

Проблемы измерения попутного нефтяного газа

В.П. Горский

В России ежегодно по официальным данным извлекается около 60 млрд. м³ попутного нефтяного газа (далее ПНГ). Из них около 30% сжигается на факелах и лишь порядка 25% используется в химической промышленности.

По данным Международного энергетического агентства Россия остается лидером по сжиганию ПНГ – кроме нее попутный газ в значительных объемах сжигают только Иран, Ирак и Нигерия.

Принципиальной является проблема расчета уровня утилизации ПНГ в России. Точной статистики того, сколько же в реальности сжигается ПНГ, а сколько используется, нет. Корпорации «Лукойл» и «Сургутнефтегаз» утверждают, что у них перерабатывается 80-95% извлекаемого попутного газа. Тогда как Минпромэнерго называет цифру в 40-50%.

Наиболее популярным методом борьбы со сжиганием ПНГ являются штрафы. Некоторые эксперты предлагают законодательно запретить сжигать газ, как это было сделано в Казахстане.

Так или иначе, но на сегодняшний день проблема повышения уровня утилизации ПНГ в РФ - это одна из наиболее актуальных задач ТЭК РФ. Способы утилизации ПНГ следующие:

- нефтехимический - разделение попутного нефтяного газа на ГПЗ с целью дальнейшего индивидуального использования;
- энергетический - сжигание попутного нефтяного газа в энергетических установках для получения на месте электрической и тепловой энергии;
- технологический - закачка ПНГ в пласт для повышения нефтеотдачи пластов.

В марте 2008 г. решением правительственной комиссии РФ была поставлена задача - довести показатель использования ПНГ к 2011 г. до 95%. Чтобы решить эту задачу, необходимо не только найти пути использования ПНГ, но и обеспечить его измерение. Остановимся на проблемах измерения ПНГ.

Для начала определимся с предметом измерения:

- во-первых, будем рассматривать измерение расхода ПНГ, находящегося в газообразном состоянии;
- во-вторых, определимся с компонентным составом ПНГ.

Напомню, что такое ПНГ. По ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования» ПНГ - это смесь углеводородных и неуглеводородных газов и паров, находящихся как в свободном, так и в растворенном состоянии, выделяющихся из сырой нефти в процессе ее добычи.

По сути, это природный газ. Исходя из определения, приведенного в ГОСТ 30319-96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств», природный газ – это газовая смесь, компонентами которой являются в основном предельные углеводороды (C_nH_{2n+2}), азот, диоксид углерода и сероводород. Характерный состав природного газа:

Компонент	Объемная доля в %
Метан	60 ...100
Этан	0 ...12
Пропан	0 ...6
Бутаны	0 ...4
Пентаны	0 ...4
Азот	0 ...16
Диоксид углерода	0 ... 16
Сероводород	0 ... 1

В реальности, кроме этих компонентов, в состав ПНГ могут в небольших количествах входить и другие компоненты, такие как водяной пар, водород, кислород, аргон, оксид углерода, этилен, гелий и т.д.

Ниже представлен практический состав ПНГ по предприятиям «Лукойла» (Западная Сибирь, «Пермьнефть», «Нижневолжскнефть»).

Компонент	Максимальная доля компонента
Метан	90%
Этан	35%
Пропан	37%
Н-бутан	19%
И-бутан	9%
Н-пентан	5%
И-пентан	6.5%
Гексан	1.3%
Гептан	0.4%
Азот	25%
Диоксид углерода	10%
Сероводород	10%
Кислород	1.5%
Водяной пар	9 г/м ³

Также для примера приведен паспорт ПНГ в ОАО «Варьганнефтегаз», г. Радужный.

ОАО "Варьганнефтегаз"
 Экологическая группа лаборатории физико-химических исследований
 Адрес: г.Радужный (промзона) аттестат аккредитации
 тел.57-088 № РОСС RU. 0001.511061

Паспорт газа № 4

Параметры отбора пробы:

Место отбора: **ООО "Белые ночи"** Дата отбора: **27.05.08г.**
Западно-Варьганское м/р Время:
 УУГаза УПСВ

Температура: **15,1 °С**

Результаты анализа:

Давление: **2,8 кгс/см²**

1. Компонентный химический состав газа: Хроматограмма № 545

Наименование компонента	Концентрация объемная %	Концентрация массовая %	Концентрация молярная %
кислород	0,011	0,014	0,011
азот	1,331	1,574	1,323
диоксид углерода	0,451	0,834	0,450
метан	71,831	48,412	71,495
этан	8,550	10,801	8,563
пропан	10,677	19,779	10,785
и-бутан	1,651	4,031	1,689
н-бутан	3,767	9,198	3,865
и-пентан	0,718	2,175	0,748
н-пентан	0,830	2,516	0,872
гексаны	0,184	0,666	0,199

2. Содержание жидких фракций углеводородов вычислены в соответствии с ОСТ 153-39.2-028-2002

"ЦЕЛЕВЫЕ" C₃+в 379,85 г/м³

3. Физико-химические показатели газа при 20°С и 0,1 МПа вычислены на основании компонентного состава газа в соответствии с ГОСТ 30319.1-96

Плотность газа при 20°С : 1,000 кг/м³

Плотность газа при 0°С : 1,076 кг/м³

Теплота сгорания: 47,06 МДж/м³

Число Воббе: 51,612 МДж/м³

3. Дата анализа: 27.05.2008

Вед. инженер ЛФХИ:



А.Н.Гурьева

Метрологическое обеспечение измерений ПНГ состоит из 2-х частей:

- измерение качества ПНГ (отбор проб, определение компонентного состава, определение теплотворной способности);
- измерение расхода и количества ПНГ (в т.ч. измерение расхода в р.у. и вычисление плотности газа в р.у. при косвенном методе измерений).

На проблемах измерения качества ПНГ останавливаться подробно не стану, отмечу только, что в этом направлении есть определенное движение вперед. В частности с 01.01.2010 г. вступают в действие новые ГОСТы:

ГОСТ 31370—2008 «Газ природный. Руководство по отбору проб»,

ГОСТ 31371 (части 1 - 7) «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности»,

ГОСТ 31369—2008 (ИСО 6976:1995) «Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава».

С измерением количества ПНГ имеются существенные проблемы с нормативной базой. Возьмем, к примеру, такие документы:

ГОСТ Р 8.615-2005 «Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа»,

ГОСТ Р 8.647 - 2008 «Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр».

Ничего конкретного, кроме цифры предела погрешности 5%, эти документы не дают.

Привожу выдержки из самого свежего документа ГОСТ Р 8.647 - 2008 «Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр» в части, затрагивающей измерение ПНГ:

Требования к учету количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр.

8.1 Учет количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр осуществляют на основе прямого или косвенного метода определения количества добытых нефти и нефтяного газа.

8.2 Учет количества добытого свободного нефтяного газа по участку недр проводят на основании результатов учетных операций в соответствии с нормативными документами.

8.3 Данные о количестве принятого и сданного свободного нефтяного газа по каждому ППС и в целом по участку недр регистрируют и документируют.

8.4 Учет количества свободного нефтяного газа по участку недр проводят на основании результатов измерений, выполненных в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615 по всем газовым линиям, имеющимся на участке недр, включая факельные линии.

В учет свободного нефтяного газа, при газлифтном способе добычи нефти и/или закачке нефтяного газа в пласт, включают количество закачанного нефтяного газа за отчетный период.

8.5 Результаты учета количества добытого свободного нефтяного газа на участке недр за отчетный период, оформленные в соответствии с требованиями нормативных документов, отражают в сводном отчете.

Форма отчета приведена в приложении Б.

8.6 За отчетный период определяют суммарное количество добытого свободного нефтяного газа по всем скважинам участка недр и участку недр в целом.

Измерение расхода газа возможно прямым методом (путем измерения плотности в реальном времени) и косвенным (путем вычисления плотности как функции давления и температуры). Поскольку косвенный метод измерения применяется существенно шире, остановимся на нем более подробно. В данном методе для расчета теплофизических параметров природного газа (плотности, фактора сжимаемости, показателя адиабаты, коэффициента динамической вязкости) используются следующие документы:

Документ	Тип газа	Параметры газа		Состав газа
		Pa, МПа	t, °C	
ГОСТ 30319	Природный газ, метод NX19	0.1...12	-23...+66	<i>Смесь газов:</i> метан (не менее 70%), азот, диоксид углерода
ГОСТ 30319	Природный газ, метод GERG-91	0.1...12	-23...+66	<i>Смесь газов:</i> метан (не менее 70%), азот, диоксид углерода
ГОСТ 30319	Природный газ, метод AGA8-92DC	0.1...12	-23...+66	<i>Смесь газов:</i> метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, азот, диоксид углерода, сероводород, гелий, кислород, нормальный и изопентан, н-гексан, н-гептан, н-октан, водяной пар, аргон, монооксид углерода
ГСССД МР 107-98	Газовые смеси ШФЛУ	0,1 ... 0,5	-33 ... +75	<i>Смесь газов:</i> метан, этан, пропан, нормальный и изобутаны, нормальный и изопентаны, нормальный гексан + высшие, азот, диоксид углерода, сероводород
ГСССД МР 113-03	Нефтяной газ	0.1...15	-10...+226	<i>Смесь газов:</i> метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, гептан, азот, диоксид углерода, сероводород, кислород, водяной пар
ГСССД МР 118-05	Умеренно-сжатые газовые смеси переменного состава	0.1 ... 10	-73...+125	<i>Смесь газов:</i> метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, гексан, азот, диоксид углерода, водород, кислород, аргон, оксид углерода, этилен, гелий-4, сероводород и аммиак
ГСССД МР 134-2007	Азот, аммиак, аргон, ацетилен, водород, кислород, диоксид углерода	0.1 ... 10	-73...+150	Чистые газы (7 газов)
ГСССД МР 135-2007	Технически важные газы и смеси газов	0,1...5	-40...+60	Азот, воздух. <i>Водородсодержащая смесь газов:</i> водород (>90%), кислород, диоксид углерода <i>Сероводородная смесь газов:</i> сероводород (>70%), метан, этан, у/в с3 (пропан), н-бутан, бутилен, азот, диоксид углерода, у/в с5 (н-пентан), у/в с6 (н-гексан), этилен, аммиак, водяной пар
ГСССД МР 136-2007	Газовые водородсодержащие смеси	0,1...30	-15...+250	<i>Смесь газов:</i> водород, метан, азот, аммиак, аргон
ГСССД МР 116-04	Многокомпонентные углеводород-ные смеси	0,1...30	-173...+177	<i>Смесь газов:</i> метан, этан, пропан, нормальный и изобутан, нормальный и изопентан, азот, диоксид углерода и сероводород

Наше предприятие является разработчиком программного комплекса «ПРОМАВТОМАТИКА-СГ», предназначенного для выполнения расчетов узлов учета газа, выполненных в соответствии с ПР50.2.019-2006, а также разработчиком вычислителей УВП-280, обеспечивающего, в частности, измерение расхода и количества природного газа различного состава (в т.ч. обычный метан, попутный влажный нефтяной газ, умеренно-сжатые газовые смеси, чистые газы и т.д.). Поэтому все проблемы, связанные с

проектированием узлов учета газа и вычислением расхода и количества газа, нам близки, и мы пытаемся их решать в течение последних 15-ти лет. Остановимся на основных проблемах, связанных с несовершенством нормативной базы.

1. Диапазоны изменения давления и температуры природного газа, в которых возможно выполнение расчетов расхода и погрешностей узлов учета газа, должны соответствовать требованиям стандарта ГОСТ 30319 и документам Государственной службы стандартных справочных данных (ГСССД), а именно:

- минимальное абсолютное давления природного газа в рабочих условиях должно быть не менее 0,1 МПа;

- минимальная температура природного газа в рабочих условиях должна быть:

 - 23°C для алгоритма AGA8 по ГОСТ 30319;

 - 10°C для попутного нефтяного по ГСССД МР 113.

В реальности же, для некоторых УУГ в нашей стране температура газа может быть ниже -23°C и тем более -10°C (для трубопроводов в холодных регионах), а абсолютное давление меньше 0.1 МПа.

Как выполнять в этих случаях расчет расхода газа в ст.у. непонятно, т.к. рассчитать коэффициент сжимаемости в этом случае нельзя.

2. При измерении смеси газов, содержащей тяжелые углеводороды и водяной пар, в ГСССД практически отсутствуют алгоритмы определения фазового состояния этой смеси. В ГСССД МР 118 такой алгоритм есть, но он приближенный. В ГСССД МР 116 есть аттестованный алгоритм, но компонентный состав ограничен 10-ю составляющими. Кроме того, методика позволяет рассчитать только кривую конденсации, а коэффициент сжимаемости, адиабату, динамическую вязкость (параметры, необходимые для расчета расхода) нет. В ГСССД МР 107 также есть аттестованный алгоритм, но компонентный состав ограничен другими 12-ю составляющими. И в МР 107, и в МР 116, и в МР 118 среди

составляющих компонентов отсутствует водяной пар, который в реально измеряемом попутном нефтяном газе всегда присутствует. В МР 113 водяной пар есть, но нет алгоритма определения фазового состояния смеси.

Такие газовые смеси при небольших отрицательных температурах (до -10°C) переходят в двухфазное состояние, и в этом случае измерение расхода с определенным пределом погрешности становится невозможным. При этом установить расчетным методом факт перехода газа в двухфазное состояние по компонентному составу, давлению и температуре практически не представляется возможным.

В заключение, выражаю надежду, что нормативная база по расчету теплофизических свойств ПНГ все-таки появится и позволит к 2011 г. решить проблему измерения ПНГ на 100%. Мы, как разработчики вычислителей расхода, готовы реализовать алгоритмы расчета свойств ПНГ в наших приборах и сертифицировать их для учета ПНГ.