

УДК 665.612

Определение энергии – важный фактор при реализации природного газа

А.М. КОЗЛОВ, к.т.н., ассистент кафедры газохимии

А.Б. КАРПОВ, аспирант кафедры газохимии

Е.Б. ФЕДОРОВА, к.т.н., доцент, зам. завкафедрой нефтегазопереработки

Ф.Г. ЖАГФАРОВ, д.т.н., проф., чл.-корр. РАЕН, зам. завкафедрой газохимии

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
(Россия, 119991, Москва, Ленинский просп., 65, корп.1). E-mail: firdaus_jak@mail.ru

Повышение стоимости энергии и появление газов различного качества привело к тому, что расчеты в газовой отрасли начали производить путем измерения тепловой энергии. В свою очередь, потребность определения теплоты сгорания с помощью измерений или вычислений привела к появлению ряда соответствующих методов определения. Однако процедуры, с помощью которых значения теплоты сгорания приводились в соответствии с данными об объемном расходе для определения содержания энергии в заданном объеме природного газа, недостаточно стандартизованы.

Определение энергии, как правило, является необходимым условием безотносительно ко времени и месту проведения измерений параметров природного газа, начиная от операций добычи и переработки, вплоть до потребления газа конечным потребителем. Для разрешения проблем, связанных с добычей, транспортировкой и распределением газа вплоть до конечного потребителя, актуальным остается вопрос разработки стандартизированной методики измерения энергии природного газа.

Ключевые слова: энергия, природный газ, методы измерения, теплота сгорания, качество.

Исторически в мировой нефтегазовой промышленности используются две системы измерений: система единиц СИ (или метрическая система) и так называемая система единиц «нефтяного месторождения», которая была разработана при развитии нефтегазовой промышленности США и основана на Британской системе единиц [1].

Необходимо отметить особенности единиц измерения количества природного газа. Проще всего для этой цели было бы использовать единицы массы (кг или т). Однако исторические и технические причины привели к тому, что количество природного газа измеряется в единицах объема (m^3) [2].

С начала IX века продажи и покупки светильного, а затем и природного газа на практике осуществлялись путем измерений объема. Поэтому было затрачено много времени и усилий на разработку методов измерений объемных расходов.

Однако в равных объемах при разных давлениях содержится разная масса природного газа, содержащая различную тепловую энергию. Поэтому количество природного газа начали измерять в так называемых

нормальных кубометрах, то есть приведенных к нормальным условиям (отсутствию влаги, температуре $0^\circ C$ и давлению 1 атм – см. ниже). В большинстве случаев слово «нормальный» перед кубометром опускают, но при проведении расчетов всегда следует помнить, что речь идет именно о них [2].

Поскольку природный газ различных месторождений и даже различных скважин всегда отличается по составу, а оборудование которое используется для сжигания газа, произведено под определенные стандарты теплоты сгорания и чистоты, очень важным фактором становится «уравнивание» различного природного газа до одного стандарта [3]. В табл. 1 приведены

энергетические характеристики различных газов.

British Petroleum (BP) в своих статистических обзорах приводит объемы газа к теплотворной способности $37,97 \text{ МДж}/m^3$. В Голландии используют газ с теплотворной способностью $35,17 \text{ МДж}/m^3$, так называемый Гронингенский эквивалент. В Германии, например, газ учитывается в киловаттах, в Великобритании – в термах. Потребитель оплачивает не кубометры, а то количество энергии, которое он получает [1].

Свойства существующих топливных или сжигаемых газов в значительной степени различаются. Большинство топливных газов являются смесью горючих и негорючих газов с преобладанием горючих компонентов: углеводородов, водорода и в меньшей степени монооксида углерода

В качестве газообразного топлива обычно используются природный газ, нефтяной (попутный) газ и остаточные газы технических процессов, например коксовый газ, доменный газ и др.

Неуглеводородные примеси (в основном азот и углекислый газ) снижают удельную теплоту сгорания газа, поэтому в газовой индустрии есть такое понятие, как взаимозаменяемость газа, отслеживаемое по нескольким параметрам. Важнейшим из них является число Воббе. Физический смысл этого индекса заключается в том, что при одинаковом давлении газы с одинаковым числом Воббе дадут одинаковый приток энергии.

В Великобритании для визуализации взаимозаменяемости газа принято использовать следующую диаграмму

Таблица 1

Эквивалентные характеристики объемов природного газа

Источник	1000 m^3 газа эквивалентны:					
	МВт·ч	ГДж	Мкалл	mmBtu	Терм	
BP	–	10,55	37,97	9069	35,99	359,86
Gasunie	Голландия	9,77	35,17	8400	33,33	333,33
Statoil	Норвегия	11,11	40,00	9554	37,91	379,11
Газпром	Россия	10,29	37,04	8848	35,11	351,09

Рис. 1

Диаграмма взаимозаменяемости газа

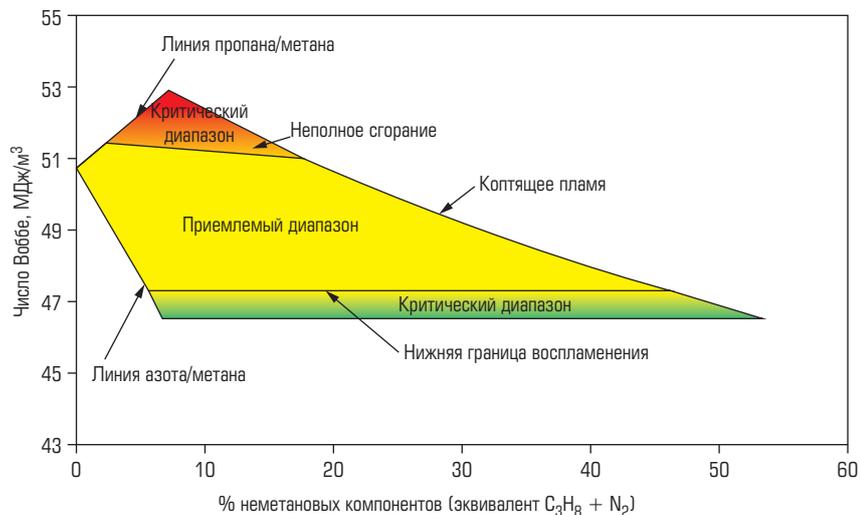
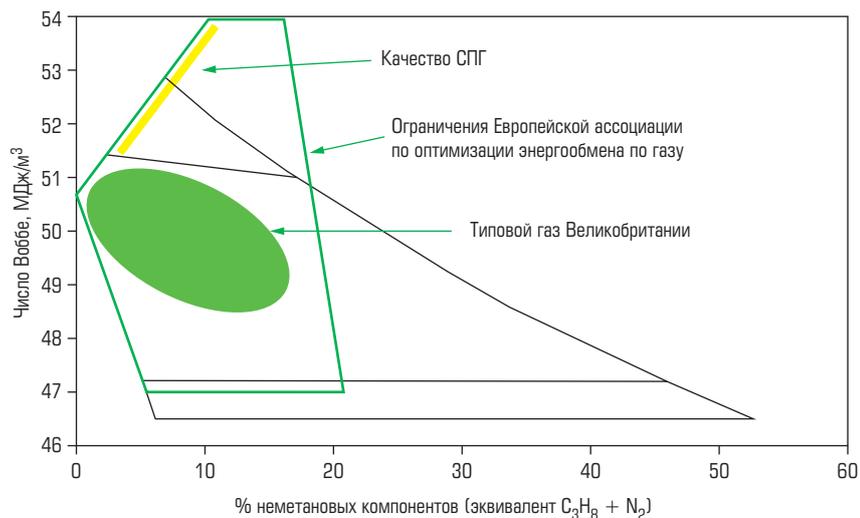


Рис. 2

Типовое качество газа



(рис. 1). По оси ординат расположено число Воббе, а по оси абсцисс – доля суммы пропанового и азотного эквивалента [3].

Как видно, вариация параметров разрешенного газа достаточно большая (площадь «Приемлемый диапазон»). Энергетическая емкость от 46,5 до 51 МДж/м³, а сумма пропанового и азотного эквивалента от 0% до 45%. Оставить газ в нужных рамках при высокой доле азота получается за счет тяжелых углеводородов, которые имеют большую теплоту сгорания. Газ, не соответствующий этим параметрам, обрабатывается и очищается до необходимого уровня. Очистка газа происходит географически на месторождениях, и в магистральные газопроводы подается газ требуемого качества.

В реальности качество газа варьируется в более скромных пределах. На диаграмме ниже зеленым пятном помечено типичное качество газа в Великобритании. Из графика видно, что рамки широкие – может быть и 15% суммарно пропанового эквивалента и азота, из которых азота будет около 4%. Желтой линией помечен сжиженный природный газ (СПГ), как видно, содержание энергии гораздо выше допустимого в Великобритании, поэтому его, как правило, разбавляют азотом в количестве 2–5% сразу на терминале регазификации, чтобы он находился в технологическом диапазоне.

В России поставки газа измеряются в кубических метрах, поэтому очень часто газовым компаниям необходи-

мо использовать коэффициент пересчета объема в теплотворную способность.

Вопрос различного качества природного газа схож с вопросом создания банков качества нефти. Российская нефть на разных месторождениях, разбросанных по огромной территории страны, совершенно разного качества. В недрах Западной Сибири добывается наиболее дорогая, так называемая легкая нефть – с минимальным содержанием серы, а на Урале и в Поволжье залегают главным образом «тяжелые» сорта с избыточным содержанием серы, которые на рынке ценятся куда меньше. В нефтепроводах (в том числе прокачивающих сырье на экспорт) все сорта нефти смешиваются, и на выходе получается «общероссийская» смесь Urals. Таким образом, российские компании за баррель нефти любого качества получают одну и ту же цену – цену барреля смеси Urals.

Концепция создания в России банка качества нефти – это, по сути, механизм штрафных и компенсационных выплат для нефтедобывающих компаний в зависимости от качества нефти, которую они поставляют в систему нефтепроводов. Очевидно, что любой товар стоит столько, сколько он стоит. Поэтому те компании, которые закачивают в трубопровод низкокачественную нефть, должны платить за «порчу имущества» другим компаниям. Банк качества таким образом призван устранить существующую несправедливость – поставщики низкокачественного (вязкого, с высоким содержанием посторонних примесей, прежде всего серы) сырья должны будут платить своего рода дополнительный «налог» своим соседям по трубе [4].

С природным газом все аналогично – сейчас прорабатываются возможные варианты доступа всех российских производителей газа к экспортным направлениям трубопроводной системы, управляемой Газпромом. Газ на первом этапе конкуренты Газпрома планируют поставлять с новых месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока. Также они просят допустить их к строительству новых газопроводов, которые будут подсоединены к газотранспортной системе Газпрома.

Баланс газодобычи в России формируется пока в пользу Газпрома. Согласно данным Минэнерго, в 2014 г. добычу природного и попутного нефтяного газа (ПНГ при добыче нефти) осуществляли 258 добывающих

предприятий, в том числе 97 входят в структуру ВИНК, 16 предприятий Газпрома, 2 предприятия НОВАТЭКа, 140 являются независимыми добывающими компаниями и 3 предприятия – операторы СРП [5].

Газпрому невыгодно также расширять допуск к трубе из-за диспетчеризации: чем больше других компаний желают прокачивать газ, тем сложнее технологически учитывать интересы всех конкурентов. Также качество газа необходимо контролировать, иначе общее качество газа в трубе может ухудшаться из-за недобросовестных поставщиков.

Таким образом, более перспективным и универсальным можно считать метод измерения расхода газа в виде энергии.

Для достижения точного определения энергии необходимо, чтобы и объем газа, и его теплота сгорания были определены при тех же стандартных условиях. Энергию определяют либо путем накопления в течение конкретного времени результатов вычислений из последовательного набора теплот сгорания и объемов проходящего газа, либо путем умножения полного прошедшего объема газа на представительную (приписанную) теплоту сгорания за этот период.

Методы, используемые для определения потока и теплоты сгорания, должны соответствовать стандартам, условиям контрактов и национальному законодательству.

Необходимо принимать меры по обнаружению систематических расхождений и их учету. Например, использование разных национальных стандартов, норм и/или рабочих процедур может обуславливать систематические расхождения; стороны должны определить подходящие средства для преодоления этих расхождений.

Передача природного газа обычно происходит от газодобывающей компании или хранилища газа к конечному потребителю через промежуточные стадии, включающие все или некоторые из нижеприведенных:

- газотранспортная организация;
- региональная газораспределительная компания;

- местная газораспределительная компания.

Определение энергии в цепи поставки между сторонами контракта производится в пунктах приемки-передачи, которые часто называются также точкой передачи. Метод определения энергии зависит от ряда важных факторов, которые должны быть приняты во внимание при выборе метода определения энергии и правильном его применении.

При прямых измерениях энергии индивидуальные физические параметры (например, теплота сгорания и объем газа) не измеряются. Расход энергии и ее количество калибруются и показываются в точке измерения. В настоящее время приборы прямого измерения энергии начали входить на рынок, однако их применение не является проверенной технологией для целей передачи газа.

При косвенном определении энергии на газоизмерительной станции отдельно измеряют такие величины, как объем или масса газа, теплота сгорания и дополнительные физические величины, такие как содержание диоксида углерода, плотность и т.д. Объемный расход и количество энергии обычно регистрируют в точке измерения.

Определение энергии прошедшего газа основано на величинах, изменяющихся во времени:

- текущий расход – $q(t)$;
- текущая теплота сгорания – $H(t)$.

Поток энергии $e(t)$ рассчитывают по дифференциальному уравнению

$$e(t) = H(t) \cdot q(t). \quad (1)$$

Количество энергии $E(t_j)$, протекающее за период времени от t_0 до t_j (например, в пределах периода определения энергии) вычисляют интегрированием уравнения (1) по времени от t_0 до t_j и дает $E(t_j)$, как в уравнении:

$$E(t_j) = \int_{(t_0)}^{(t_j)} e(t) dt = \int_{(t_0)}^{(t_j)} H(t) \cdot q(t) dt. \quad (2)$$

В отношении периодичности определения энергии необходимо, чтобы оптимальная методология определения энергии учитывала временные тенденции изменения теплоты сго-

рания в зависимости от ситуации со снабжением, и точность измеренных данных (то есть необработанных данных) в определенном пункте приемки-передачи.

Учет изменений качества газа в пункте приемки-передачи – ключевой фактор в обосновании метода определения энергии и его точности, то есть прослеживаемости определения теплоты сгорания для определенного пункта приемки-передачи.

Применения несоответствующей методологии определения энергии следует избегать, так как это может нанести ущерб сторонам (или одной из сторон) контракта. Это может произойти, например, при использовании непредставительной теплоты сгорания или другой физической величины (например, плотности, содержания диоксида углерода) в таком пункте приемки-передачи, где измеряется лишь объем газа, или при использовании необработанных данных.

Таким образом, повышение стоимости энергии и появление газов различного качества привели к тому, что оплату во всем мире начали производить путем измерения тепловой энергии. В свою очередь, потребность определения теплоты сгорания с помощью измерений или вычислений привела к появлению ряда соответствующих методов определения. Однако процедуры, с помощью которых значения теплоты сгорания приводились в соответствие с данными об объемном расходе для определения содержания энергии в заданном объеме природного газа, недостаточно стандартизованы.

Определение энергии, как правило, является необходимым условием безотносительно ко времени и месту проведения измерений параметров природного газа, начиная от операций добычи и переработки, вплоть до потребления газа конечным потребителем. Для разрешения проблем, связанных с добычей, транспортировкой и распределением газа вплоть до конечного потребителя, актуальным остается вопрос разработки стандартизированной методики измерения энергии природного газа.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Физико-химические свойства топливных газов URL: <http://dolgikh.com/index/0-33> (дата обращения 08.07.2015)
2. Трухний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В. Основы современной энергетики: Ч. 1. Современная теплоэнергетика. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. 368 с.
3. О хорошем и плохом газе URL: <http://mirvn.livejournal.com/10459.html> (дата обращения 08.07.2015)
4. Разработана концепция создания банков качества нефти Дата обновления: 14.06.2005. URL: <http://www.rg.ru/2005/06/14/neft.html> (дата обращения 08.07.2015)
5. Добыча природного и попутного нефтяного газа URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/gas/> (дата обращения 08.07.2015)

THE DEFINITION OF ENERGY IS AN IMPORTANT FACTOR IN THE IMPLEMENTATION OF NATURAL GAS

Kozlov A.M., Cand. Sci. (Tech.), Assistant chair of the Gaschemistry Department
 Karpov A.B., Postgraduate student of the Gaschemistry Department
 Fedorova E.B., Cand. Sci. (Tech.), Associate Prof., Deputy Head of Processing Equipment Chair
 Zhagfarov F.G., Dr. Sci. (Tech.), Prof. of the Gaschemistry Department
 Gubkin Russian State University of Oil and Gas (Leninskiy prosp., 65, korp.1, 119991, Moscow, Russia). E-mail: firdaus_jak@mail.ru

ABSTRACT

The increased cost of energy and the appearance of different gas qualities led to the fact that the calculations in the gas industry started to produce thermal energy by measuring, in turn, need to determine the heat of combustion from measurements or calculations led to a number of methods of determining appropriate. However, the procedure by which the calorific value brought into correspondence with the data on the volumetric flow rate to determine the energy content in a given volume of natural gas is not sufficiently standardized.

Determination of energy, usually a prerequisite, whatever the time and location of the measurement parameters of the natural gas from mining operations and processing until the gas consumption by the end user. To solve the problems associated with the production, transport and distribution of gas to the end consumer remains urgent issue of developing a standardized methodology for measuring energy of natural gas.

Keywords: energy, natural gas, measurement methods, heat of combustion, quality

REFERENCES

1. Physico-chemical properties of fuel gases URL: <http://dolgikh.com/index/0-33> (date accessed 08/07/2015)
2. Truhny AD, Makarov AA, Klimenko VV Fundamentals of Modern Energy, Part 1: A modern power system – M.: MEI Publishing, 2002. – 368 p.
3. The good and bad gas URL: <http://mirvn.livejournal.com/10459.html> (date accessed 07/08/2015)
4. The concept of creating a bank of oil Updating date: 14.06.2005. URL: <http://www.rg.ru/2005/06/14/neft.html> (date accessed 08/07/2015)
5. The production of natural and associated gas URL: <http://minenergo.gov.ru/activity/gas/> (date accessed 08/07/2015)

R&D-СТРУКТУРА СИБУРа



ЦЕНТР «СИБУР ТЕХНОЛОГИИ», г. МОСКВА



R&D-ЦЕНТР НИОСТ, г. ТОМСК



R&D-ЦЕНТР, г. ВОРОНЕЖ

В СИБУРе сформирована единая R&D-структура, объединяющая научные подразделения компании - Объединенный блок развития (ОБР).



МОСКВА
ВОРОНЕЖ
ТОМСК

Направления деятельности ОБР:

- консолидация и защита интеллектуальной собственности;
- масштабирование и оптимизация технологий;
- анализ инвестиционного портфеля компании, поиск идей и перспективных разработок;
- координация и контроль инновационной деятельности в научных центрах;
- start-up, партнерство, приобретение технологий, коммерциализация интеллектуальной собственности.



www.sibur.ru

В структуру R&D-блока входит Центр «СИБУР Технологии», управляющий проектной деятельностью двух научных центров компании в Томске (НИОСТ) и Воронеже («СИБУР Инновации»).

