICHE Journal*. Vol. 10, no. 1, pp. 11–15. ISSN 0001-1541.

2. LEE, A.L., M.H. GONZALEZ and B.E. EAKIN. The viscosity of natural gases. *J. of Petroleum Technology*. August 1966, pp. 997–1000. ISSN 0149-2136.
3. LONDONO, F.E. *New correlations for hydrocarbon gas viscosity and gas density*. MS thesis, College Station. Texas: Texas A&M University, 2001.
4. GOLUBEV, I.F. *Viscosity of gases and gas mixtures* [Vyazkost gazov i gazovykh smesey]: reference manual. Moscow: Fizmatgiz, 1959. (Russ.).
5. SULEYMANOV, V.A., Ye.A. KARAVANOVA. Recommendations for thermal and hydraulic calculations for extended sea pipelines [Rekomendatsii po provedeniyu termogidravlicheskih raschetov protyazhennykh morskikh gazoprovodov]. *Vesti Gazovoy Nauki*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2013, no. 3 (14): Modern approaches and advanced technologies in projects of development of Russian offshore oil-and-gas fields, pp. 192–199. ISSN 2306-8949. (Russ.).
6. LONDONO, F.E., R.A. ARCHER and T.A. BLASINGAME. *Simplified correlations for hydrocarbon gas velocity and gas density – validation and correlation of behavior using a large-scale database*. SPE 75721. 2002.
7. DAVANI, E. *Experimental investigation on high-pressure, high temperature viscosity of gas mixtures*. Ph. D. thesis. Texas: Texas A&M University, 2011.
8. PRANDTL, L. *Aerohydrodynamics* [Aerogidrodinamika]. Moscow; Izhevsk: RC «Regulyarnaya i haoticheskaya dinamika», 2000. (Russ.).
9. KHODANOVICH, I.Ye. *Analytical principals for design and operation of gas mains* [Analiticheskiye osnovy proyektirovaniya i ekspluatatsii magistralnykh gazoprovodov]. Moscow: Gostoptekhizdat, 1965. (Russ.).