МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ
ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

МЕТОДИКА
РАЗРАБОТКИ НОРМ РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

РД 39-1-315-79

Москва ВНИИОЭНГ 1980

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ВСЕСОЮЗНЫЙ НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ИНСТИТУТ ОРГАНИЗАЦИИ, УПРАВЛЕНИЯ И ЭКОНОМИКИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

УТВЕРЖДЕНО
Заместителем Министра
нефтяной промышленности
А.В.Валихановым
28 декабря 1979 года

МЕТОДИКА РАЗРАБОТКИ НОРМ РАСХОДА МЕТАНОЛА ДЛЯ ОБРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

РД-39-I-315-79

Москва ВНИИОЭНГ 1980

Данная методика разработана в соответствии с тематическим планом ВНИИОЭНГ и программой работ на 1979 г., согласованной с заместителем начальника ВПО "Союзнефтегазпереработка" П.А.Овчинниковым 11.10.78 г.

Методика предназначена для газоперерабатывающих заводов, позволяет рассчитывать нормы расхода метанола для переработки нефтяных газов в зависимости от физико-химических свойств и производственных условий.

В разработке методики принимали участие:

заведующий сектором ВНИИОЭНГ, к.э.н. А.Я.Рудов,

старший научный сотрудник ВНИИОЭНГ Г.П.Чурилова,

старший инженер ВПО "Союзнефтегазпереработка" В.В.Солодунова,

заместитель главного технолога Миннибаевского ГПЗ Г.А.Салахутдинов,

заведующий сектором ВНИПИГазпереработка, к.э.н. Р.А.Фатхутдинов.

Подготовка методики к изданию выполнена инженером ВНИИОЭНГ Тишаковой И.В.

© Всесоюзный научно-исследовательский институт организации, управления и экономики нефтегазовой промышленности (ВНИИОЭНГ), 1980

Руководящий документ

"Методика разработки норм расхода метанола
для обработки нефтяных газов"

РД 39-I-315-79

Разработана впервые

Приказом Министерства нефтяной промышленности № 2[illegible] от II.0I.80
срок введения установлен с 20.03.80

I. Введение

Все нефтяные газы, добываемые из недр, насыщены водяными парами. Сжиженные газы (пропан, бутан, изобутан) и газовый бензин также способны растворить некоторое количество влаги. С повышением температуры растворимость воды в этих продуктах увеличивается. Вода в сжиженные газы может попадать из водяных конденсаторов, кипятильников при использовании в последних водяного пара в качестве теплоносителя и при неплотном соединении трубок.

Иногда вода переходит в сжиженные газы из перерабатываемого нестабильного бензина.

При охлаждении или изотермическом сжатии из нефтяного газа, сжиженного газа, стабильного или нестабильного бензина выделяется вода. При определенном сочетании температуры и давления выделившаяся вода способна образовывать гидраты - белые кристаллические вещества, похожие на лед или мокрый спрессованный снег. Образуясь и скапливаясь в трубопроводах, они могут вызвать частичную или полную закупорку трубопроводов, нарушить нормальный режим работы трубопровода, нефтеаппаратуры и т.д.

Наиболее широкое распространение для борьбы с гидратообразованием получил метанол, необходимое количество которого зависит от начальных и конечных параметров, состава транспортируемого продукта. Дополнительными факторами, определяющими скорость накопления гидратов, являются: наличие скоплений воды в пониженных местах газопроводов и капельной воды в газовом потоке, турбулентность и переохлаждение газового потока.

Образующиеся гидраты нефтяных газов представляют собой твердые растворы с двумя кристаллическими структурами:

Структура I - построена из 46 молекул воды и имеющая 8 полостей.

Структура П - построена из I36 молекул воды и имеющая I6 малых полостей и 8 больших.

Метан, этан, углекислый газ, сероводород и азот образуют гидраты структуры I, причем идеальная форма полностью насыщенного газом гидрата будет 8М-46 H_2O (или М-5, 75 H_2O), где М - молекула гидрообразователя.

Пропан и изобутан образуют гидраты структуры П с идеальной формой 8М-I36 H_2O (М-I7 H_2O).

Углеводороды с размерами молекул большими, чем у изобутана, гидратов не образуют.

Жидкая вода, неперемешиваемая газом в своем объеме, гидратов не образует. Гидраты образуются лишь на поверхности контакта газ-вода. Жидкая вода, барботируемая или перемешиваемая газом, полностью переходит в гидрат при наличии условий гидратообразования.

С уменьшением давления и плотности газа, температура гидратообразования уменьшается. Для предупреждения образования гидратов необходимо устранить хотя бы одно из основных условий существования гидратов: высокое давление, низкую температуру или свободную влагу.

2. Основные положения

2.I. Метанол (метиловый спирт) обладает способностью предотвращать гидратообразование, быстро разлагает уже образовавшиеся гидратные пробки, смешивается с водой в любых соотношениях, имеет малую вязкость и низкую температуру застывания.

2.2. Химическая формула метилового спирта - CH_3OH, молекулярная масса - 32,04. Метанол представляет собой бесцветную жидкость, иногда с резким запахом (в зависимости от способа получения и очистки). Основной способ получения метанола - синтез из водорода и окиси углерода. Исходным сырьем служит коксовый, природный и другие углеводородные газы. Давление паров метанола при 20°С равно 89 мм.рт.ст. Температура замерзания метанола - 97,I°С, температура

кипения +64,65°С. При увеличении концентрации метанола в воде температура замерзания растворов понижается. При содержании метанола в смеси 93,3% температура замерзания составляет - I37°С. Плотность паров метанола при температурах до 473°К (200°С) рассчитывают по формуле:

$$\lg p = 4{,}44\left(\frac{T}{337{,}9} - 1\right) - 2{,}9439, \qquad (I)$$

где T - температура, при которой определяют плотность насыщенного пара.

Другие физические свойства метанола и его водных растворов приведены в приложениях I,2,3 и 4.

2.3. Недостатком метанола является то, что он теряется после однократного использования, т.к. отсутствуют установки по регенерации и в связи с уносом газом и растворением в углеводородах.

2.4. Нормой расхода метанола называется плановая мера оптимального расхода материала для обработки нефтяного газа, измеряемая:

при транспортировке газа по трубам - кг/I000 м^3;

при транспорте в железнодорожных цистернах - кг/т;

при транспортировке жидкого продукта - кг/т.

2.5. Для обеспечения прогрессивности и экономичности при разработке норм расхода метанола необходимо соблюдать следующие условия:

нормы должны с наибольшей полнотой отражать конструктивные, технологические и организационные предпосылки экономии материала;

нормы ориентируются на передовой опыт, периодически совершенствуются, в них не включаются затраты, вызванные отступлением от принятой технологии, режимов работ, рецептур, из-за несоблюдений стандартов и требований по качеству.

2.6. В общем виде расчет научно-обоснованной нормы расхода метанола (Н) представлен уравнением:

$$H = H_т - H_в + \Sigma H_п, \qquad (2)$$

где $H_т$ - норма расхода метанола непосредственно на технологический процесс (теоретический расход);

$H_в$ - количество метанола, возвращаемого в цикл (максимально возможное количество повторно используемого метанола)

$\Sigma H_п$ - сумма безвозвратных потерь метанола, связанных с несовершенством технологического оборудования - $H_{п_1}$; несовершенством технологического процесса - $H_{п_2}$; потери при хранении - $H_{п_3}$; потери в связи с растворимостью метанола в углеводородах - $H_{п_4}$ и др.;

$$\Sigma H_п = H_{п_1} + H_{п_2} + H_{п_3} + H_{п_4} + \quad + H_{п_n} \quad , \qquad (3)$$

2.7. Норма расхода метанола непосредственно на технологический процесс (теоретический расход) $H_т$ определяется согласно стехиометрическому уравнению реакции в процессе обработки. Если расчет нормы по уравнению реакции невозможен, норму $H_т$ определяют на основе технологического регламента производства или производственного опыта.

2.8. Количество метанола $H_в$, возвращаемого в цикл, по своей сути является нормативом возвратных потерь и представляет максимальное количество метанола, получаемого за счет регенерации водометанольных растворов, а также улавливания жидкостей, содержащих метанол, и возврат их в технологический цикл.

2.9. Сумма потерь метанола $\Sigma H_п$ является нормативом безвозвратных потерь, которые объективно существуют на газоперерабатывающем заводе и на данный момент не могут быть устранены в связи с несовершенством оборудования и технологии.

2.10. При разработке норм следует стремиться к ежегодному повышению $H_в$ и снижению $\Sigma H_п$, разрабатывая и внедряя организационно-технические мероприятия, направленные на экономию метанола.

2.11. Норма расхода Н по формуле (2) рассчитывается в целом по заводу. Если имеется возможность установить величину $H_в$ и $\Sigma H_п$ по отдельным участкам завода, то норму Н по формуле (2) считают отдельно по каждому участку.

2.12. Если условия гидратообразования по отдельным участкам существенно отличаются, рассчитывают средневзвешенную норму $\bar{H}_т$:

$$\bar{H}_т = \frac{\sum_{i=1}^{n} H_{т_i} Q_i}{\sum_{i=1}^{n} Q_i} \quad , \qquad (4)$$

где H_{ri} - норма расхода метанола по i -ому участку;
Q_i - обрабатываемый объем газа на i -ом участке;
i - количество участков, на которых применяется метанол, i =I, 2, 3 и т.д.

3. Расчет норм расхода метанола

3.I. Расчет индивидуальной нормы расхода метанола непосредственно на технологический процесс для каждого конкретного случая производится в зависимости от давления, температуры и влажности газа. Расход метанола складывается из количества метанола, необходимого для насыщения жидкой и газовой фазы [2] :

$$H_r = q_m + q_r = \frac{W_1 - W_2}{C_1 - C_2} C_2 + C_2 \alpha , \qquad (5)$$

где H_r - теоретический расход метанола, кг/I000 м^3 газа;
q_m - количество метанола, необходимое для насыщения жидкой фазы;
q_r - количество метанола, необходимое для насыщения газовой фазы;
W_1 - влажность газа в начале участка, на котором образуются гидраты, кг/I000 м^3;
W_2 - влажность газа в конце участка, на котором образуются гидраты, кг/I000 м^3;
C_1 - весовая концентрация вводимого (свежего) метанола,%;
C_2 - весовая концентрация метанола в воде (концентрация отработанного метанола в конце участка, на котором образуются гидраты,%);
α - отношение содержания метанола, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости.

3.2. Из формулы (5) следует, что для определения расхода метанола необходимо знать влажность газа, концентрацию метанола в двух точках: в начале и конце участка, на котором образуются гидраты.

Влажность газа существенно зависит от его состава. Чем больше в газе тяжелых углеводородов, тем меньше его влажность. Наличие H_2S и CO_2 увеличивает влагосодержание, присутствие азота -

уменьшает. Для определения влажности газа наиболее предпочтительны непосредственные замеры в заводских условиях. Возможно также определение влажности по данным лабораторных опытов или по формуле[x]:

$$W = \frac{A}{p} + B \,, \qquad (6)$$

где p - давление газа, ат;

A - коэффициент, характеризующий влажность идеального газа;

B - коэффициент, зависящий от состава газа.

Коэффициенты А и В определяются по таблице приложения 5.

Формула (6) дает наиболее точные результаты для газов с относительной плотностью (по воздуху) 0,6. При определении влажности нефтяных газов с относительной плотностью более 0,6 г/см^3, в формулу (6) необходимо ввести поправку К:

$$W' = \left(\frac{A}{p} + B\right) K \,.$$

Величина поправки К зависит от температуры газа и его плотности. Так при температуре 50^{0}С для газа с относительной плотностью 0,9 К=0,98. С увеличением температуры поправка К уменьшается и при I50^{0}С составляет 0,96.

При одной и той же температуре 50^{0}С с увеличением плотности газа поправка К также уменьшается. При γ = I,2 г/см^3 поправка К = 0,97.

3.3. Определяют равновесную температуру Т гидратообразования. Наиболее правильным является определение Т по экспериментальным данным применительно к каждому газоперерабатывающему заводу. Если экспериментальные данные отсутствуют, следует воспользоваться равновесными кривыми образования гидратов газов различной плотности, приведенными на рис.I, на основе среднего давления на участке гидратообразования.

Среднее давление определяется по формуле:[xx]

$$p_{cp} = \frac{2}{3}\left(p_1 + \frac{p_2^2}{p_1 + p_2}\right) \,, \qquad (7)$$

---

x) А.М.Чуракаев [5] , стр.29

xx) А.С.Смирнов [4] , стр.5I.

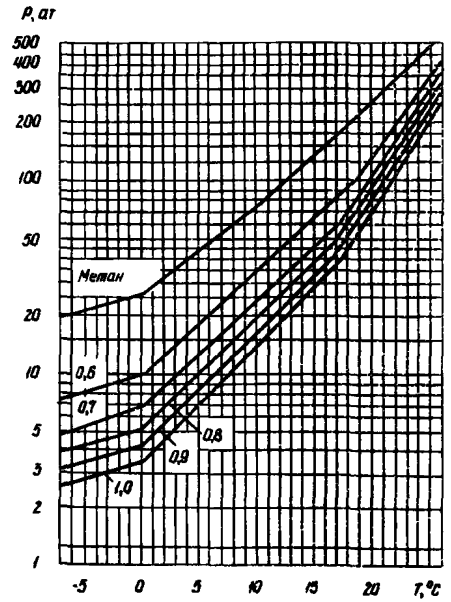


Рис.I. Условия образования гидратов в зависимости от давления, температуры и плотности газов

3.4. Затем находят величину снижения равновесной температуры, необходимую для предотвращения гидратообразования:

$$\Delta T = T - T_2 \quad , \qquad (8)$$

где T – равновесная температура гидратообразования, ^{o}C ;

T_2 – температура в конце участка, на котором образуются гидраты, ^{o}C.

После определения ΔT по графику на рис.2 находят концентрацию отработанного метанола C_2 в процентах.

Коэффициент α , являющийся отношением содержания метанола в газе к концентрации отработанного метанола, для давления P_2 и температуры T_2 определяют по номограмме на рис.3. Зависимости на рис.I, 2 и 3 уточняются применительно к каждому заводу по данным лабораторных исследований.

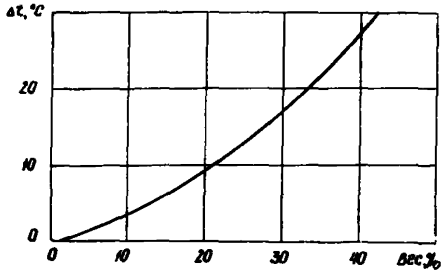


Рис.2. Снижение температуры гидратообразования Т в зависимости от концентрации метанола в воде C_2

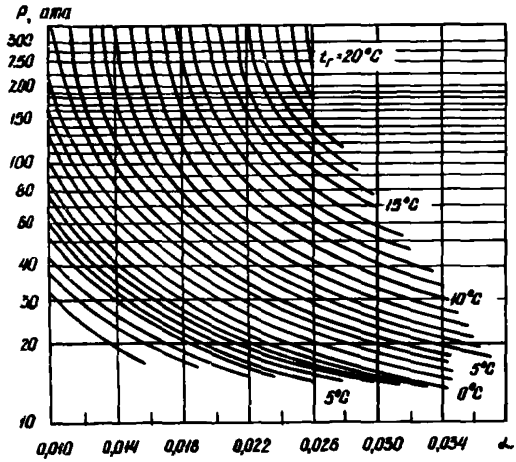


Рис. 3. Отношение содержания метанола в газе к концентрации метанола в воде, необходимое для предотвращения гидратообразования

Таким образом, становятся известными все величины, входящие в формулу (5), по которой определяется теоретический расход метанола на технологический процесс на данном участке.

3.5. Для определения количества метанола $Н_в$, возвращаемого в цикл, нет определенных формул, которые можно рекомендовать всем газоперерабатывающим заводам. Величину $Н_в$, входящую в формулу (2), следует определить на основе плана организационно-технических мероприятий по экономии метанола.

3.6. Норматив безвозвратных потерь $Н_п$ определяется опытным путем применительно к каждому ГПЗ, ежегодно пересматривается и согласовывается с ведущим отраслевым институтом ВНИПИгазпереработка. Норматив на очередной плановый год не должен превышать норматив предыдущего года.

Для заводов, впервые разрабатывающих нормативы потерь, рекомендуются следующие показатели, полученные и обобщенные по данным различных организаций и предприятий:

потери за счет неравномерности подачи I0% от нормы на технологический процесс;

потери за счет растворимости метанола в углеводородном газе 20% от нормы на технологический процесс;

потери от утечек 0,00I кг/I000 $м^3$ газа;

потери от испарения в резервуарах при хранении метанола 0,003 кг/I000 $м^3$ газа.

На каждый последующий год приведенные показатели следует преимущественно снижать.

3.7. Неотъемлемую часть разработки норм на очередной планируемый период составляет анализ расхода метанола за предыдущий год.

Для проведения анализа использования метанола на газоперерабатывающем заводе следует использовать коэффициент резерва $К_{рез.}$:

$$К_{рез} = \left(1 - \frac{Н_т}{q_ф}\right) 100\ \%, \qquad (9)$$

где $q_ф$ – фактический удельный расход метанола.

Показатель фактического удельного расхода метанола по своему содержанию идентичен норме расхода Н, определяемой по формуле (2). В состав $q_ф$ входят затраты метанола непосредственно на технологию, аварийные ситуации и для возмещения потерь.

Если фактический удельный расход больше теоретического расхода ($q_ф > H_т$), из формулы (9) следует, что имеются определенные резервы снижения расхода материала на заводе. Например, $q_ф$ =I00, $H_т$ = 80. Тогда:

$$K_{рез} = \left(1 - \frac{80}{100}\right) 100 = +20\ \%.$$

Следовательно, имеются резервы снижения расхода на 20% за счет снижения потерь и улучшения повторного использования метанола.
Если фактический удельный расход меньше теоретического расхода ($q_ф < H_т$) по формуле (9) величина $K_{рез}$ получается отрицательной, что само по себе говорит об отсутствии резервов. Например, $q_ф$ =87, $H_т$ = I00. Тогда:

$$K_{рез} = \left(1 - \frac{100}{87}\right) 100 = -15\ \%.$$

Из этого можно сделать два вывода:

устарела норма ($H_т$ = I00) и на заводе по различным причинам появились возможности снизить удельный расход $q_ф$ до 87;

норма ($H_т$ = I00) объективна, однако процесс идет с нарушением технологии.

Сделанные выводы являются основой для принятия решения по величине нормы на очередной плановый год в сторону её уменьшения по сравнению с предыдущим периодом, либо для принятия мер по восстановлению расхода метанола до технологической нормы.

3.8. Расчет норм и анализ расхода метанола при обработке жидкого продукта, транспортируемого по трубам, производится аналогично. Отличием является лишь то, что в связи с отсутствием газовой фазы, не определяется член $C_2\alpha$ в формуле (5).

3.9. Количество метанола, необходимое для добавки в сжиженные газы, транспортируемые в железнодорожных цистернах, определяются экспериментально по каждому газоперерабатывающему заводу с учетом требований по качеству продукции, объемов и расстояния перевозки, а также в зависимости от других специфических факторов данного района.

4. Пример расчета нормы расхода метанола.

4.I. Метанол вводится в поток газа без изменения его температуры и давления. Растворяясь в воде, имеющейся в потоке газа, мета-

нол снижает парциальное давление паров воды. При этом,если гидрат и образуется, то при заметно более низкой температуре, чем в системе газ-вода. Ввод метанола на уже образовавшиеся отложения гидратов также снижает давление паров воды, равновесие гидрат-газ - вода нарушается, упругость пар з воды над гидратами оказывается большей чем над водным раствором, что и приводит к разложению гидратов.

4.2. Участок I, на котором необходимо применение метанола, условно характеризуется следующими параметрами:

P_I = 55 кгс/см^2; T_I = + 20^{0}C; относительная плотность газа (по воздуху) γ = 0,6; P_2 = 43 кгс/см^2; T_2 = - 6^{0}C.

Суточный объем газа, обрабатываемого на данном участке, составляет Q_T = I50 тыс.м^3. Концентрация свежего метанола C_I = 96% вес.

4.3. По формуле (6) определяется влагосодержание газа в начале и в конце участка при параметрах, указанных в п.4.2.;

$$W_1 = \frac{A_I}{P_I} + B_I = \frac{I7,87}{55} + 0,II2 = 0,437 \text{ кг/I000 м}^3$$

Коэффициенты A_I = I7,87 и B_I = 0,II2 найдены по таблице приложения 5 при T_I = + 20^{0}C.

$$W_2 = \frac{A_2}{P_2} + B_I = \frac{2,99}{43} + 0,0304 = 0,I00 \text{ кг/I000 м}^3$$

Коэффициенты A_2 = 2,99 и B_2 = 0,0304 взяты для T_2 = -6^{0}C

4.4. Определяем по формуле (7) среднее давление на участке I

$$P_{ср} = \frac{2}{3}\left(P_I + \frac{P_2^2}{P_I + P_2}\right) = \frac{2}{3}\left(55 + \frac{43^2}{55+43}\right) = 49,2 \text{ кгс/см}^2.$$

4.5. По графику на рис.I определяем равновесную температуру T гидратообразования при среднем давлении 49,2 кгс/см^2 и плотности газа γ = 0,6. Величина T составляет I3^{0}C.

4.6. Находим величину снижения равновесной температуры по формуле (8):

$$\Delta T = T - T_2 = I3 - (-6) = I9^0\text{C}.$$

4.7 По графику на рис.2 находим концентрацию метанола в конце участка C_2 (концентрация отработанного метанола), которая обеспечивает снижение равновесной температуры гидратообразования на I9^{0}C. Величина C_2 для данного случая составляет 32% вес.

4.8. По графику на рис.3 определяем коэффициент α для давления P_2 = 43 кгс/см^2 и T_2 = -6^{0}С. Величина α для этих условий равна 0,0II.

4.9. Норма расхода на технологический процесс на участке I составит:

$$H_{I-T} = \frac{0,437 - 0,I00}{96,0 - 32,0} \cdot 32,0+0,0II \cdot 32=0,520 \text{ кг/I000м}^3$$

4.I0. Норма расхода метанола по другим участкам определяется аналогично. Примем условно, что на данном заводе на втором участке при суточном объеме обрабатываемого газа Q_{II} = 320 тыс.м^3 норма расхода H_{II-T} составляет 0,470 кг/I000 м^3; на третьем участке соответственно - Q_{III} = 280 тыс.м^3, H_{III-T}= 0,630 кг/I000 м^3. Тогда необходимо определить по формуле (4) средневзвешенную норму:

$$\tilde{H}_T = \frac{0,520 \cdot I50 + 0,470 \cdot 320 + 0,630 \cdot 280}{I50 + 320 + 280} = 0,540 \text{ кг/I000 м}^3$$

4.II. Определение других составляющих нормы (H_B,$\sum H_П$) целесообразно сделать в целом по заводу. Используя данные пункта 1.6 настоящей методики, найдем суммарные потери метанола:

$$\sum H_п = 0,540(0,I+0,2)+0,00I+0,003 = 0,I66 \text{ кг/I000 м}^3.$$

Количество метанола, возвращаемого в цикл, в целом по заводу в планируемом году составит 5000 кг и будет определяться работой регенерирующей установки и улавливающих устройств.

4.I2. В тех случаях, когда объем обрабатываемого газа по заводу $Q_{об.з}$ полностью соответствует объему переработки $Q_{п.з}$ ($Q_{об.з} = Q_{п.з}$), научно обоснованная норма расхода по формуле (2) составит:

$$H = 0,540 - \frac{5000}{800000} + 0,I66 = 0,69975 \text{ кг/I000 м}^3.$$

где 800000 - плановый объем переработки газа $Q_{п.з/м3}$, (тыс.м^3).

4.I3. Если объем обрабатываемого газа по разным причинам меньше объема переработки, для получения нормы по заводу необходимо произвести пересчет по формуле:

$$H^I = \frac{H \cdot Q_{об.з}}{Q_{п.з}}, \qquad (I3)$$

предварительно пересчитав норму Н по п.4.I2

Принимая условно для примера $Q_{об.з}$= 700000 тыс.м^3, $Q_{п.з}$=800000 тыс.м^3, получим:

$$H = 0{,}540 - \frac{5000}{700000} + 0{,}166 = 0{,}69886 \text{ кг/1000 м}^3.$$

$$H^I = \frac{0{,}69886 \cdot 700000}{800000} = 0{,}6115 \text{ кг/1000 м}^3.$$

4.I4. Норму расхода H = 0,69975 или H^I = 0,6II5 кг/I000 м^3 используют для определения годовой потребности метанола к расходу в целом по заводу.

Эти нормы можно применить для расчета полугодовой, квартальной или месячной потребности. Однако,в связи с возможными колебаниями температуры и других факторов в разные времена года целесообразно рассчитывать нормы по кварталам или месяцам. Достоверность потребности при этом повышается.

Данная методика предусматривает расчет норм для планирования потребности только к расходу. Для определения суммарной потребности метанола необходимо также знать потребность для создания запасов. Нормирование производственных запасов и определение их величины производится отдельно по специальной методике.

Литература

I. Инструкция по разработке методик и норм расхода химических материалов для переработки нефтяного газа, ВНИИОЭНГ, М. I979.

2. Методические указания по нормированию расхода химматериалов на производство промышленной продукции в нефтяной промышленности. Раздел 6. ВНИИОЭНГ, М., I97I.

3. Основные положения по нормированию материально-технических и топливно-энергетических ресурсов в нефтяной промышленности, РД 39-3-35-77.

4. А.С.Смирнов. Транспорт и хранение газа. Гостоптехиздат, I950.

5. А.М.Чуракаев. Газоперерабатывающие заводы. Химия.I97I.

Приложение I

Плотность водных растворов метанола (г/см^3)
в зависимости от концентрации и температуры

Концентрация, % вес	Температура, °С			
	0	I0	I5	20
0	0,9999	0,9997	0,9989	0,9982
5	0,99I4	0,99I2	0,9904	0,9896
I0	0,9842	0,9834	0,9825	0,98I5
I5	0,9780	0,9864	0,9752	0,9740
20	0,9725	0,9700	0,9683	0,9666
25	0,9666	0,9632	0,9570	0,9592
30	0,9604	0,9560	0,9537	0,95I5
35	0,9534	0,9484	0,9458	0,9433
40	0,9459	0,9403	0,9373	0,9345
45	0,9377	0,93I6	0,9284	0,9252
50	0,9287	0,922I	0,9188	0,9I56
55	0,9I9I	0,9I22	0,9087	0.9052
60	0.9090	0,90I8	0,8982	0,8946
65	0,8980	0,89II	0,8873	0,8834
70	0,8869	0,8794	0,8755	0,87I5
75	0,8754	0,8676	0,8634	0,8592
80	0,8634	0,855I	0,85I0	0,8469
85	0,85I0	0,8422	0,838I	0,8340
90	0,8374	0,8287	0,8245	0,8202
95	0,8240	0,8I52	0,8I07	0,8062
I00	0,8I02	0,8009	0,7903	0,79I7

Приложение 2

Физические свойства метанола по ГОСТ 2222-70

Показатели	Синтетический	Лесохимический	
		I сорт	II сорт
Внешний вид	Бесцветная прозрачная жидкость без механических примесей		
Плотность ρ_4^{20} г/см^3	0,79I-0,793	0,793	0,793
Пределы кипения, °С при 760 мм.рт.ст.:			
начало	64,0	64,0	63,5
конец	65,0	66,0	66,0
В этих пределах должно отгоняться не менее, % об	99,0	98,0	97,0
Кислотное число в мг КОН на I г CH_3OH, не более	0,03	0,02	0,04
Эфирное число в мг КОН на I г CH_3OH	0,08	0,2	0,4
Содержание серы не более, %	0,002	Не нормируется	
Содержание железа, не более, %	0,00I	Не нормируется	

Приложение 3

Плотность и вязкость метанола при отрицательных температурах

Температура °С	Плотность, г/см³		Вязкость жидк. сП	Температура °С	Плотность, г/см³		Вязкость жидк. сП
	жидкость	пар			жидкость	пар	
-80	0,8860	$1,501 \cdot 10^{-6}$	5,70	-30	0,8390	$1,535 \cdot 10^{-5}$	1,39
-70	0,8760	$2,430 \cdot 10^{-6}$	4,02	-20	0,8290	$2,562 \cdot 10^{-5}$	1,16
-60	0,8670	$3,819 \cdot 10^{-6}$	2,98	-10	0,8190	$4,151 \cdot 10^{-5}$	0,97
-50	0,8580	$6,235 \cdot 10^{-6}$	2,26	0	0,8100	$5,620 \cdot 10^{-5}$	0,82
-40	0,8470	$9,517 \cdot 10^{-6}$	1,75	-	-	-	-

Приложение 4

Температура затвердевания водометанольных растворов

Концентрация метанола % вес	Температура затвердевания, °С		Концентрация метанола % вес	Температура затвердевания, °С	
	Начало	конец		начало	конец
10	-7,5	-8,0	80	-102,5	-132,0
20	-18,5	-20,3	85	-115,0	-137,0
30	-31,5	-35,0	90	-128,0	-137,0
40	-40,7	-54,0	95	-121,8	-132,0
60	-72,5	-96,0	97,5	-109,0	-113,0
70	-87,0	-116,0	100	- 97,8	- 97,8

Приложение 5

Значения коэффициентов А и В в зависимости от температуры газа

Температура °С	А	В	Температура °С	А	В
-40	0,I45I	0,00347	32	36,I0	0,I895
-38	0,I780	0,00402	34	40,50	0,207
-36	0,2I89	0,00465	36	45,20	0,224
-34	0,2670	0,00538	38	50,80	0,242
-32	0,3235	0,00623	40	56,25	0,263
-30	0,3930	0,007I0	42	62,70	0,285
-28	0,47I5	0,00806	44	69,25	0,3I0
-26	0,5660	0,0092I	46	76,70	0,335
-24	0,6775	0,0I043	48	85,29	0,363
-22	0,8090	0,0II68	50	94,00	0,39I
-20	0,9600	0,0I340	52	I03,00	0,422
-I8	I,I440	0,0I5I0	54	II4,00	0,454
-I6	I,3500	0,I705	56	I26,00	0,487
-I4	I,5900	0,0I927	58	I38,00	0,52I
-I2	I,8680	0,02II6	60	I52,00	0,562
-I0	2,I880	0,02290	62	I66,50	0,599
- 8	2,5500	0,027I0	64	I83,30	0,645
- 6	2,9900	0,03040	66	200,50	0,69I
- 4	3,4800	0,03380	68	2I9,00	0,74I
- 2	4,0300	0,03770	70	238,50	0,793
0	4,6700	0,04I80	72	260,00	0,84I
2	5,4000	0,04640	74	283,00	0,902
4	6,2250	0,05I50	76	306,00	0,965
6	7,I500	0,057I0	78	335,00	I,023
8	8,2000	0,06300	80	363,00	I,083
I0	9,3900	0,06960	82	394,00	I,I48
I2	I0,7200	0,07760	84	427,00	I,205
I4	I2,3900	0,08550	86	462,00	I,250
I6	I3,9400	0,09300	88	50I,00	I,290

Продолжение приложения 5

Температура °С	A	B	Температура °С	A	B
I8	I5,7500	0,I0200	90	537,50	I,327
20	I7,8700	0,II200	92	582,50	I,367
22	20,I500	0,I2270	94	624,00	I,405
24	22,8000	0,I3430	96	672,00	I,445
26	25,5000	0,I4530	98	725,00	I,487
28	28,7000	0,I5950	I00	776,0	I,530
30	32,3000	0,I7400	II0	I093,00	2,620
			I20	I520,0	3,4I0
			I30	2080,0	4,390

СОДЕРЖАНИЕ

I. Введение 3
2. Основные положения 4
3. Расчет норм расхода метанола 7
4. Пример расчета нормы расхода метанола 12
Литература 15

Приложение I. Плотность водных растворов метанола ($г/см^3$) в зависимости от концентрации и температуры 16

Приложение 2. Физические свойства метанола по ГОСТ 2222-70 17

Приложение 3. Плотность и вязкость метанола при отрицательных температурах 18

Приложение 4. Температура затвердевания водометанольных растворов 18

Приложение 5. Значения коэффициентов А и В в зависимости от температуры газа 19

Ведущий редактор Рудов А.Я.
Технический редактор Кузнецова Э.А.
Корректор Митрохина Н.А.

Подписано в печать II.04.80. Формат 60х84 I/I6. Бумага офсетная.
Офсетная печать. Печ.л. I,25. Усл.печ.л. I,I6. Уч.-изд.л. 0,98.
Тираж I30 экз. Заказ 957 Цена I5 коп. ВНИИОЭНГ № 201.
ВНИИОЭНГ, II3I62, Москва, Хавская, II

Типография ХОЗУ Миннефтепрома. Набережная Мориса Тореза, 26/I

gost.e-ecolog.ru