

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КАПЕЛЬНОГО УНОСА УГЛЕВОДОРОДОВ С УСТАНОВОК НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

*Б.Д. Донских, В.А. Истомин, С.В. Крашениников, Г.Н. Русанова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

При подготовке природного газа газоконденсатных месторождений главным образом используется процесс НТС [1, 2], заключающийся в охлаждении газожидкостного потока и конденсации тяжелых углеводородов с последующей сепарацией на жидкую и газовую фазы. В конечном технологическом аппарате – низкотемпературном сепараторе – поддерживаются проектные термобарические параметры (в настоящее время температурный уровень процесса НТС составляет $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$), принципиально позволяющие извлечь из пластового газа более 95 масс. % углеводородов C_{5+} .

Существенной проблемой технологии низкотемпературной сепарации являются достаточно высокие потери ценного УВ-сырья из-за парового и капельного уносов углеводородов. В отличие от парового уноса, величина которого определяется термобарическими условиями в низкотемпературном сепараторе, капельный унос можно снижать путем повышения эффективности работы каплеулавливающих элементов сепаратора. Уменьшение капельного уноса УВ позволяет извлекать дополнительно десятки тысяч тонн газового конденсата в год, при этом возрастает рентабельность разработки газоконденсатных месторождений. Таким образом, важным моментом интенсификации технологии НТС является совершенствование конструкций сепараторов, в частности модификации каплеулавливающих элементов и коагуляторов аэрозоля с целью уменьшения капельного уноса углеводородной жидкости. Эффективность работы той или иной конструкции сепаратора надежно определяется только экспериментальным путем. При этом особое значение имеет точность определения капельного уноса УВ-жидкости из тестируемого сепаратора.

В настоящее время при проведении приемочных и периодических испытаний сепараторов разработчиком сепараторов ДАО «ЦКБН» рекомендуется следующая методика исследования

его эффективности с использованием прямого метода измерения уноса [3]. Схема обвязки сепаратора представлена на рис. 1.

Испытания сепаратора проводят при установившемся режиме течения газа, когда все параметры процесса находятся в пределах установленных норм не менее 1 ч. При испытаниях сепаратора измеряемыми параметрами являются: температура газа ($^{\circ}\text{C}$), давление газа (МПа), объемный расход газа через сепаратор ($\text{м}^3/\text{ч}$), гидравлическое сопротивление аппарата (МПа), количество капельной жидкости на входе в сепаратор ($\text{мг}/\text{м}^3$), количество капельной жидкости на выходе из сепаратора (капельный унос) ($\text{мг}/\text{м}^3$). В ходе испытаний расход газа через сепаратор должен сохраняться и не выходить за пределы $\pm 2,5\%$. При исследовании различных режимов работы сепаратора величина уноса жидкости определяется не менее трех раз на каждом режиме. Общая продолжительность испытаний сепаратора должна составлять не менее 72 ч.

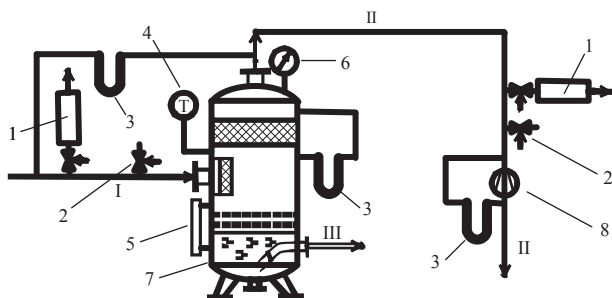


Рис. 1. Схема обвязки сепаратора при проведении исследования его эффективности:

- 1 - измерители уноса, 2 - пробоотборные штуцеры, 3 - дифманометры,
4 - термометр, 5 - указатель уровня жидкости, 6 - манометр, 7 - сепаратор,
8 - измерительная диафрагма; I - сырой газ, II - газ сепарации, III - жидкость

Место для подключения измерителя уноса выбирается в непосредственной близости от испытываемого сепаратора. Штуцер отбора пробы желательно располагать на вертикальном участке газопровода, перпендикулярно направлению потока газа. На горизонтальных и наклонных участках газопровода штуцер отбора пробы целесообразно располагать вертикально. При испытаниях сначала подсоединяют устройство измерения расхода к штуцерам отбора, затем выводят аппарат на требуемый технологический режим. После выхода на режим проводят три последовательных

измерения за период не менее 3 ч. При этом должно соблюдаться так называемое условие изокINETИЧНОСТИ, обеспечивающее равенство скоростей потока исследуемого газа в газопроводе и в устройстве измерения капельного уноса. Отбор проб проводят одновременно на входе и выходе сепаратора. Перед отбором пробы штуцера тщательно продувают для удаления остаточной пыли и капельной жидкости. При данном технологическом режиме величина объемного расхода газа не должна варьироваться более чем на $\pm 5\%$. За результат испытаний принимают среднее арифметическое трех определений, расхождения между которыми не должны превышать 1,5 % отн. (при $P = 0,95$ МПа).

В настоящее время при испытаниях газовых сепараторов применяют ряд различных устройств измерения капельного уноса жидкостей. Так, в ОАО «ТюменНИИгипрогаз» был разработан индикатор уноса жидкости ИУ-1 [4], конструкция которого представлена на рис. 2.

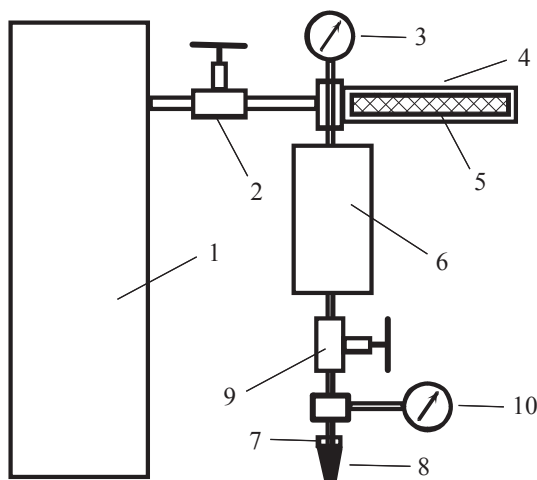


Рис. 2. Схема устройства и подключения индикатора уноса ИУ-1: 1 - газопровод, 2 - входной вентиль, 3, 10 - манометры, 4 - фильтр-патрон, 5 - фильтрующий элемент, 6 - адсорбер, 7 - дроссельная шайба, 8 - ниппель, 9 - выходной вентиль

Данный индикатор уноса применяется, например, в ИТЦ «Газпром добыча Ямбург». Методика измерения уноса жидкости состоит в пропускании определенного объема исследуемого газа через специальный фильтр с последующим определением массы привеса осевшей на волокнах фильтра жидкости. При этом существенными условиями осаждения жидкости на фильтре являются условия изокинетичности, изотермичности и изобаричности по отношению к исследуемому потоку газа, что должно обеспечивать представительность исследуемой пробы газа. Условие изокинетичности соблюдается при установке определенного расхода через индикатор уноса, рассчитываемого по формуле, м³/мин:

$$q = Q \cdot \frac{d^2}{0,06 \cdot D^2}, \quad (1)$$

где Q – расход газа в исследуемом газопроводе, тыс. м³/ч; d – внутренний диаметр пробоотборного штуцера, мм; D – внутренний диаметр исследуемого трубопровода, мм.

Необходимый расход исследуемого газа устанавливают выходным вентилем 9 , измеряя изменение давления на манометре дроссельной шайбы. В методике приведена соответствующая градуировочная таблица для определения расхода через диафрагму (\varnothing 5 мм) по давлению манометра. Можно также воспользоваться следующей приближенной формулой, м³/мин:

$$q = (0,1462 \cdot P + 0,7246) \cdot \sqrt{P}, \quad (2)$$

где P – давление газа по манометру диафрагмы, кгс/см².

Индикатор уноса подсоединяется к штуцеру диаметром 6÷8 мм, приваренному вровень с внутренней стенкой газопровода. Рекомендуется приваривать штуцер на вертикальных участках газопровода. Возможно присоединение и к горизонтальному участку газопровода, но при этом не гарантируется достоверность получаемых результатов.

Перед проведением измерений рассчитывают требуемый расход газа через индикатор по формуле (2). Затем подготавливают фильтрующий элемент 5 , заполняя его полностью свернутой в рулон полоской дорнита. После подготовки взвешивают фильтр-патрон 4 на аналитических весах, предварительно высушив его

в сушильном шкафу. Перед началом испытаний измерительную установку продувают для удаления остатков конденсата, вставляют фильтр-патрон и плавно набирают давление до рабочего. Затем регулировочным вентилем устанавливают требуемый расход, контролируемый по манометру. Через прибор пропускают такое количество газа, которое обеспечивает привес фильтра от 20 до 150 мг. Затем давление сбрасывают, фильтр-патрон вынимают и взвешивают. Обычно проводят два параллельных измерения. Величину уноса рассчитывают как отношение разности масс фильтра до и после эксперимента к объему пропущенного газа, приведенного к нормальным условиям. Объем пропущенного газа определяют при помощи секундомера, зная заданный расход газа. Адсорбер 6 используют в случае проведения измерений на сыром газе для предотвращения гидратообразования на вентиле 9 и искажения показаний расхода по дроссельной шайбе 7. Очевидно, что данная методика позволяет измерять унос только дегазированной части конденсата (без учета легких компонентов, растворенных в нестабильном конденсате), что представляется не вполне корректным.

Экспериментально подтвержденная ИТЦ «Газпром добыча Ямбург» погрешность измерения уноса по данной методике составляет не более $\pm 20\%$ отн. (при величинах уноса не более 30 мг/м^3). При этом методика не рекомендована к использованию при величинах уноса, превышающих 50 мг/м^3 .

Используются и другие приборы для измерения уноса капельной жидкости. Например, в ДОО «ЦКБН» разработан прибор УГМК, несколько модифицированный в ИТЦ «Газпром добыча Уренгой» [3]. Для определения содержания капельной жидкости в попутном нефтяном газе сепарации в ООО «Газпром добыча Оренбург» предложен способ, основанный на использовании измерителя количества конденсата «Конденсат-2» или малогабаритной переносной сепарационной установки (МПСУ) собственной конструкции [5].

В работе [6] проведены анализ и обсуждение разработанных ранее и применяемых на практике методик измерения капельного уноса жидкости на установках подготовки природного газа. Отмечены высокие погрешности указанных методов при повышенных давлениях и высоком содержании капельной жидкости

в газе. В работе [7] отмечается, что зачастую погрешности измерения капельного уноса жидкости сопоставимы с самими значениями измеряемой величины и, таким образом, могут рассматриваться только как качественные показатели оценки работы сепараторов.

Главной проблемой всех применяемых в настоящее время прямых методик авторы [6] считают отсутствие обеспечения представительной пробы. К недостаткам пробоотборных устройств (за исключением измерителя ДАО «ЦКБН») можно отнести отбор пробы непосредственно со стенки газопровода, при этом не учитывается профиль распределения скоростей, от которого зависит и распределение капель в потоке. Недостаточно корректно учитывается и влияние местных сопротивлений, отводов, тройников и т.д., также влияющих на распределение скоростей и завихрения потока газа. Отсутствие информации о распределении скоростей по сечению газопровода не дает возможности точно соблюсти условие изокинетичности при отборе проб исследуемого газа. В [6] отмечено, что устройства, в которых отбор проводится не из потока газа, а со стенки газопровода, дают завышенные результаты капельного уноса вследствие влияния жидкостной пленки, текущей по стенке газопровода. Погрешности, связанные с сорбционными явлениями на поверхностях элементов измерительного устройства, могли бы быть уменьшены за счет увеличения времени продувки измерительной системы исследуемым газом. Однако в таком случае возможно нежелательное захлаживание системы и, как следствие, нарушение условия изотермичности потока анализируемого газа и потока газа в газопроводе.

Прямой метод измерения капельного уноса активно развивается и корпорацией Pall (США). В частности, измерительная установка [8] позволяет избавиться от эффекта первоначальной конденсации жидкости при заполнении установки исследуемым газом (как и устройство, разработанное ООО ИВЦ «Инжехим» [6]). К недостаткам измерительной установки Pall следует отнести ее громоздкость (длина ~3 м) и высокие объемы газа для анализа (~1000 м³).

Рассмотренные выше методики измерения капельного уноса по своей сути являются разновидностями прямого метода измерения, в котором отбор пробы исследуемого газа производится

(в идеале) при тех же термобарических условиях, что и в исследуемом низкотемпературном сепараторе и в изокинетическом режиме, относительно потока газа в газопроводе. Несмотря на постоянное совершенствование рассматриваемых методик, сохраняется ряд существенных недостатков:

- высокая трудоемкость выполнения измерений, длительность процедуры как подготовки так и самого измерения, значительные затраты газа на исследования;
- громоздкость и сложность аппаратуры, сочетающаяся с низкой надежностью отдельных узлов и приводящая к снижению общей точности измерений;
- требуется проведение большого числа операций, использование специальных задвижек и дополнительных средств для обеспечения необходимой точности измерений;
- непосредственно определяется только «дегазированная часть» унесенного конденсата, однако более корректно и обоснованно проводить измерение массы фактически уносимого из сепаратора нестабильного конденсата;
- трудности обеспечения представительности пробы, отбираемой из потока, поскольку режим изокинетического входа газа в пробоотборную трубку не гарантирует местных завихрений потока и отбивку капель на входе потока газа в пробоотборный зонд (независимо от формы наконечника зонда);
- отсутствие учета жидкостной пленки, текущей по стенке газопровода, и практическая невозможность достоверной оценки вклада этой части уноса в величину общего уноса (что может значительно исказить результаты измерений).

По мнению авторов, принципиально важными являются последние два недостатка, поскольку их устранить технически затруднительно. Это объясняется тем, что пробоотборный зонд любой конструкции будет вносить неконтролируемые возмущения в поток газокapельной смеси и, следовательно, нарушать представительность пробы. Установление обоснованных значений погрешности прямых методов возможно только с применением косвенного гравиметрического метода (описанного ниже) с известными метрологическими характеристиками. При этом указанные выше погрешности являются сугубо оценочными, в то время как

реальная погрешность измерения капельного уноса может достигать 100 % отн. и более [7]. Таким образом, можно сделать вывод, что прямые методы из-за высокой погрешности фактически могут применяться только как индикаторные методы определения уноса капельной жидкости.

Более перспективным направлением представляется развитие косвенных методов определения капельного уноса, в которых отбор пробы осуществляется не из гетерогенной газокapельной среды, а из гомогенной газовой фазы (когда капли конденсата и пленка жидкости уже испарились в газовый поток при повышении его температуры). В отличие от прямых методов, косвенные методы однозначно обеспечивают представительность пробы, что потенциально дает возможность повысить точность измерения капельного уноса. В косвенных методах определены четкие метрологические характеристики, поскольку в них используются стандартизованные, аттестованные процедуры с известной погрешностью.

Косвенный метод измерения капельного уноса УВ после установок НТС был разработан авторами работы [9], с использованием измеряемого значения температуры точки росы по углеводородам ($T_{TP_{ув}}$) в природном газе после установок НТС. При этом исследуемый газ должен иметь достаточно высокую температуру, чтобы гарантированно не содержать капель УВ, которые должны успеть испариться в газовый поток (например, измерение можно проводить после выхода газа из технологической нитки). Разница (ΔT) между значением измеренной $T_{TP_{ув}}$ и температурой в конечном сепараторе характеризует величину капельного уноса УВ. Для установления количественной связи между величиной ΔT и значением уноса (mg/m^3) необходимо знать состав пластового флюида (до C_{12}), а также использовать возможности современных расчетных комплексов (например, PRO II[®], HYSYS[®] и др.).

Так, в работе [9] технологическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации проводилось в программной среде «ГазКондНефть». Для расчета процесса сепарации использован состав пластового флюида на УКПГ-1АВ Уренгойского НГКМ. Температура в системе регулировалась таким образом, чтобы в низкотемпературном сепараторе она составляла $-30,0$ °С. С использованием разработанной технологической модели УКПГ

авторами [9] проведены расчеты влияния капельного уноса УВ на измеряемую анализатором величину $TTP_{ув}$. Были получены кривые конденсации (при различных давлениях) для значений уносов 0; 0,5; 1,0; 1,5; 2,0 г/м³. Для флюида данного состава установлено, что при уносе, например 2,0 г/м³, ΔT составляет 5,0 °С. Таким образом, используя современные автоматизированные средства измерений $TTP_{ув}$, можно проводить оценку капельного уноса из низкотемпературного сепаратора. На точность определения уноса будут влиять, прежде всего, погрешность анализатора при определении $TTP_{ув}$, погрешность определения компонентного состава флюида и адекватность выбранной термодинамической модели расчета $TTP_{ув}$. При этом данный метод ориентирован на определение достаточно больших уносов.

Метод реализуется следующим образом. Сначала для флюида известного состава на программном комплексе рассчитывают зависимости $TTP_{ув}$ от давления и величины капельного уноса в достаточно широком диапазоне значений. Замеряя величину $TTP_{ув}$ при помощи анализатора, по значению ΔT (разнице между фактически замеренной $TTP_{ув}$ и температурой в концевом сепараторе НТС) находят величину капельного уноса с использованием полученных ранее зависимостей. Пример зависимости капельного уноса от ΔT для газа Бованенковского ГКМ при условиях сепарации $P = 5,5$ МПа и $t = -25,0$ °С представлен на рис. 3.

При погрешности анализатора $TTP_{ув}$ в 1,0 °С нижний предел измерения метода определения уноса для флюида данного состава будет на уровне 0,5 г/м³. Важно подчеркнуть, что чувствительность данного метода в настоящее время может быть существенно увеличена за счет использования анализаторов $TTP_{ув}$ нового поколения. Например, в связи с появлением на рынке высокоточных анализаторов $TTP_{ув}$ серии Hygrovision возможно повышение чувствительности метода до ~0,1 г/м³.

Следует отметить, что чувствительность (нижний предел измерения) данного расчетного метода существенно зависит от компонентного состава исходного флюида. В качестве примера на рис. 4 приведены зависимости $TTP_{ув}$ от величины капельного уноса для тощего газа (апт-сеноманского горизонта Бованенковского месторождения).

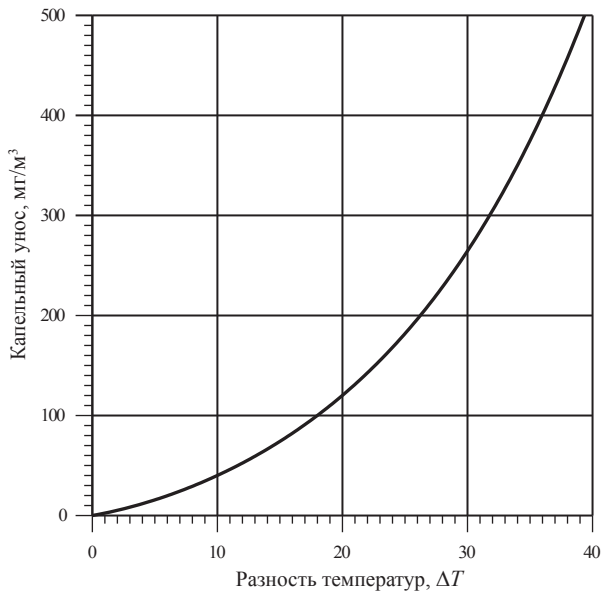


Рис. 3. Зависимость капельного уноса из низкотемпературного сепаратора от ΔT ($T_{ТР_{ув}} - T_{НТС}$) для газа Бованенковского ГКМ

Фазовая диаграмма газа после установки НТС

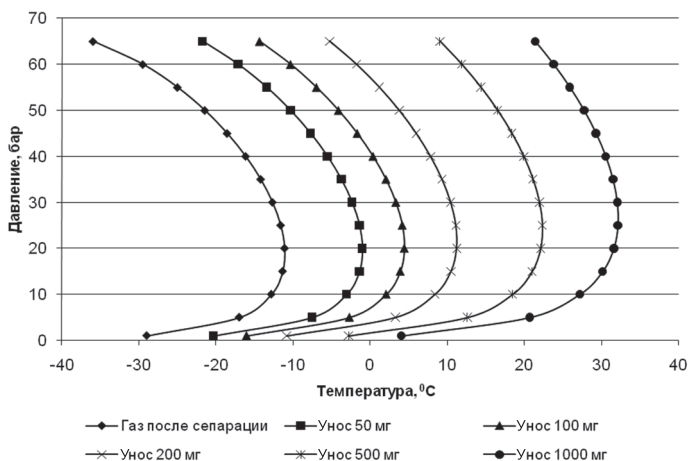


Рис. 4. Номограмма для определения величины капельного уноса из низкотемпературного сепаратора для апт-сеноманского газа Бованенковского месторождения по измерениям точек росы газа

Из представленных на рис. 4 зависимостей можно заключить, что при погрешности анализатора $TTP_{ув}$ в пределах $\pm 1,0$ °С относительная погрешность метода определения уноса составляет ~ 10 %. В абсолютных значениях – это от 5 до 100 мг/м³ в заданном диапазоне величин капельного уноса. Отметим, что для расчетов диаграмм на рис. 4 взят компонентный состав флюида и уносимого конденсата до C_{12} . Учет высокомолекулярных углеводородных компонентов нецелесообразен в силу их малого количества, поскольку ни автоматические, ни визуальные анализаторы $TTP_{ув}$ таких количеств углеводородов не фиксируют, и величины $TTP_{ув}$, соответствующие более тяжелым УВ, на практике не определяются.

Обсудим также другой косвенный метод для определения уноса жидких углеводородов из установок НТС, который описан в международном стандарте ISO 6570-2001 [10].

Метод ISO 6570 заключается в пропуске измеряемого объема газа через сепаратор специальной конструкции. Если термобарические условия внутри измерительного сепаратора аналогичны условиям в исследуемом низкотемпературном сепараторе, то количество жидкости, уловленное в сепараторе (при известном объеме пропущенного газа) характеризует величину капельного уноса. При этом конструкция сепаратора обеспечивает практически полное осаждение капель конденсата за счет длительного времени пребывания газокapельной смеси в сепараторе. На рис. 5 приведена общая схема подключения сепаратора, применяемая по методу ISO 6570-2001 [10].

Международный стандарт устанавливает два метода гравиметрического определения количества конденсирующейся жидкости. Метод А – ручной весовой метод и метод Б – полуавтоматический метод. При этом метод А является арбитражным для метода Б. Ручной метод заключается в непосредственном взвешивании измерительного сепаратора до и после накопления жидкости, разность между полученными значениями массы и будет равна количеству жидкости при пропуске фиксированного объема газа. Косвенный метод основан на измерении давления столба накопившейся в вертикальной трубке (приваренной к днищу измерительного сепаратора) жидкости при помощи дифманометра и последующем пересчете величины давления в величину массы при известной площади сечения трубки.

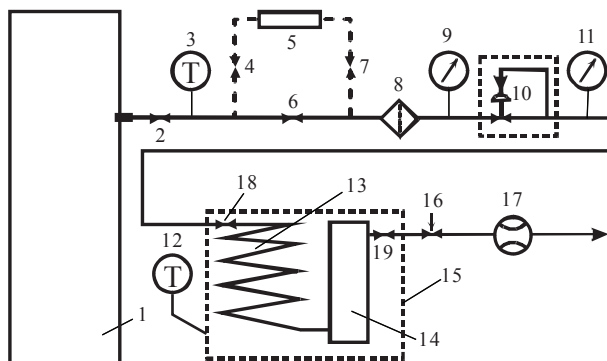


Рис. 5. Принципиальная схема установки для измерения количества конденсирующейся жидкости по методу ISO 6570-2001:

- 1 – газопровод, 2 – запорный вентиль, 3 – термометр, 4, 6, 7, 18, 19 – вентили,
 5 – фильтр-осушитель, 8 – механический фильтр, 9, 11 – манометры,
 10 – обогреваемый редуктор, 12 – термометр, 13 – змеевик, 14 – измерительный
 сепаратор, 15 – термокриостат, 16 – выходной вентиль, 17 – измеритель расхода

Метод А налагает ограничения на максимальную массу измерительного сепаратора – 1100 г. При этом требования к весам: максимальная масса взвешивания не более 2 кг с разрешением 0,01 г.

Измерения по методу А проводят следующим образом. Собирают измерительную схему, как это показано на рис. 5. При этом измерительный сепаратор 14 и змеевик 13 предварительно промывают каким-либо подходящим растворителем (например, пентаном) и высушивают до постоянной массы. После того как в системе установилось заданное давление при требуемой температуре термокриостата 15 и при открытых вентилях 2, 6, 18 и закрытых 16 и 19, отсекают змеевик, и измерительный сепаратор закрытием вентилей 18 и 19 отсоединяют от измерительной схемы. Затем змеевик и сепаратор промывают от антифриза водой (заодно проверяя на отсутствие утечек газа) и высушивают до постоянной массы. Записывают начальное значение массы змеевика и сепаратора. После этого помещают змеевик с сепаратором обратно в термокриостат и подсоединяют к измерительной системе. Пропускают исследуемый газ через систему, последовательно открывая вентили 2, 6, 18, 19 и регулируя расход вентилем 16. Расход можно менять в диапазоне от 8 до 25 дм³/мин в зависимости от ожидаемого количества конденсирующейся жидкости.

При необходимости можно пускать исследуемый газ через фильтр-осушитель 5 для удаления паров воды путем закрытия вентиля 6 и открытия вентиля 4 и 7. Желательно пропускать через установку такое количество газа, чтобы масса сконденсировавшейся жидкости была не менее 1 г. После пропускания необходимого количества газа, которое фиксируют по счетчику 17, отсоединяют змеевик с сепаратором и повторяют операции по их промывке и высушиванию. Записывают конечную массу змеевика и сепаратора, содержащего сконденсированную жидкость. Вычисляя разность конечной и начальной масс змеевика и сепаратора и деля ее на количество кубометров (при нормальных условиях, $T = 273,15 \text{ K}$, $P = 101,325 \text{ МПа}$ пропущенного газа, получают величину содержания конденсируемой при данных условиях жидкости в газе.

В методе Б перед выполнением измерений требуется провести калибровку измерительного дифманометра. Для этого в измерительную трубку, припаянную к днищу сепаратора, вносят различные количества *n*-декана (или его смеси с триметилбензолом) с известной массой и фиксируют соответствующие показания дифманометра при рабочем давлении и минимальной температуре, при которой еще не происходит конденсация жидкости из газа. По полученной калибровочной зависимости показаний дифманометра от массы жидкости в ходе измерений определяют массу конденсата, выделившегося из известного объема исследуемого газа.

При тщательном выполнении всех требований метода и отсутствии источников погрешности, связанных с утечками газа, недостаточным высушиванием змеевика и сепаратора, конденсацией паров воды и т.п., может быть достигнута погрешность измерений $\pm 1 \%$.

К основным недостаткам метода можно отнести его большую трудоемкость, сложность и дороговизну оборудования, сложности практической реализации для прямого отбора проб, а также достаточно высокую продолжительность измерений (до 20 ч и более).

Далее следует отметить, что в настоящее время становится актуальным развитие третьего косвенного метода – хроматографического метода определения уноса жидкости с установок НТС. Этот метод определения капельного уноса основан на газохроматографическом измерении компонентного состава газа, отобранного до и после низкотемпературного сепаратора. При этом исследуемый

газ не должен содержать капельной жидкости. Такие измерения можно осуществить, отобрав газ в точке, расположенной между первичным сепаратором и охлаждающим теплообменником, где температура газа еще достаточно высока, а капли практически полностью отделены в первичном сепараторе. Вторая точка пробоотбора должна располагаться после теплообменника по обратному ходу газа, где температура уже достаточно высока и вся унесенная капельная жидкость успела обратно испариться. Здесь требуется измерение компонентного состава до углеводородов C_{12} (до *n*-додекана). В рамках данной методики желательно проводить определение не только нормальных парафинов, но и изопарафинов, а также нафтенных и ароматических, которые, как правило, содержатся в природном газе в значимых для конечного результата количествах. Метод также предусматривает использование расчетного программного комплекса для моделирования процесса низкотемпературной сепарации.

Предполагается следующая процедура расчета капельного уноса хроматографическим методом:

1) на основании измеренного компонентного состава газа, входящего в низкотемпературный сепаратор, и термобарических условий в сепараторе рассчитывают равновесный компонентный состав газа после сепарации;

2) затем проводят сравнение составов газа сепарации, рассчитанного на программном комплексе, и состава измеренного после низкотемпературного сепаратора;

3) в случае превышения измеренных значений молярной доли компонентов над расчетными делается вывод о наличии капельного уноса, и по разнице молярных долей при известных молекулярных массах компонентов и фракций C_n рассчитывается его величина.

Для вычисления концентрации углеводородной жидкости потребуются молекулярные массы индивидуальных компонентов или псевдокомпонентов, которые соответствуют условным фракциям. При этом молекулярные массы фракций можно получить различными способами, например, расчетом на основе известного группового состава конкретной фракции с учетом различия молекулярных масс парафинов, нафтенных и ароматических или экспериментально с применением криоскопического или эбуллиоскопического методов.

Требования к измерительной газохроматографической системе изложены в действующем международном стандарте ISO 23874-2006 [11]. Указанный стандарт устанавливает процедуру измерения углеводородов от н-пентана до н-додекана. Определение компонентов до пентанов не представляет методических затруднений и описано во многих отечественных и зарубежных стандартах, например ГОСТ 31371-2008 «Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности» (в семи частях).

Измерительная система, которую следует использовать в предлагаемом методе, должна определять такие индивидуальные компоненты, как бензол, толуол, циклогексан, метилциклогексан, циклопентан, метилциклопентан и т.п. (если их количество превышает 1 млн^{-1} мол. доли). Также в управляющей хроматографом программе должна быть предусмотрена возможность определения молярной доли неидентифицируемых компонентов по известной молярной массе или числу атомов углерода через соответствующие коэффициенты чувствительности относительно известного компонента (как правило, н-пентана). Для данного метода измерения наилучшим образом подходит анализатор с пламенно-ионизационным детектором. При его практической реализации потребуются точное соблюдение требований к пробоотборной системе, которые изложены в ГОСТ 31370-2008 «Газ природный. Руководство по отбору проб». Прежде всего, как и в других косвенных методах, следует соблюдать условия однофазности отбираемого потока. Желательно, чтобы все пробоотборные линии и пробоотборник при отборе пробы имели температуру не менее чем на $10 \text{ }^\circ\text{C}$ выше температуры исследуемого газа. Перед анализом отобранного газа пробоотборник потребуются нагреть до температуры не менее чем на $10 \text{ }^\circ\text{C}$ выше температуры исследуемого газа в течение как минимум 4 ч.

Погрешность метода складывается из погрешностей расчетного программного комплекса, отбора проб и собственно хроматографического анализа, а также погрешности, проистекающей из допущений данного метода, т.е. неучета углеводородов тяжелее C_{12} и вклада нафтенных и ароматических углеводородов в молекулярную массу фракции C_n (по числу атомов углерода – n), если этот

вклад не учтен. К недостаткам хроматографического метода измерения уноса можно отнести относительно высокую погрешность отбора проб, поскольку тяжелые углеводороды легко адсорбируются на стенках пробоотборных линий и пробоотборника. Таким образом, проба может искажаться именно по содержанию тяжелых компонентов.

Подведем **итоги** проведенного выше анализа методов измерения уноса капельной жидкости из низкотемпературных сепараторов установок НТС.

В настоящее время активно развиваются (например, компаниями Pall Corp., ДОО «ЦКБН» и ООО ИВЦ «Инжехим») модификации прямого метода измерения капельного уноса углеводородной жидкости. Однако эти методы имеют ряд недостатков, связанных со сложностями пробоотбора (представительностью проб). На сегодняшний день они могут быть рекомендованы только в качестве индикаторных методов. Их преимущество – возможность оценки малых уносов.

Косвенные методы измерения капельного уноса углеводородов потенциально обладают рядом преимуществ по отношению к модификациям прямого метода. В частности, лишены погрешностей, вызванных искажением пробы газокapельного потока, позволяют определять фактический (полный) унос углеводородной жидкости с учетом растворенных легких компонентов. Кроме того, данные методы пригодны для автоматизации процесса измерения. Недавние успехи, достигнутые в расширении пределов измерения и повышении точности новых анализаторов точки росы (например, анализаторы серии «Hygrovision») и потоковых газовых хроматографов (например, Siemens MAXUM Edition II), открывают новые возможности для практической реализации косвенных методов на основе использования надежной метрологической базы.

Список литературы

1. Гриценко А.И. Сбор и промысловая подготовка газа на северных месторождениях России / А.И. Гриценко, В.А. Истомина, А.Н. Кульков, Р.С. Сулейманов. – М.: Недра, 1999 – 474 с.
2. Бекиров Т.М. Сбор и подготовка к транспорту природных газов / Т.М. Бекиров, А.Т. Шаталов. – М.: Недра, 1986 – 261 с.

3. Истомин В.А. Основные принципы нормирования и пути оптимизации расхода гликолей и метанола в условиях северных месторождений: обз. информация / В.А. Истомин, В.А. Ставицкий. – М.: ИРЦ Газпром, 1998 – 51 с. – (Подготовка и переработка газа и газового конденсата).

4. Ланчаков Г.А. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования / Г.А. Ланчаков, А.Н. Кульков, Г.К. Зиберт. – М.: Недра, 2000 – 280 с.

5. ТУ 51-527-95. Газ нефтяной отсепарированный Восточной зоны Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Технические условия. – Оренбург, 1995 – 17 с.

6. Ахлямов М.Н. Методика и устройство измерения уноса капельной жидкости на установках подготовки газа / М.Н. Ахлямов, Ф.А. Байгузин, И.М. Шигапов, Г.М. Хайруллин // Газовая промышленность. – 2009. – № 4. – С. 79–81.

7. Толстов В.А. Основные результаты испытаний сепараторов различных конструкций на объектах ОАО «Газпром» и направления их дальнейшего совершенствования / В.А. Толстов // Газификация. Природный газ в качестве моторного топлива. Подготовка, переработка и использование газа. – 2004. – № 3. – С. 36–51.

8. Технология сепарации Pall «в заданной конструкции» // Oilmarket. – 2008. – № 8. – С. 60–63.

9. Истомин В.А. Метод точки росы для оценки капельного уноса углеводородов в процессе подготовки газа валанжинских залежей / В.А. Истомин, И.В. Колинченко, А.М. Деревягин, С.В. Селезнев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2006. – № 4. – С. 37–41.

10. ISO 6570:2001 – Natural gas – Determination of potential hydrocarbon liquid content – Gravimetric methods.

11. ISO 23874:2006 – Natural gas – Gas chromatographic requirements for hydrocarbon dewpoint calculation.