

## МЕТОДИКА РАСЧЕТА КОЛИЧЕСТВА НЕФТИ НА УЗЛЕ УЧЕТА НЕФТИ, ОСНАЩЕННОМ ИЗМЕРИТЕЛЕМ СВОБОДНОГО ГАЗА В ПОТОКЕ

Евлахов С.К., Гареев М.М., Гумеров А.Г., Нагаев Р.З., Кратиров В.А.

Проведенный анализ экспериментальных данных фазового состава товарной нефти в измерительных линиях узлов учета показывает появление в потоке, как правило, время от времени пузырьков остаточного свободного газа. Свободный газ движется в виде скоплений мелких пузырей. Нефть, содержащая скопления пузырей свободного газа, чередуется с нефтью, не содержащей свободный газ. Интервалы времени протекания нефти с газом имеют случайную величину и время появления. Периодичность появления этих интервалов и содержание свободного газа в нефти в это время зависит от среднего содержания газа в потоке. В целом структуру потока нефти в измерительной линии можно охарактеризовать как спорадически двухфазную пузырьковую структуру. Содержание свободного газа в потоках товарной нефти в измерительных линиях коммерческих узлов учета колеблется в пределах от 0 до 1% [1].

В настоящее время ведется разработка бесконтактного радиоизотопного прибора для измерения в потоке содержания свободного газа в нефти (РИСГН-1). Прибор измеряет среднее содержание свободного газа в поперечном сечении потока за заданный интервал времени  $\Delta t$ .

В общем виде формулу для вычисления объема газа в потоке жидкости за заданный интервал времени  $\Delta t$  можно представить в виде:

$$\Delta V_g = \int_0^{\Delta t} v_g \cdot \varphi(t) \cdot F_0 \cdot dt, \quad (1)$$

где  $v_g$  - скорость газа;  $\varphi(t)$  – объемное газосодержание, или доля площади поперечного сечения трубопровода, занятая газом;  $F_0$  – площадь поперечного сечения трубопровода.

В формуле (1) скорость газа является неизвестной величиной. В первом приближении примем, что скорость газа численно равняется скорости жидкости и обе они равны скорости потока

$$v_2 = v_{жк} = v_n \quad (2)$$

Поскольку производительность потока  $Q_n = F_0 \cdot v_n$  измеряется турбинным преобразователем расхода (ТПР), то примем  $Q_n = Q_{mnp}$

За время  $\Delta t_i$  объем протекающего газа будет

$$\Delta V_{zi} = Q_{mnp} \cdot \Delta t_i \int_b^{\Delta t} \frac{\varphi(t) \cdot dt}{\Delta t_i} \quad (3)$$

Учитывая, что  $\int_b^{\Delta t} \frac{\varphi(t) \cdot dt}{\Delta t_i}$  - среднее значение  $\varphi_i$  - за время

$\Delta t_i$ , по показанию прибора РИСГН-1, а  $Q_{mnp} \cdot \Delta t_i = \Delta V_{imnp}$  - измеренное значение объема за время  $\Delta t_i$  по показанию ТПР, формула примет вид

$$\Delta V_{zi} = \Delta V_{imnp} \cdot \varphi_i$$

За время  $T$  измеренное значение газа будет

$$V_z = \sum_{i=1}^N \Delta V_{imnp} \cdot \varphi_i, \quad (4)$$

где  $T = N \Delta t_i$ ,

$\Delta t_i = a$  - интервал времени (шаг усреднения), постоянное число.

$N$  - количество интервалов времени ( шагов) усреднения.

Вычисление по формуле (3) приведет несколько заниженному значению, поскольку скорость газа несколько больше чем скорость жидкости.

Давление и температура в потоке могут изменяться с течением времени.

За каждый шаг усреднения  $\Delta t_i$  можно определить среднее значение давления  $P_i$  и среднее значение температуры  $T_i$ . Корректировка объема нефти на содержание свободного газа должна производиться за каждое время усреднения, т.е. при условиях измерения объема с ТПР. В ранее приведенных

исследованиях других авторов показано, что при малых значения содержания свободного газа показание турбинного преобразователя расхода численно увеличивается на величину газосодержания [2].

Поэтому поправку на газосодержание измеренного значения объема жидкости по ТПР производим по формуле:

$$V_{жс} = V_{mnp} - V_z = V_{mnp} \left( 1 - \frac{V_z}{V_{mnp}} \right), \quad (6)$$

Где  $V_{mnp}$  - объем, показанный турбинным счетчиком за время измерения;

$$\frac{V_z}{V_{mnp}} = \frac{Q_z}{Q_{mnp}} = \beta - \text{расходное газосодержание.}$$

С учетом принятого допущения (2), расходное газосодержание будет равно объемному газосодержанию, т.е.  $\beta = \varphi$ .

Для оценки потоков по газосодержанию в различных пунктах приема и сдачи нефти (ПСП) по маршруту перекачки целесообразно измеренное значение газа на каждом ПСП привести к одинаковым условиям. Целесообразно обосновать значения параметров температуры и давления при приведении к одинаковым условиям измеренного значения газосодержания.

Можно рассматривать приведение к нормальным условиям, т.е. к температуре  $0^\circ\text{C}$ . и абсолютному давлению 0,1 МПа. Однако при приведении к абсолютному давлению 0,1 МПа (например, нефть находится в резервуаре) необходимо учитывать выделение из состава нефти растворенного газа. Растворенный газ выделяется при избыточном давлении ниже давления упругости паров жидкости. Поэтому, на наш взгляд, для упрощения расчетов целесообразно, чтобы приводимое давление по значению было выше давления упругости паров жидкости, тогда газ будет находится в составе жидкости в растворенном состоянии. Как правило, наиболее часто применяемое

избыточное давление на УУН при приеме нефти от нефтепромыслов и при сдаче нефти потребителям (НПЗ) – это 0,3 МПа.

А при сдаче – приеме нефти между смежными предприятиями магистральных нефтепроводов (ОАОМН) на узлах учета нефти (УУН), как правило, избыточное давление равняется давлению подпорного агрегата НПС и составляет 0,8-1,0 МПа. Поэтому предлагаем для приведения к одинаковым условиям значения содержания свободного газа, измеренного на каждом ПСП, принять параметры абсолютного давления и температуры, соответственно, 0,4 МПа и 0°С.

Полагаем, что пузырьки газа в потоке нефти подчиняются газовым законам и для приведения к одинаковым условиям, воспользуемся уравнением состояния для реального газа.

$$PV = ZGRT, \quad (7)$$

где  $P$  – абсолютное давление газа;

$V$  – объем газа;

$G$  – масса газа;

$R$  – газовая постоянная;

$T$  – абсолютная температура газа;

$Z$  – коэффициент сжимаемости газа.

В связи с тем, что поток нефти в условиях измерения на ПСП имеет избыточное давление в диапазоне от 0,3 до 1,0 МПа, а температуру выше 0°С, в формуле (7) значение коэффициента сжимаемости газа  $Z$  можно принять равным 1 [3].

За время усреднения  $\Delta t_i$  значения параметров, входящих в уравнение (7), тоже усредняем. Тогда из уравнения (7), для двух состояний газа будет справедливо соотношение:

$$\frac{P_i V_i}{T_i} = \frac{P_0 V_0}{T_0}, \quad (8)$$

Где параметры  $P$  и  $V$  с индексами  $I$  и  $0$  относятся к текущему состоянию и состоянию приведения соответственно.

Исходя из соотношения (8) можно определить объем измеренного газа за время  $\Delta t_i$ , приведенного к абсолютному давлению  $P_0$  и температуре  $T_0$ .

Приведем алгоритм расчета по корректировке показания ТПР на содержание свободного газа.

1. Через каждый интервал времени  $\Delta t_i = a$  ( $a = 15$  минут по техническому заданию на разработку прибора) прибором РИСГН-1 определяется среднее объемное газосодержание  $-\varphi_i$ ;
2. За это время  $\Delta t_i$  вычисляется среднее давление  $P_i$  и средняя температура  $T_i$  в потоке;
3. За это время  $\Delta t_i$  по показанию ТПР определяется объем учтенной нефти  $\Delta V_{i\text{ТПР}}$ ;
4. Вычисляется объем нефти с поправкой на содержание свободного газа по формуле (6) за интервал времени  $\Delta t_i$

$$\Delta V_{ni} = \Delta V_{i\text{ТПР}} (1 - \varphi_i) \quad (9)$$

5. Вычисляется масса нефти с поправкой на содержание свободного газа за интервал времени  $\Delta t_i$

$$M_{\text{бз}} = \Delta V_{i\text{ТПР}} \rho_{ni} (1 - \varphi_i) \quad (10)$$

Нарастающим итогом ведется:

1. Накопление объема  $V_{\text{ТПР}}$  и массы  $M$  измеренного количества нефти по показаниям системы измерения количества и показателей качества (СИКН)

$$V_{\text{ТПР}} = \sum_{i=1}^N \Delta V_{i\text{ТПР}} \quad (11)$$

$$M = \sum_{i=1}^N M_i \quad (12)$$

2. Накопление объема и массы нефти без газа, соответственно, по формулам:

$$V_n = \sum_{i=1}^N \Delta V_{iТПП} (1 - \varphi_i) \quad (13)$$

$$M_{бз} = \sum_{i=1}^N \Delta V_{iТПП} \rho_{ni} (1 - \varphi_i) \quad (14)$$

3. Вычисляется средневзвешенное значение газосодержания за время T при рабочих условиях по формуле:

при ведении учета в объемных единицах

$$\varphi_{cp} = \frac{1}{V_{ТПП}} \sum_{i=1}^N \varphi_i \Delta V_{iТПП} \quad (15)$$

при ведении учета в массовых единицах

$$\varphi^M_{cp} = \frac{1}{\sum_{i=1}^N \rho_{ni} \Delta V_{iТПП}} \sum_{i=1}^N \varphi_i \rho_{ni} \Delta V_{iТПП} \quad (16)$$

4. Вычисление количества нефти с поправкой на содержание свободного газа при ведении учета нефти в массовых единицах (при условии работы вибрационного плотномера, установленного в традиционных блоках измерения качества) также можно выполнить с учетом значения  $\varphi^M_{cp}$  по формуле

$$M_{бз} = (1 - \varphi^M_{cp}) \cdot \sum_{i=1}^N \Delta V_{iТПП} \rho_{ni} \quad (17)$$

## Список литературы

1. М. М. Гареев, С.К. Евлахов, А.Г.Гумеров, В.А. Кратиров « Некоторые результаты исследований потоков товарной нефти в измерительных линиях узлов учета», в кн. Совершенствование измерений расхода жидкости, газа и пара. Материалы 12-й Международной научно-практической конференции 23-25 апреля 2002г, Санкт-Петербург 2002г.
2. Исследование и совершенствование учета нефти в системе ГТН. Отчет ВНИИСПТнефть по теме 2-7-83, этапы I, III, IV, V, VI, VII Уфа- 1983г.
3. Л.Н. Стаскевич, Г.Н. Северинец, Д.Я. Вигдорчик. Справочник по газоснабжению и использованию газа, Ленинград, «Недра», 1990г.