

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ НА ЭЛЕМЕНТАХ ВНУТРЕННИХ УСТРОЙСТВ ВХОДНЫХ СЕПАРАТОРОВ ПРИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКЕ ГАЗА СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЯМБУРГСКОГО НГКМ

PROTECTION OF ELEMENTS OF INTERNAL DEVICES
OF ENTRANCE SEPARATORS AGAINST GAS HYDRATES

УДК 622.276.344.577

В.В. ЕФИМОВ

инженер по эксплуатации оборудования газовых объектов

Новый Уренгой

Д.В. ХАЛИУЛИН

ООО «Газпром добыча Ямбург»
аспирант Уфимского Государственного Нефтяного Технического
Университета, оператор по добыче нефти и газа
ООО «Газпром добыча Ямбург»

v.v.efimov-NU@yandex.ru
d_khaliulin@mail.ru

V.V. EFIMOV

exploitation engineer of gas objects equipment
«Gazprom добыча Yamburg LLC»

Noviy Urengoy

D.V. KHALIULIN

post-graduate student of Ufa State Petroleum Technological University,
oil and gas production operator «Gazprom добыча Yamburg LLC»

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:
KEYWORDS:

Добыча и транспортировка газа, гидрат, повышение температуры газожидкостного потока
Extraction and transportation of gas, hydrate, rise in temperature of a gas liquid stream

Анализ метода защиты входных сепараторов от газовых гидратов путем подогрева газового жидкостного потока во входном коллекторе сепараторов.

The analysis of a method of protection of entrance separators from gas hydrates by heating of a gas and liquid stream in an entrance collector of separators.

Образование газовых гидратов в системах сбора и промышленной подготовки газа является одной из главных проблем при разработке месторождений природного газа Крайнего Севера Западной Сибири, особенно на завершающей стадии их эксплуатации.

Решение данной проблемы является приоритетной задачей и требует разработки и внедрения оптимальных технологий предупреждения образования и ликвидации гидратных отложений в промысловых системах.

Процесс разработки большинства газовых и газоконденсатных месторождений осложняется образованием газовых гидратов в технологических системах сбора и промышленной подготовки природного газа. Особую остроту проблема льдо- и гидратообразования «приобретает» на месторождениях Крайнего Севера Западной Сибири, где разработка ведется в сложных условиях распространения многолетнемерзлых пород, при низких пластовых температурах, в суровых климатических условиях.

Любое месторождение природного газа можно условно рассматривать как двухфазную многокомпонентную систему «газ-вода», в которой газ, находясь в постоянном контакте с содержащейся в газонесной залежи связанной, подошвенной или краевой водой, в условиях пластового давления и температуры насыщается парами влаги. Содержащаяся в добываемой продукции вода (в любом ее агрегатном состоянии) в определенных термодинамических условиях способна образовывать с компонентами природного газа (CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 , изобутан, CO_2 , N_2 , H_2S и т.п.) неустойчивые физико-химические твердые соединения — гидраты, отложения которых, заполняя рабочие пространства газопроводов и внутренних устройств технологических

аппаратов, способны вызывать возникновение серьезных осложнений процессов внутрипромыслового транспорта и промышленной подготовки газа.

Основными факторами для образования газовых гидратов являются содержащаяся в газожидкостном потоке влага, высокое давление и низкая температура, причем фактор температуры оказывает на образование гидратов большее влияние, чем фактор давления. Поэтому регулировать процессы предупреждения образования газовых гидратов нужно, главным образом, регулируя температуру.

Существует целый ряд методов предупреждения образования газовых гидратов в газо-промысловых системах. Самым распространенным из них в настоящее время является метод понижения температуры замерзания системы «газ-вода», для чего в газо-жидкостный поток вводится метиловый спирт (метанол).

Другим надежным способом предупреждения гидратообразования является метод подогрева газа, широко используемый в настоящее время на газопроводах небольшой протяженности, для разложения уже образовавшихся гидратных и ледяных пробок, а также для предупреждения гидратообразования на установках редуцирования газа. Сущность этого метода предупреждения образования гидратов заключается в поддержании температуры скважинной продукции, содержащей влагу, выше равновесной температуры образования гидратов при неизменном давлении.

Метод борьбы с гидрато- и льдообразованием путем подогрева газожидкостной смеси в системах промышленной подготовки газа был успешно опробован и получил широкое распространение на объектах добычи газа ООО «Газпром добыча Ямбург».

Целью настоящей работы является анализ метода предупреждения образования газовых гидратов путем подогрева газожидкостного потока в коллекторах и промысловых аппаратах и оценка перспектив его применения.

Далее приведена краткая характеристика газосборной сети Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Добыча газа сеноманской залежи Ямбургского месторождения производится через сгруппированные в кусты эксплуатационные скважины. Для сбора газа от скважин принята коллекторно-кустовая схема. Все эксплуатационные скважины куста работают в единый теплоизолированный газопроводшлейф диаметром 530 мм. Прокладка шлейфов от кустов газовых скважин до установок комплексной подготовки газа (УКПГ) осуществляется надземно, на низких опорах. Параллельно газопроводу-шлейфу проложен метаноопровод диаметром 57 мм. Имеются как короткие (протяженностью 1...2 км), так и очень длинные (до 12 км) газопроводы-шлейфы.

Газожидкостная смесь от кустов эксплуатационных скважин одного газового промысла по газопроводам-шлейфам транспортируется на УКПГ, в пункт переключательной арматуры (ППА). Потоки скважинной продукции, смешиваясь на ППА, общим потоком по промысловым коллекторам подается к входным сепараторам установки очистки газа (УОГ) и далее в системы промышленной подготовки газа (для компримирования, абсорбционной осушки и охлаждения).

На рисунке 1 представлена схема промышленной подготовки газа к дальнейшему транспорту. Отличительной особенностью этой схемы является процесс промышленной подготовки на одной УКПГ потоков скважинной продукции двух сеноманских залежей Ямбургского месторождения, имеющих разные ►

термобарические параметры.

Первый газожидкостный поток «низкого» давления от кустов эксплуатационных скважин после смешивания на ППА по коллектору (поток I) подается на УОГ, к входным сепараторам (2) для очистки от капельной жидкости и механической примеси, и «промывки» газа от солей жидкостью орошения (ОЖ). Осушка отсепарированного «сырого» газа производится в абсорберах (7) после двухступенчатого компримирования и предварительного охлаждения на промысловой дожимной компрессорной станции (ДКС).

Второй поток – предварительно очищенный от капельной влаги и механической примеси на установке предварительной подготовки газа (УППГ), насыщенный влагой поток «сырого» газа «высокого» давления по межпромысловому коллектору большой протяженности (примерно 10 км) и промысловому коллектору (поток II) через входной коллектор (К) подается на УОГ, к входным сепараторам (1), для очистки от содержащейся в смеси капельной жидкости и «промывки» газа от солей. Осушка отсепарированного газа производится в абсорберах (7) под действием энергии пластового давления (поток III), либо, в зависимости от величины давления, после одноступенчатого (во II-й ступени) или двухступенчатого компримирования и предварительного охлаждения на промысловой ДКС (поток VII).

Большая протяженность межпромыслового коллектора, небольшой расход газа и, как следствие, малые скорости течения потока в трубопроводе большого диаметра в сочетании с низкими температурами окружающей среды способствуют значительному охлаждению (минус 10°C) насыщенного влагой «сырого» газа. Введение в поток жидкости орошения (ОЖ) для «промывки» газа от солей в условиях низких температур и высокого давления внутри сепараторов (1), создает условия для образования на элементах сепарационных устройств отложений кристаллогидратов.

Ввод в поток переохлажденной газожидкостной смеси метанола и подача в сепараторы (1) в качестве жидкости орошения водометанольного раствора являются малоэффективной мерой в борьбе с гидрато- и льдообразованием. Даже при значительном избыточном (по сравнению с необходимым расчетным значением) расходе метанола в условиях низких температур при высоком давлении в сепараторах образуется водогидратная масса с последующим отложением на сепарационных элементах кристаллогидратов, снижением производительности и уносом из сепараторов с отсепарированным газом больших объемов жидкости.

Преодолеть проблему гидратообразования на сепарационных устройствах входных сепараторов (1) позволило внедрение технического решения, направленного на поддержание температуры внутри аппаратов на уровне, выше равновесной температуры гидратообразования, путем подогрева газожидкостной смеси во входном коллекторе (К). Реализация данного решения осуществляется путем непосредственного осушения в транспортируемый по коллектору (К) газожидкостный поток нагретого в процессе сжатия в центробежных нагнетателях газоперекачивающих агрегатов (ГПА) газа с температурой 90...95°C. Отбираемый из коллектора нагнетания (поток IV) II-й ступени ДКС «горячий» газ по трубопроводу (поток VIII) подается в зону смешения входного коллектора (К). Для обеспечения надежной работы входных сепараторов (1) главным требованием является полное смешение потоков сред с равномерным полем заданных температур по всему объему подаваемого в аппараты газожидкостного потока. Величина температуры суммарного потока после смешения может быть определена, используя следующее соотношение:

$$T_{\Sigma} = \frac{Q_1 \cdot T_1 + Q_2 \cdot T_2}{Q_1 + Q_2}$$

где:

Q_1 и T_1 – среднечасовой расход ($\text{м}^3/\text{ч}$) и средняя температура (K) потока газожидкостной смеси во входном коллекторе (К);

Q_2 и T_2 – среднечасовой расход ($\text{м}^3/\text{ч}$) горячего газа и средняя температура газа в коллекторе нагнетания II-й ступени ДКС.

Эффективность процесса подогрева газожидкостной смеси обеспечивается выбором оптимальных геометрических параметров трубопровода для транспортировки «горячего» газа и участка входного коллектора (К), в зоне которого происходит смешение сред.

Гидравлический и технико-экономический расчеты трубопровода «горячего» газа были выполнены с учетом следующих основных требований:

- максимальная пропускная способность газопровода должна обеспечивать безгидратный режим работы входных сепараторов (1) на весь период до завершения разработки месторождения;
- соблюдение требований отраслевых стандартов [1];
- относительно невысокая стоимость строительно-монтажных работ при сооружении трубопровода.

Основным условием для надежной работы трубопровода (поток VIII) «горячего» газа является наличие перепада давлений между коллектором нагнетания (поток IV) II-й ступени компримирования ДКС и входным коллектором (К) сепараторов. Учитывая равенство давлений в выходном коллекторе (поток III) сепараторов (1) и трубопроводе (поток V) предварительно охлажденного в АВО (6) II-й ступени ДКС «сырого» газа, сопротивлением на пути потоков «высокого» давления и скомпримированного на ДКС потока «низкого» давления к абсорберам (7) являются, соответственно, сепараторы (1) и аппараты АВО газа (6) II-й ступени ДКС. Величина перепада (ΔP) на проектируемом газопроводе вычисляется как разность перепадов давлений на трубных пучках аппаратов АВО газа (6) и сепарационных элементах сепараторов (1). Результаты расчета сведены в таб. 1.

Фактическое значение температуры газожидкостной смеси в сепараторах (1) после подмешивания во входной коллектор (К) горячего газа в самый холодный период эксплуатации составило ~ 1°C. Равновесная температура образования газовых гидратов, согласно «Зависимости необходимой концентрации метанола в конденсирующейся жидкости в газопроводах от параметров добываемого газа для предотвращения льдо- и гидратообразования», для данного давления в аппарате составляет ~ 4°C. При этом безгидратный режим работы сепараторов (1) обеспечивается подачей в аппараты в качестве жидкости орошения водометанольного раствора (ВМР), концентрация насыщенного метанола в котором поддерживается с учетом температуры и давления в сепараторах и влагосодержания газа для данных условий.

Как уже отмечалось, надежность работы входных сепараторов зависит, главным образом, от качества смешения потоков с образованием равномерного поля заданных температур по всему объему подаваемого в аппараты потока газожидкостной смеси. Качество смешения потоков зависит от следующих параметров: режима течения ►

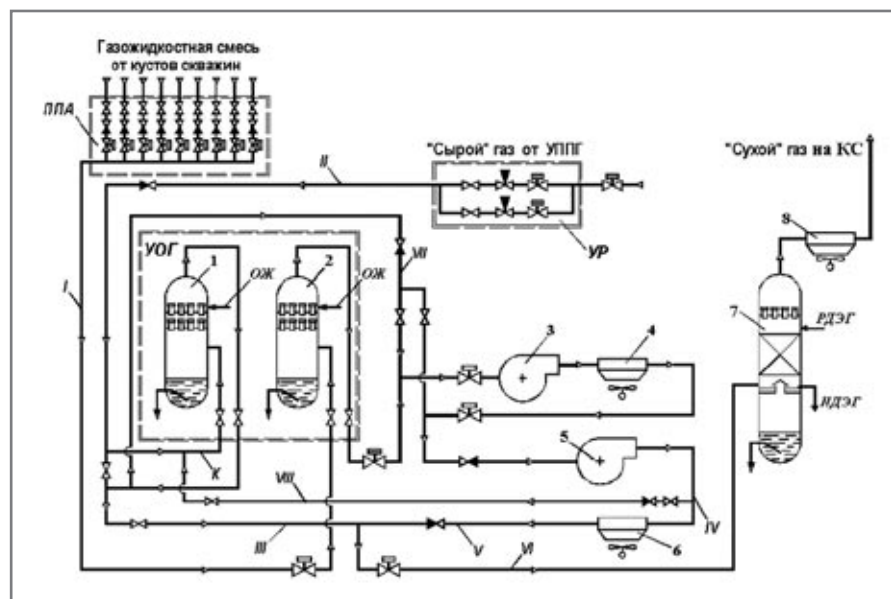


Рис. 1. Схема промысловой подготовки газа:

1, 2 – входной сепаратор С-1; 3 – ГПА I-й ступени ДКС; 4 – АВО газа I-й ступени ДКС; 5 – ГПА II-й ступени ДКС; 6 – АВО газа II-й ступени ДКС; 7 – абсорбер; 8 – АВО газа УКПГ; К – входной коллектор входных сепараторов (1); ППА – пункт переключющей аппаратуры; УР – узел редуцирования; ОЖ – жидкость орошения; I...VIII – потоки газа.

потока «нагреваемой» газожидкостной смеси (ламинарный, либо турбулентный) во входном коллекторе сепараторов, от способа ввода в зону смешения «горячего» газа и времени пребывания потоков в рабочем объеме газопровода, где происходит их смешение.

Как известно, для ламинарного режима течения потока характерна неравномерность распределения скоростей по поперечному сечению трубопровода. При этом часть потока, проходящая в центральной зоне трубы, имея максимальную скорость, пребывает внутри рабочего объема газопровода

меньшее время, нежели та его часть, которая проходит вблизи стенки, и, двигаясь с меньшей скоростью, пребывает в объеме трубы больший интервал времени. Турбулентный режим течения, особенно при больших скоростях потока маловязкой среды, характеризуется практически постоянной по всему поперечному сечению трубопровода средней скоростью, за исключением слоя в пристенной области трубы, толщина которого пренебрежимо мала по сравнению с поперечным сечением турбулентного ядра потока.

Таким образом, процессы смешения

потоков при ламинарном и турбулентном режимах течения транспортируемой смеси имеют большие отличия. В первом случае (при ламинарном потоке), процесс смешения для разных слоев транспортируемой смеси завершится в различной степени, так как разные порции ламинарного потока пребывают в зоне смешения разное время. Прямой противоположностью является процесс интенсивного смешения потоков при турбулентном режиме течения.

Режим течения потока в трубопроводе зависит не столько от параметров плотности

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
1. Основные данные для расчета		
Среднечасовой расход газожидкостной смеси через входной коллектор (К) сепараторов, Q_1	тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	360
Средняя температура газожидкостной смеси до смешения, T_1	К	263
Давление во входном коллекторе (К) сепараторов, P_1	МПа	3,73
Разность перепадов давления на АВО газа и сепараторах, ΔP	МПа	0,08
Давление в коллекторе нагнетания II-й ступени ДКС, P_2	МПа	3,81
Средняя температура в коллекторе нагнетания II-й ступени ДКС, T_2	К	368
Диаметр трубопровода «горячего» газа, d	м	0,15
Протяженность трубопровода «горячего» газа, L	км	0,10
2. Параметры природного газа		
Псевдокритические параметры добываемого природного газа: – давление, $P_{\text{ПК}}$ – температура, $T_{\text{ПК}}$	МПа К	4,56 190,39
Относительная плотность газа по воздуху, Δ		0,562
Плотность газа при стандартных условиях (при 293К и 0,1013 МПа), $\rho_{\text{СТ}}$	кг/м ³	0,678
3. Гидравлический расчет газопровода с условным диаметром 150 мм		
Приведенные параметры газа в газопроводе: – давления, $P_{\text{пр}} = P_{\text{ср}} / P_{\text{ПК}}$ – температуры, $T_{\text{пр}} = T_{\text{ср}} / T_{\text{ПК}}$		0,827 1,933
Величина среднего давления в газопроводе (формула 2.1): $P_{\text{ср}} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_1 + \frac{P_2^2}{P_1 + P_2} \right)$	МПа	3,77
Величина среднего коэффициента сжимаемости в газопроводе (формула 2.2): $z_{\text{ср}} = 1 - \frac{0,0241 \cdot P_{\text{пр}}}{1 - 1,68 \cdot T_{\text{пр}} + 0,78 \cdot T_{\text{пр}}^2 + 0,107 \cdot T_{\text{пр}}^3}$		0,986
Коэффициент сопротивления трению для всех режимов течения в газопроводе (формула 2.3): $\lambda_{\text{тр}} = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{\text{Re}} + \frac{2 \cdot k_2}{d} \right)^{0,2}$		0,0222
Суммарный коэффициент трения в газопроводе (формула 2.4): $\lambda = 1,05 \cdot \frac{\lambda_{\text{тр}}}{E^2}$		0,0275
Число Рейнольдса для потока в газопроводе (формула 2.5): $\text{Re} = 17,75 \cdot \frac{\Delta \cdot q_2}{d \cdot \mu}$		4,73*106
Коэффициент динамической вязкости газа (формула 2.6): $\mu = 5,1 \cdot 10^{-6} \left[1 + \rho_{\text{СТ}} \cdot (1 - 0,25 \cdot \rho_{\text{СТ}}) \right] \left[0,037 + T_{\text{пр}} \cdot (1 - 0,104 \cdot T_{\text{пр}}) \right] \left[1 + \frac{P_{\text{пр}}^2}{30 \cdot (T_{\text{пр}} - 1)} \right]$	Па * с	1,35*10-5
Максимальная среднечасовая производительность газопровода (формула 2.7): $Q_2 = 105,087 \cdot d^{2,5} \cdot \left(\frac{10^3}{24} \right) \cdot \sqrt{\frac{P_2^2 - P_1^2}{\lambda \cdot z_{\text{ср}} \cdot T_2 \cdot L}}$	тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$	39,6
Температура газожидкостной смеси после смешения, согласно соотношению (1), T_{Σ}	К	274

Таб. 1. Результаты расчета

(ρ) и вязкости (μ) транспортируемой среды, скорости (w) ее течения и диаметра (d) трубопровода, сколько от значения безразмерной комбинации всех этих параметров, называемой критерием Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot \rho \cdot d}{\mu} \quad (3)$$

В рабочих условиях входного коллектора сепараторов для потока «высокого» давления ($\rho \sim 27 \text{ кг/м}^3$, $\mu \sim 10^{-5} \text{ Па}$, $w \sim 3 \text{ м/с}$, $d = 1 \text{ м}$) значение числа Рейнольдса значительно превышает некое критическое значение $Re \gg 10^4$. Режим течения потока газожидкостной смеси во входном коллекторе (К) до подмешивания в него горячего газа соответствует устойчивому турбулентному режиму с мощным и энергичным перемешиванием среды.

Следующим фактором, оказывающим существенное влияние на эффективность процесса смешения потоков, является способ ввода в газожидкостный поток струи горячего газа.

В промышленных условиях применен боковой способ ввода струи горячего газа в горизонтальный трубопровод, выполненный посредством «прямой» врезки (1 – на рисунке 2) в верхнюю часть коллектора (К – на рисунке 1) подачи газа к сепараторам (1).

Вводимая во входной коллектор сепараторов струя горячего газа, имея большую начальную скорость, «свободно утопает» в транспортируемом по коллектору турбулентном потоке, «растекаясь» вертикально от верхней образующей трубопровода к его нижней стенке.

Особенностью «свободного утопления» струи в турбулентном потоке является их равномерное турбулентное перемешивание. Вводимая в поток струя горячего газа по мере ее продвижения со скоростью, большей, чем скорость основного потока, подтормаживаясь, увлекает за собой все больший и больший объем газожидкостной смеси. Образующийся при этом на границе раздела турбулентный пограничный слой, непрерывно «разрастаясь», обеспечивает равномерное поле заданных температур по всему объему подводимого в сепараторы общего газожидкостного потока.

Третьим основным фактором, влияющим на качество смешения потоков, является время пребывания смешиваемых сред в

рабочем объеме газопровода, где происходит процесс смешения.

Рассмотрим расчетную схему процесса смешения. Струя горячего газа, вводимая в верхнюю часть входного коллектора, перпендикулярно течению газожидкостного потока, имеет в начальный момент максимальную вертикальную составляющую скорости. Величина средней скорости потока в трубопроводе с диаметром d (см) может быть определена, используя следующее эмпирическое соотношение [2]:

$$w = 0,01247 \cdot \frac{Q \cdot z_{CP} \cdot T_{CP}}{d^2 \cdot P_{CP}} \quad (4)$$

где:

Q – расход газа в газопроводе ($\text{м}^3/\text{ч}$);

T_{CP} – средняя температура транспортируемой среды (К);

P_{CP} – среднее давление в газопроводе (кг/см^2).

Средняя скорость потоков газожидкостной смеси и горячего газа до их смешения во входном коллекторе составляет $w_1 \sim 3 \text{ м/с}$ и $w_2 \sim 21 \text{ м/с}$, соответственно. Скорость струи горячего газа внутри коллектора практически мгновенно приобретает горизонтальную составляющую суммарного потока после смешения, значение которой составляет $w_{\Sigma} \sim 3,60 \text{ м/с}$.

Среднее значение вертикальной составляющей скорости течения газовой струи внутри коллектора может быть определена, используя следующее соотношение [3]:

$$w_B = w_1 \cdot (d/D)^2, \quad (5)$$

где:

d – диаметр газопровода (м);

D – диаметр входного коллектора сепараторов (м), и для рабочих условий смешения составляет $w_B \sim 0,4 \text{ м/с}$.

Интервал времени, необходимого для достижения струей горячего газа нижней образующей коллектора, может быть определен, как $t_{CP} = D/w_B$, и составляет $\sim 2,5$ секунды.

Размеры зоны входного коллектора, где происходит смешение струи горячего газа и газожидкостной смеси, характеризуются интервалом временем пребывания в этой зоне смешиваемых сред. Длина участка определяется, как $L = w_{\Sigma} \cdot t_{CP}$, и составляет $\sim 10 \text{ м}$.

Фактическая протяженность участка входного коллектора, где происходит процесс

подогрева газожидкостной смеси, совпадает с расчетным и составляет 10м, обеспечивая качественное смешение потоков сред с равномерным распределением заданных температур по всему объему подаваемой в сепараторы газожидкостного потока.

ВЫВОДЫ:

1. В процессе опытно-промышленной эксплуатации сепарационного оборудования с реализованным техническим решением подтверждено преимущество применения метода подогрева подаваемой в сепараторы газожидкостной смеси над методом ввода в газожидкостный поток ингибитора гидратообразования. Это – надежность в работе, отсутствие энергетических затрат на компримирование «подмешиваемого» газа, значительное снижение потребности для борьбы с гидратообразованием метанола и снижение энергетических затрат, связанных с его регенерацией.
2. В процессе сепарации переохлажденной газожидкостной смеси в условиях «промывки» газа промывочной жидкостью с целью снижения концентрации в уносимой с отсепарированным газом капельной жидкости солей этот метод является практически единственным способом обеспечения безгидратной работы сепарационного оборудования.
3. К недостаткам метода повышения температуры внутри сепараторов, бесспорно, можно отнести лишь повышение насыщенности отсепарированного газа влагой и связанный с этим рост нагрузки на систему осушки газа по жидкости и, соответственно энергетических затрат на регенерацию абсорбента. Однако, данный «недостаток» в полной мере компенсируется экономией топливно-энергетических ресурсов на регенерацию метанола.
4. Полученный опыт эксплуатации сепарационного оборудования и проведенные гидравлические и технико-экономические расчеты показывают эффективность и экономическую целесообразность поддержания температурного режима работы газосборной сети «низкого» давления в области положительных температур, что в условиях низких давлений позволит предотвратить осложнения, связанные с процессом образования гидратов, и обеспечит надежную работу систем промысловой подготовки газа. ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Общесоюзные нормы технологического проектирования на магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы. ОНТП 51-1-85. - М.: ВНИИЭгазпром, 1985. - 220 с.
2. Бабин Л.А., Спектор Ю.И., Рафиков С.К. «Сооружение магистральных трубопроводов. Охрана окружающей среды»: Учебное пособие. Уфа: Изд-во УНИ, 1993.
3. Синайский Э.Г., Лапица Е.Я., Зайцев Ю.В. «Сепарация многофазных многокомпонентных систем». М.: ООО «Недра – Бизнес центр», 2002. – 621с.; ил.

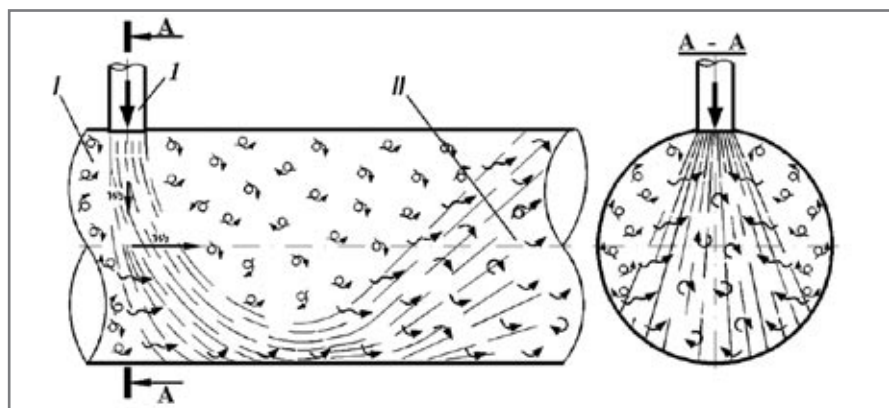


Рис. 2. Схема бокового ввода в горизонтальный газопровод потока горячего газа: 1 – «прямая» врезка в газопровод; I – поток газожидкостной смеси; II – траектория распространения горячего газа в газожидкостном потоке; w_1 – скорость транспортируемой смеси; w_2 – вертикальная составляющая скорости струи горячего газа.