

Особенности учета свободного нефтяного газа

А.П. Масленников
/ООО "Метрология
и Автоматизация",
г. Самара/

Требования к повышению эффективности использования попутного нефтяного газа, поставленные в последние годы руководством страны перед нефтедобывающими компаниями, определили четкие задачи и по критериям его учета.

Основными документами, регламентирующими учет свободного нефтяного газа, являются: ГОСТ Р 8.615-2005 "Государственная система обеспечения единства измерений. Измерения количества извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования"; ГОСТ Р 8.647-2008 "Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение определения количества нефти и нефтяного газа, добытых на участке недр. Основные положения".

Названные документы определили основные термины, относящиеся к данной теме.

"Свободный нефтяной газ": смесь углеводородных газов, выделившихся из сырой нефти в процессе её добычи, транспортировки, подготовки и находящихся в свободном состоянии.

"Система измерений количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ)": совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования, предназначенная для следующих целей:

- измерений объема свободного нефтяного газа;
- измерений параметров свободного нефтяного газа;

- вычисления объема свободного нефтяного газа, приведенного к нормальным условиям (температуре 20 °С (293,15 К) и давлению 760 мм рт. ст. (0,101325 МПа);

- отображения (индикации) и регистрации результатов измерений.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений объема свободного нефтяного газа не должны превышать $\pm 5\%$.

Для измерений количества нефтяного газа применяют средства измерений (СИ), имеющие сертификат об утверждении типа и внесенные в Государственный реестр средств измерений в соответствии с правилами по метрологии.

Из перечисленной выше совокупности технических средств наиболее важным является расходомер (счетчик количества газа).

В настоящее время в Государственном реестре средств измерений зарегистрировано более 50 расходомеров (счетчиков количества) газа различных типов и производителей, которые, в принципе, могли бы найти применение в составе СИКГ для измерения количества свободного нефтяного газа.

КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБЪЕКТОВ УЧЕТА НЕФТЯНОГО ГАЗА

Условно все объекты учета свободного нефтяного газа можно разделить на две группы в соответствии с пара-



Измерительный модуль системы учета количества и параметров свободного нефтяного газа (СИКГ) на базе оптического расходомера

метрами их эксплуатации (см. таблицу).

Первая группа объектов учета характеризуется относительно высокими значениями минимальных пределов измерений избыточного давления и скорости потока измеряемой среды, что не вызывает трудностей при выборе средств измерения расхода. Основные проблемы возникают при организации учета именно во второй (более многочисленной) группе в связи со сложными условиями эксплуатации средств измерения.

ОСОБЕННОСТИ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ РАСХОДОМЕРОВ ГАЗА НА ФАКЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

1. Широкий, более чем 1000-кратный динамический диапазон измерения скоростей потока, верхний предел которого определен аварийным режимом эксплуатации ФЛНД, а нижний - необходимостью измерения

даже незначительного потока свободного нефтяного газа, предназначенного для сжигания на факеле (преобразователь расхода должен обеспечивать его измерение во всем диапазоне с погрешностью не более 5%).

2. Низкий минимальный предел измерения скорости потока - от 0,05 м/сек (преобразователь расхода должен обеспечивать стабильность измерения с требуемой погрешностью при значениях расхода измеряемой среды, близких к нулевому).

3. Низкий минимальный предел измерения избыточного давления (преобразователь расхода должен обеспечивать стабильность измерения с требуемой погрешностью при значениях избыточного давления измеряемой среды, близких к нулевому).

4. Невозможность применения в составе СИКГ преобразователей расхода, создающих сопротивление потоку.

"Потери давления в факельных системах при аварийном сбросе не долж-

ны превышать 0,02 МПа на технологической установке и 0,08 МПа - на участке от технологической установки до оголовка факельного ствола" (ПБ 03-591-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации факельных систем).

5. Наличие влаги до 100% (в виде водяного пара и конденсата) в газовой смеси.

6. Наличие в газовой смеси жидкой фракции углеводородов в виде капель или залповых выбросов.

Перечисленные выше особенности эксплуатации определяют требования к выбору методов и средств измерения расхода в составе СИКГ для учета свободного нефтяного газа на факельных линиях низкого давления.

ВЫБОР МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА ДЛЯ УЧЕТА СВОБОДНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ФАКЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ

- Термоанемометрический

Достоинства: представлен рядом российских и зарубежных производителей. Цена - в пределах 200 тыс. руб. Низкие эксплуатационные затраты. Возможность демонтажа без снятия давления в измерительной линии. Имеется опыт эксплуатации в большинстве нефтяных компаний. Обеспечивает выполнение требований п. 1-4.

Недостатки: значительное влияние на достоверность показаний содержания влаги в составе нефтяного газа, а также загрязнение электродов жидкой углеводородной фракцией. Возможность применения: для измерения сухого, очищенного от жидкой углеводородной фракции нефтяного газа.



	Объекты учета	Диапазон давлений, кг/см ²	Диапазон скоростей потока, м/сек
1	Транспорт на ГПЗ, использование на собственные нужды, сжигание на факелах высокого давления	0,5-10,0	0,5-15,0
2	Сжигание на факелах низкого давления	0,05-3,0	0,05-15

- Вихревой

Достоинства: представлен рядом российских и зарубежных производителей. Цена - в пределах 200 тыс. руб. Низкие эксплуатационные затраты. Имеется опыт эксплуатации в большинстве нефтяных компаний. Обеспечивает выполнение требований п. 4-5.

Недостатки: метод не обеспечивает достоверности измерения расхода на низких пределах скоростей и давлений потока (п. 1-3). Значительно влияние загрязнения электродов жидкой углеводородной фракцией на достоверность показаний.

Возможность применения: для измерения очищенного от жидкой углеводородной фракции нефтяного газа на объектах, где минимальная скорость потока выше 0,5 м/сек.

- Ультразвуковой

Достоинства: обеспечивает выполнение требований п. 1-4. Возможность демонтажа без снятия давления в измерительной линии.

Недостатки: представлен зарубежными производителями. Цена - от 30 тыс. евро. Значительное влияние на работоспособность жидкой фазы в виде водяного конденсата и(или) углеводородной фракции.

Возможность применения: для измерения очищенного от жидкой фракции нефтяного газа на объектах

большой и средней производительности (от 10 000 н.м.куб./час).

- Оптический

Достоинства: обеспечивает выполнение требований п. 1-5. Возможность демонтажа без снятия давления в измерительной линии.

Недостатки: представлен единственным зарубежным производителем. Цена - 15 тыс. долларов. Значительное влияние на работоспособность жидкой фазы в виде углеводородной фракции.

Возможность применения: для измерения очищенного от жидкой углеводородной фракции нефтяного газа.

- Кориолисовый (массомеры)

Применение для измерения расхода свободного нефтяного газа на факельных линиях низкого давления исключено из-за наличия значительного сопротивления потоку.

- Переменного перепада давлений (стандартные и нестандартные сужающие устройства)

Применение для измерения расхода свободного нефтяного газа на факельных линиях низкого давления исключено из-за наличия значительного сопротивления потоку.

ВЫВОДЫ

1. Реальные условия эксплуатации расходомеров ограничивают воз-

можность корректного измерения свободного нефтяного газа на факельных линиях низкого давления.

2. В настоящее время в Государственном реестре СИ не зарегистрировано расходомера (счетчика количества) нефтяного газа, который обеспечивает корректные измерения расхода в реальных условиях эксплуатации (при наличии одновременно всех факторов п. 1-6).

3. Реально измеряемая среда на значительной части объектов не всегда соответствует п. 3.8 "Правил устройства и безопасной эксплуатации факельных систем" ПБ 03-591-03 (в газах и парах, сбрасываемых в общую и отдельную факельные системы, не должно быть капельной жидкости и твердых частиц) и содержит значительное количество жидкостей.

4. Решение этой сложной технической проблемы должно заключаться не только в поиске идеальных расходомеров обеспечивающих корректные измерения многофазной среды, но и в подготовке нефтяного газа, очистке его от механических примесей и жидкой фазы до измерительной линии, что может быть достигнуто, например, применением современных компактных сепараторов.