

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**БУХАРСКИЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ ЛЕГКОЙ И  
ПИЩЕВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**

**На правах рукописи  
УДК 665.66**

**МАКАРОВА ВИКТОРИЯ ВИКТОРОВНА**

**КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ ПРИРОДНОГО ГАЗА  
ТРАНСПОРТИРУЕМОГО ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ  
ГАЗОПРОВОДАМ**

**5А 522504 - «ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА И ЕЁ ХИМИЧЕСКАЯ  
ТЕХНОЛОГИЯ»**

**МАГИСТРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание академической степени магистра

**Научный руководитель:**

**к.т.н. Саломов Ю.Ж.**

**Заведующий кафедрой:**

**к.т.н. Адизов Б.З.**

**Заведующий отделом магистратуры:**

**доц.Шомуродов Т.Р.**

**Бухара – 2011г.**

## ОГЛАВЛЕНИЕ

<b>Введение</b> .....	4
<b>Глава I. Литературный обзор</b> .....	9
1.1 Современные тенденции развития транспорта природного газа.....	9
1.2 Физико-химические свойства природных газов добываемых местными месторождениями.....	19
1.3. Подготовка газа к дальнему транспорту .....	25
1.4. Продукты переработки природного газа и требования к их качеству.....	28
1.5. Современное техническое состояние магистральных трубопроводов.....	
<b>Глава II. Экспериментальная часть</b> .....	31
2.1. Эксплуатация магистральных газопроводов .....	31
2.2. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость ...	37
2.2.1. Нагрузки и воздействия на трубопровод.....	39
2.2.2. Проверка прочности и устойчивости подземных и надземных трубопроводов.....	41
2.3. Метод определения компонентного состава углеводородного газа и углеводородов C <sub>1</sub> – C <sub>6</sub> (метода - а).....	46
2.3.1. Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы(O'zDSt948:1999).....	52
2.4. Методы и приборы определения качества сжиженных углеводородных газов.....	55
2.4.1. Определение плотности сжиженных газов.....	56
<b>Глава III. Подбор состава и технологии ингибирующих компонентов природного газа транспортируемого по магистральным газопроводам.</b>	60
3.1 Мероприятия по борьбе с гидратами на газопромыслах и магистральных газопроводах.....	60
3.2. Жидкие осушители и их свойства .....	63
3. 2.1. Сравнительная характеристика гликолей, используемых в качестве осушителя .....	72

3.2. 2. Абсорбционная осушка природного газа от влаги .....	76
3.3.Оптимальные параметры газопроводных систем .....	78
Заключение.....	84
Список использованной литературы.....	85

## ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность работы.** Правительством Республики осуществляется интенсивная работа по развитию нефтегазовой промышленности на базе применения в производстве высокоэффективного оборудования, новых материалов, современных технологий, замены устаревшей техники, реализации крупных проектов с зарубежными компаниями [1]. С первых дней независимости развитие ускоренными темпами топливно-энергетического комплекса было намечено Президентом Исламом Каримовым как одно из приоритетных направлений экономики. На сегодняшний день ежегодно в Республике добывается более 60 миллиардов кубометров природного газа и около 6 миллионов тонн жидких углеводородов [2].

В пределах Узбекистана имеется пять крупных нефтегазоносных регионов, в которых каждый год открываются 4-5 новых месторождений. Так, на 01.01.2010 г. выявлено более 195, из них 2 уникальных, 20 крупных, 18 средних и больше 154 мелких [3]. Большинство их вовлечено в промышленную эксплуатацию.

Запасы топливно-энергетических ресурсов обеспечат потребности человечества в них и на следующее столетие. Однако на обеспечение этих потребностей накладываются определенные ограничения экологического и экономического характера. Это прежде всего достаточно жесткие ограничения по эмиссии  $\text{CO}_2$  в мире на уровне 1990 г., а также возникшие в последние годы трудности с планированием использования ядерной энергетики. Ужесточение экологических требований приводит к тому, что наиболее конкурентоспособным из всех видов первичных ТЭР является природный газ. Это связано с тем, что эмиссия  $\text{CO}_2$  при сжигании газа ниже, чем при сжигании мазута и угля: сжигание газа в расчете на 1 кВт-ч первичной энергии сопровождается эмиссией  $\text{CO}_2$  в размере 0,2-0,22 кг, мазута соответственно - 0,26-0,28 кг, каменного угля - 0,33 кг, бурого угля - 0,4 кг. При этом следует учитывать, что при использовании природного газа

на крупных электростанциях с газовыми турбинами КПД превышает 50 %, а отопительные котлы нового поколения имеют КПД свыше 90 %, что соответственно снижает потребление первичного топлива и удельную эмиссию CO<sub>2</sub> на единицу конечной энергии. Если за последние 20 лет мировое потребление энергии увеличивалось на 40 %, то природного газа - на 65 %, в то время как нефти - на 12 % и угля - на 28 %. За это время доля природного газа в балансе первичных энергоресурсов возросла с 17 до 21 %, доля нефти снизилась с 49 до 40 %, а угля с 30 до 27 %.

Таким образом, роль природного газа, как наиболее экологически чистого вида топлива, заметно возрастает и, по прогнозам экспертов, его доля в энергобалансе мира к середине XXI века может составить 38-45 %.

В последние десятилетия наблюдается тенденция к постоянному повышению в общем числе месторождений природного газа доли газоконденсатных месторождений со сложным компонентным составом, в состав пластового газа которых входят не только жидкие углеводороды (пентаны и вышекипящие), но и сероводород и серосодержащие соединения, гелий и другие компоненты.

До тех пор пока природный газ добывался только из газовых месторождений (содержание в нем метана составляет 95 % и более) основным технологическим процессом, применяемым в процессе добычи и транспортировки газа потребителям, был процесс осушки. Переход к добыче газа из газоконденсатных месторождений потребовал применения достаточно широкого спектра технологий, призванных решать новые задачи как при подготовке газа и конденсата к транспорту, так и при организации глубокой переработки природного газа.

Известно, что сегодня на газоперерабатывающих заводах Узбекистана перерабатывают природных газов, содержащих в больших количествах влаги, конденсаты, серы, парафинов и др.

Наличие в газе избыточной влаги вызывает ряд серьезных проблем при транспортировании газа. При обработке и транспортировании газа за

счет снижения температуры в системе происходит конденсация водяных паров и следовательно образование в ней водного конденсата. Последний с компонентами природного газа образует гидраты. Гидраты, отлагаясь в газопроводах, уменьшают их сечение, а иногда приводят к аварийным остановкам. Кроме того, наличие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в сырьевом газе кислых компонентов. В связи с изложенными природные и нефтяные газы перед подачей в магистральные газопроводы и в цикле переработки подвергаются осушке. Общие вопросы, связанные с осушкой газа и влиянием некачественной подготовки газа на показатели газотранспортных систем описаны в работах [4, 5, 6].

Важное свойство гликолей - способность понижать температуру замерзания водных растворов, что дает возможность использовать водные растворы гликолей как антигидратный ингибитор при минусовых температурах контакта.

В условиях интенсивного использования природных газов в различных отраслях народного хозяйства, повышение их эксплуатационно-экологических качеств, контроль за качеством транспортируемой по магистральным газопроводам является актуальной проблемой, требующей скорейшего своего решения. Решение проблемы возможно путем разработки и внедрения ингибиторов в технологию газопереработки.

Перспективный путь повышения качеств природных газов – это совмещенные процессы осушки и очистки на специальных ингибиторах, обладающих одновременно высокими осушаемыми, очищаемыми свойствами и стабильных к дезактивирующим действиям гетероатомных органических соединений. В присутствии таких ингибиторов под действием температуры и давления одновременно протекает целый комплекс подготовки природного газа транспортировку магистральным газопроводам.

Анализ, обобщение патентной и научно-технической информации, а также теоретические и экспериментальные данные свидетельствуют, что

процесс осушки и очистки в природных газах с требуемой глубиной и избирательностью можно осуществить и в присутствии ингибиторов на основе соединений гликоля и этаноламина.

**Цель и задачи исследования.** Основной целью данной работы является изучение физико-химический состав природного газа транспортируемой по магистральным газопроводам и подбор эффективного ингибитора для осушки и очистки природного газа транспортировку по магистральным газопроводам.

Поставленная цель достигалась решением следующих задач:

- анализом современного состояния проблемы транспортировку природного газа в магистральных трубопроводах;
- разработкой технологии получения ингибиторов для осушки и очистки, содержащих соединения гликоля и этаноламина;
- изучением физико-химических свойств природного газа добываемых местными месторождениями;
- исследованием процесса приготовления ингибиторов для осушки и очистки природного газа;
- оценкой влияния факторов на осушку и очистку природного газа;
- испытанием предлагаемых ингибиторов в процессе осушки и очистки природного газа;

**Научная новизна диссертации заключается в следующем:**

- разработана технология получения эффективного ингибитора с применением гликоля и этаноламина для предотвращения образования гидратов, очистка от нежелательных компонентов природного газа, добываемых местными месторождениями;
- установлена роль состава гликоль-этанолминового ингибитора при осушке и очистке природного газа;
- с применением современных физико-химических методов исследования выявлен компонентный состав природного газа.

**Практическая значимость результатов исследования состоит в следующем:**

- осуществлен синтез гликоль-этаноламинового ингибитора для осушки и очистки природных газов;
- показана возможность получения эффективного ингибитора для осушки и очистки природных газов;
- установлены технологические параметры в процессе осушки и очистки природных газов на подобранном ингибиторе.

**Структура и объём работы.** Диссертационная работа состоит из введения, 3 глав, заключения и списка использованной литературы. Работа изложена на 88 страницах компьютерного текста, в т.ч. 15 рисунков и 11 таблиц. Список литературы, насчитывает источники отечественных и зарубежных авторов.

## **Глава I. Литературный обзор**

### **1.1. Современные тенденции развития транспорта природного газа**

В ближайшее время и в перспективе значительно увеличится дальность транспорта газа, что связано с возрастанием добычи газа в районах Средней Азии увеличится также концентрация потоков газа. Высокая капиталоемкость и металлоемкость объектов дальнего транспорта газа требует совершенствования техники и технологии транспорта и разработки новых технологических процессов, отличающихся от существующих лучшими технико-экономическими показателями. Совершенствование техники и технологии транспорта газа должно происходить в следующих направлениях: дальнейшее увеличение диаметров газопроводов; повышение рабочего давления; охлаждение транспортируемого газа; повышение эффективности создания напора на КС; повышение надежности ГПА, КС, линейной части газопроводов и всей системы газоснабжения. Удельный вес газопроводов диаметром 1020 мм и более к концу пятилетки должен составить свыше 41 %. В последние годы проектируются и строятся магистральные газопроводы из труб диаметром 1420 мм на рабочее давление 75 кгс/см<sup>2</sup>. По сравнению с газопроводами диаметром 1020 мм их производительность увеличилась в 3,2 раза; уменьшились металлоложения на 19%, а капиталовложения — на 34%.

Целесообразность и эффективность дальнейшего повышения диаметра магистральных газопроводов определяются технико-экономическими показателями газопроводов диаметром более 1420 мм, которые зависят от оптовой цены на трубы и стоимости строительно-монтажных работ. По предварительным, прогнозным расчетным данным цены на трубы без покрытий почти не зависят от диаметра трубы и находятся на уровне 200 руб/т. Это предопределяет эффективность дальнейшего повышения диаметра газопроводов в ближайшее время до 1620 мм.

Расчеты показывают, что повышение диаметра газопроводов с 1420 до 1620 мм (при других одинаковых параметрах) позволяет увеличить производительность газопроводов на 40%, снизить металлозатраты на 5—7%, а удельные приведенные затраты — на 6—8%. Удельные приведенные затраты снижаются за счет уменьшения удельных металлоложений и удельных капитальных затрат, не зависящих от параметров трубопровода. Повышение же предела прочности металла с 52 до 57 кгс/см<sup>2</sup> позволит дополнительно снизить металлоложения на 6%, а при повышении предела прочности до 70 кгс/см<sup>2</sup> — на 22%. По прогнозным расчетам удельные приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию магистральных газопроводов при этом снизятся дополнительно соответственно на 2—3 и 11%. Таким образом, повышение диаметров газопроводов до 1620 мм можно считать вполне целесообразным и экономически эффективным.

Современной технологией строительства линейной части магистральных трубопроводов диаметром до 1420 мм предусмотрена сборка трубных секций в непрерывную нитку на бровке траншеи и последующая ее укладка в траншею с помощью трубоукладчиков с одновременным нанесением изоляционного покрытия. При сооружении трубопроводов диаметром 1620 мм и более необходим их монтаж из отдельных секций в проектном положении — на две траншеи при подземной прокладке. Сварка труб 8 секции может производиться базовым способом. Весьма перспективной является контактная сварка труб в непрерывную нитку. При строительстве трубопроводов диаметром 1020 мм и более следует отказаться от нанесения изоляции в полевых условиях, необходимо применять трубы, изолированные на заводах.

Производительность газопроводов при одной и той же степени сжатия возрастает пропорционально начальному давлению, этому также способствует и несколько уменьшающийся в данном случае коэффициент сжимаемости газа. Поэтому при повышении давления нагнетания до 75—100 кгс/см<sup>2</sup> производительность газопроводов возрастает соответственно на 30—

35% и почти в два раза. Повышение рабочего давления в газопроводах без улучшения прочностных свойств металла труб, т. е. при увеличении толщины стенок труб, позволяет улучшить технико-экономические показатели магистральных газопроводов за счет снижения удельных строительно-монтажных затрат, не зависящих от параметров трубопровода, и уменьшения величины  $\sigma$ . Так, при  $\sigma = 52$  кгс/мм<sup>2</sup> повышение рабочего давления с 56 до 75 кгс/см<sup>2</sup> позволяет снизить удельные приведенные затраты для трубопроводов диаметром 1220 мм на 8,6%; 1420 мм — на 7,2%, 1620 мм — на 8,2%. При этом удельные металлоложения почти не снижаются.

Повышение предела прочности металла труб влияет на экономичность транспорта газа при других постоянных параметрах. Расчеты показывают, что повышение  $\sigma$  с 52 до 57 кгс/мм<sup>2</sup> позволяет уменьшить удельные приведенные затраты на 2%; до 70 кгс/мм<sup>2</sup> — на 8—10%; до 75 кгс/мм<sup>2</sup> — на 10—11% и до 80 кгс/мм<sup>2</sup> - на 12-13%.

Весьма выгодным является одновременное повышение прочностных свойств металла труб и рабочего давления в газопроводе. Например, при повышении предела прочности металла труб с 52 до 60 кгс/мм<sup>2</sup> и повышении давления нагнетания с 56 до 75 кгс/см<sup>2</sup> удельные приведенные затраты снижаются на 9—10%, а при повышении давления до 100 кгс/см<sup>2</sup> — на 16%. При повышении прочностных свойств металла труб до 80 кгс/мм<sup>2</sup> удельные приведенные затраты можно дополнительно снизить на 10—15%.

Таким образом, в настоящее время экономически выгодно как повышение диаметра газопроводов до 1620 мм, так и повышение рабочего давления в них. При увеличении диаметра трубопроводов уменьшаются удельные металлоложения. Эффективность этих мероприятий увеличивается при повышении прочностных характеристик металла труб.

Поставляемые сейчас для строительства газопроводов трубы имеют шероховатость внутренней поверхности 30 мк и более. На тех газопроводах, где шероховатость составляет около 20 мк, пропускную способность можно увеличить почти на 4%. При внутреннем покрытии труб шероховатость можно дополнительно уменьшить на 10 мк, это позволило бы увеличить производительность газопроводов на 10%.

Необходимость охлаждения транспортируемого газа возникла в связи с повышением давления и диаметров магистральных газопроводов. Причем охлаждение газа в связи с увеличением потоков в одном трубопроводе необходимо не только для повышения эффективности транспорта газа, но и для обеспечения устойчивости и надежности трубопровода. Температура транспортируемого газа на выходе" компрессорных станций сейчас достигает 60—65° С. Как показал опыт эксплуатации газопровода Бухара — Урал, даже при диаметре трубопроводов 1020 мм охлаждение газа способствовало бы значительному повышению устойчивости линейной части газопровода [ 7].

В настоящее время уточнены численные значения коэффициентов теплопередачи от газа в грунт для различных климатических зон. В результате установлено, что для транспорта газа по трубопроводам диаметром 1420 мм и выше необходимо охлаждение.

Эффективность охлаждения газа зависит от глубины его охлаждения. Определение ее оптимальной величины, количества и типа аппаратов охлаждения (АВО) для каждого газопровода и КС является комплексной задачей, которая должна решаться на основании совместных гидравлического и теплового расчетов режима газопровода, процессов сжатия газа на КС и охлаждения его в АВО, а также на основании расчета экономических показателей транспорта газа. При этом учитываются факторы, влияющие на показатели систем охлаждения: климатические условия районов прокладки газопровода, температура наружного воздуха,

температура грунта, коэффициенты теплопередачи, гидравлическая эффективность газопроводов, техническое состояние газовых турбин.

Эффективность охлаждения можно показать на таком условном примере. Снижение температуры газа с 60°С (которая допустима для сохранения изоляции) до 40° С позволяет уменьшить удельные приведенные затраты для газопровода диаметром 1420 мм на всех уровнях рабочего давления на 2—3%.

Исследования условий транспорта газа показали, что наиболее эффективно охлаждение его до температур, превышающих не более чем на 10—15° С температуру окружающего воздуха, при использовании аппаратов воздушного охлаждения на магистральных газопроводах диаметром 1020 мм и выше. Увеличение пропускной способности при этом неравномерно в течение года и составляет от 2 до 7% (зимой).

В настоящее время ведутся работы по обоснованию уровня охлаждения на газопроводах Средняя Азия — Центр и северные районы Тюменской области — Урал, Для эффективного охлаждения газа необходимы аппараты с поверхностью охлаждения до 10—15 тыс. м<sup>2</sup> в каждом.

Дальнейшее уменьшение металлоемкости и стоимости трубопровода может быть достигнуто при еще большем снижении температуры транспортируемого газа. Принципиальные основы технологии транспорта газа при низких температурах уже разработаны. Предусматриваются предварительное охлаждение газа на головных сооружениях газопроводов и транспортировка в охлажденном (при температуре минус 60—70° С) или сжиженном (минус 100—120° С) состояниях по теплоизолированным трубопроводам. Расчеты показывают, что при снижении температуры газа с 20° С до минус 65—70° С и связанном с этим изменении коэффициента сжимаемости можно достичь почти двукратного увеличения производительности газопровода при одном и том же рабочем давлении.

В этом интервале изменения температур газа максимальная производительность газопровода достигается при давлениях 80—120 кгс/см<sup>2</sup>. Например, одновременное изменение давления нагнетания с 56 до 100—120 кгс/см<sup>2</sup> и температуры газа с 20° С до минус 65—70° С позволяет повысить пропускную способность трубопровода в 3,5—4 раза. Дальнейшее снижение температуры газа до минус 100—120° С и перевод его в сжиженное состояние позволяют при той же степени роста пропускной способности трубопровода добиться существенного снижения рабочего давления в транспортной системе до 40—45 кгс/см<sup>2</sup>. Охлаждение газа до минус 70° С позволяет сократить удельные металлозатраты в 1,6—1,7 раза и более чем в 4 раза при транспортировании газа в сжиженном состоянии. Современная технология транспорта газа при давлениях 55 и 75 кгс/см<sup>2</sup> обеспечивает наиболее благоприятные технико-экономические показатели при передаче больших объемов газа на расстояния до 1000—1200 км. Закономерности изменения удельных капиталовложений приведенных затрат таковы, что при расстояниях газопередачи от 1000—1200 до 2000—2200 км обеспечиваются определенные преимущества технологии транспорта газа в охлажденном состоянии, а свыше 2000—2200 км наиболее эффективной является технология транспорта газа в сжиженном состоянии. Степень изученности технологических вопросов соответствует уровню, при котором можно достаточно обоснованно проектировать все без исключения элементы транспортной системы охлажденного и сжиженного газа.

Значительный удельный вес в экономических показателях эксплуатации газопроводов занимают затраты, не зависящие от объема перекачки газа. Основным направлением улучшения этих показателей является повышение использования производственных мощностей газопроводов.

На производительность газопровода оказывает влияние изменение рабочих характеристик различных его элементов. Снижение

производительности газопровода происходит, например, на 6—15% из-за загрязнения труб и увеличения их гидравлического сопротивления; на 2—6% из-за уменьшения мощности и к.п.д. ГПА; на 1,5—4% из-за снижения максимального давления нагнетания газа; на 0,5—1,5% из-за аварийных и других вынужденных остановок.

Существует ряд причин снижения максимального давления нагнетания, например отсутствие систем регулирования режима работы компрессорных станций.

Сейчас разработаны системы автоматического регулирования (САР): электрическая «Нева-1», пневматическая «Темп-1П», гидравлическая «Темп-Ш». Эти системы обеспечивают: поддержание давления на выходе КС на максимальном или любом заданном уровне; распределение и поддержание скорости между включенными агрегатами в заданном соотношении; ограничение температуры газов перед турбинами высокого давления по верхнему пределу и скорости вращения нагнетателей по верхнему и нижнему пределам. Электрическая система «Нева-1» рекомендована к внедрению на всех действующих и вновь проектируемых газопроводах.

Пневматическая система регулирования «Темп-1П» может успешно применяться на КС южных районов страны, где высокие температуры, загазованность и запыленность.

Надежность магистральных газопроводов характеризуется удельной интенсивностью аварий (количество аварий в год на 1000 км трубопровода) и средним временем восстановления. При обработке данных эксплуатации установлено: количество аварий на газопроводе — величина случайная, подчиняющаяся распределению Пуассона; среднее количество аварий в год составляет — 1 авария на 1000 км трубопровода; в начальный период эксплуатации газопровода количества аварий выше среднего, затем оно снижается и становится величиной установившейся; время восстановления

работоспособности газопровода — величина случайная, распределенная по нормальному Закону; среднее время и дисперсия восстановления возрастают с увеличением диаметра газопровода. Для сравнения можно указать, что интенсивность аварий в год составляет во Франции — 1,4 аварии на 1000 км трубопровода, а в США — 0,5. Основной причиной аварий на магистральных газопроводах является брак сварки — 50—60% от общего количества аварий; 10% — из-за брака металла труб. Из-за нарушений правил эксплуатации происходит около 6% аварий. Возрастает удельный вес аварий из-за наружной коррозии (до 3%).

По зарубежным данным основные причины аварий следующие: повреждения механизмами и внешние воздействия — до 40%, внешняя коррозия — до 13%, аварии продольного шва — 12%, поперечного — 10%. При этом значительную часть аварий удастся предупредить, проводя испытания газопроводов, так как при этом выявляются брак труб и дефекты строительства. Например, в США при испытаниях газопроводов аварии из-за разрыва продольного шва составляют около 93%. Контроль при строительстве, проведение предупредительных ремонтных работ, защита трубопровода от коррозии позволяют значительно сократить количество аварий.

Из-за возрастания объемов земляных работ, сварки, увеличения длины разрыва с повышением диаметра газопровода следует ожидать (и это подтверждается обработкой статистического материала) возрастания среднего времени восстановления газопровода.

Для обеспечения надежности газоснабжения необходимы резервы для компенсации снижения пропускной способности газопровода, т. е. необходимы дополнительные затраты в средства резервирования. На основании расчетов установлено, что факторы надежности оказывают существенное влияние на экономическую эффективность применения труб различного диаметра для транспорта мощных потоков газа.

При существующем уровне надежности трубопроводов оправдано применение двух- в трехниточных газопроводов для подачи газа на расстояние до 4000 км. Например, подача 30 млрд. м<sup>3</sup> газа в год по трехниточному газопроводу диаметром 1020 мм на расстояние 1000 км дает выигрыш по сравнению с одниточным газопроводом диаметром 1620 мм — 8,5 млн. руб., на расстояние 2000 км — 7,9 млн. руб. и на 3000 км — 4,8 млн. руб. Поэтому сооружение газопроводов из труб большого диаметра (свыше 1420 мм) при существующем уровне надежности целесообразно только в составе многониточных систем.

Основные направления повышения надежности транспорта газа:

- повышение прочностных свойств материала труб;
- повышение качества строительно-монтажных работ;
- уточнение норм испытаний газопроводов, чтобы на этой стадии можно было полностью выявить дефекты металла труб и брак строительно-монтажных работ;
- обеспечение защиты газопровода от наружной коррозии (обязательный ввод в эксплуатацию станций катодной защиты одновременно с магистральным газопроводом);
- централизация аварийно-ремонтной службы магистральных газопроводов, предусматривающая повышение степени оснащенности РВС машинами и механизмами, закрепление высококвалифицированных кадров, повышение качества ремонтных работ и сокращение среднего времени ремонта;
- предупредительные работы по контролю за состоянием трубопровода и замене участков, состояние которых близко к аварийному.

В настоящее время разработаны алгоритмические методы расчета и учета факторов надежности магистральных газопроводов и определения параметров при их проектировании.

Коэффициент неравномерности транспорта газа, определяющий пропускную способность и соответственный ей экономически выгодный типоразмер проектируемого газопровода, принимается постоянным и равным 0,85 для всех газопроводов протяженностью более 300 км и 0,75 — для газопроводов протяженностью менее 300 км.

В результате проведенных исследований в 1992— 1993 гг. по обоснованию величины коэффициента неравномерности установлена его зависимость от ряда факторов: заданной годовой производительности; среднегодовой неравномерности газопотребления; располагаемого объема подземных хранилищ газа и глубины залегания пластов ПХГ; протяженности газопроводов.

Определена критическая длина газопровода, меньше которой регулирование неравномерности газопотребления выгодно за счет резервирования мощностей газопроводов и больше которой — за счет создания подземных хранилищ газа. Критическая длина газопровода зависит от коэффициента неравномерности газопотребления и глубины залегания пластов для ПХГ и колеблется от 500 до 1500 км. С ростом коэффициента неравномерности газопотребления критическая длина уменьшается. Так, при коэффициенте неравномерности 1,3 она составляет 1200—1400 км, а при возрастании его до 1,6 — 500 км. С увеличением глубины залегания пластов ПХГ критическая длина также сокращается: при глубине 600 м она равна 1000 км, а при 3000 м — уже 1250 км.

Экономичность ПХГ возрастает с увеличением длины и производительности газопровода. Если же объем ПХГ недостаточен, то для этого случая составлены таблицы для выбора коэффициента неравномерности.

Реализация всех этих решений позволит не только существенно увеличить дальность и объемы транспорта газа, но и значительно повысить его экономическую эффективность.

## **1.2. Физико-химические свойства природных газов добываемых местными месторождениями**

Природные газы подразделяются на три группы: газы, добываемые из чисто газовых месторождений и состоящие в основном из метана (82-98%); газы, получаемые из газоконденсатных месторождений, представляющие собой смесь газа и тяжелых углеводородов, являющихся при нормальных условиях жидкостями, и содержащие значительное количество метана (80-95%); газы, добываемые вместе с нефтью из нефтяных месторождений, состоящие из смеси газа с газовым бензином и пропан-бутановой фракцией и содержащие только 30-70% метана. В газах содержатся неуглеводородные компоненты – азот, двуокись углерода, пары воды. Физико-химические свойства основных компонентов газа приведены в табл. 1.

В состав природных газов входят:

- а) углеводороды -алканы  $C_nH_{2n+2}$  и цикланы  $C_nH_{2n}$ ;
- б) неуглеводороды- азот  $N_2$ , угл. газ  $CO_2$ , сероводород  $H_2S$ , ртуть, меркаптаны  $R-SH$ .
- в) инертные газы – гелий, аргон, криптон, ксенон.

Фазовые состояния.

Метан ( $CH_4$ ), этан ( $C_2H_6$ ) и этилен ( $C_2H_4$ ) при нормальных условиях ( $p=0,1$  МПа и  $T=273$  К) являются реальными газами и составляют сухой газ.

Пропан ( $C_3H_8$ ), пропилен ( $C_3H_6$ ), изобутан ( $i=C_4H_{10}$ ), нормальный бутан- ( $n=C_4H_{10}$ ), бутилены ( $C_4H_8$ ) при атмосферных условиях находятся в парообразном (газообразном) состоянии, при повышенных давлениях—в жидком состоянии. Они входят в состав жидких (сжижаемых, сжиженных) углеводородных газов.

Углеводороды, начиная с изопентана ( $i-C_5H_{12}$ ) и более тяжелые ( $17 \geq n > 5$ )

при атмосферных условиях находятся в жидком состоянии. Они входят в состав бензиновой фракции.

Углеводороды, в молекулу которых входит 18 и более атомов углерода (от  $C_{18}H_{28}$ ), расположенных в одну цепочку, при атмосферных условиях находятся в твердом состоянии.

Таблица 1.

Физико-химические свойства основных компонентов газа

Показатели	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_3H_8$	i- $C_4H_{10}$	n- $C_4H_{10}$	$H_2S$	$CO_2$	$N_2$
Молекулярная масса	16,04	30,07	44,1	58,1	58,1	34,08	44,01	28,01
Температура кипения, $^{\circ}C$	-161,3	-88,6	-42,2	-10,1	-0,5	-60,7	-78,5	-195,8
Плотность при 0 $^{\circ}C$ , кг/м <sup>3</sup>	0,717	1,344	1,967	2,60	2,60	1,539	1,977	1,251
Теплота сгорания при 15 $^{\circ}C$ , кДж/кг								
высшая	55685	51956	49861	49442	49442	15,2	-	-
низшая	30154	47347	46467	46767	45671	-	-	-
Растворимость в воде при 15 $^{\circ}C$ , л/л	0,09	0,05	-	0,13	0,15	2,91	1,0	0,017

К основным параметрам газа относятся.

Влагосодержание природных газов. Природный газ в пластовых условиях насыщен парами воды, поскольку газоносные породы всегда содержат связанную, подошвенную или краевую воду. В процессе эксплуатации месторождений значения давлений и температур изменяются. При этом снижение температуры вызывает уменьшение количества водяных паров в газовой фазе, а снижение давления— увеличение их содержания. В самом пласте по мере разработки происходит увеличение влагосодержания газа, так как пластовое давление падает при изотермическом режиме. Влагосодержание природного газа — важнейший параметр, который определяет в значительной мере технологические режимы эксплуатации скважин газопромысловых сооружений.

Содержание влаги в газе характеризуют абсолютным и относительным влагосодержанием.

Абсолютное влагосодержание  $W$  равно массе водяных паров в единице объема газовой смеси, приведенной к нормальным условиям ( $0\text{ }^{\circ}\text{C}$  и  $0,1\text{ МПа}$ ), и измеряется в  $\text{г/м}^3$  или  $\text{кг/1000 м}^3$ .

Относительное влагосодержание  $W_0$  — отношение фактического содержания паров воды в единице объема газовой смеси при данных давлении и температуре к его влагосодержанию, т. е. к количеству водяных паров, которые могли бы содержаться в том же объеме и при тех же условиях при полном насыщении.  $W_0$  измеряется в долях единицы или процентах. Полное насыщение оценивается как 100%.

Влагосодержание природных газов с относительной плотностью 0,6 при контакте с пресной водой приводится на номограмме (рис. 1.). Поправочные коэффициенты  $C_3$  и  $C_0$  учитывают соответственно влияние минерализации воды и плотности газа. Влагосодержание газа относительной плотностью, отличающейся от 0,6 при контакте с минерализованной водой, определяется по формуле

$$W = W_{0,6} C_s C_p,$$

где  $W_{0,6}$  — влагосодержание газа, определенное по номограмме.

Кристаллогидраты природных газов. Многие компоненты природного газа (метан, этан, пропан, изобутан, углекислый газ, сероводород, азот) в соединении с водой образуют кристаллогидраты — твердые кристаллические соединения, существующие при высоких давлениях и положительных температурах. Они представляют собой физические соединения газа и воды (клатраты), образующиеся при внедрении  $M$  молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды. Все газы, размер молекул которых находится в пределах  $(4\text{—}6,9) \cdot 10^{-10}$  м, образуют гидраты. Установлены два типа кристаллической решетки гидратов: гидраты структуры I построены из 46 молекул воды и имеют 8 полостей; гидраты структуры II — из 136 молекул воды, имеют 16 малых и 8 больших полостей.

Метан, этан, углекислый газ, сероводород и азот образуют гидраты структуры I по формуле  $8M-46H_2O$  (или  $5M \cdot 5,75 H_2O$ ). Пропан и изобутан образуют гидраты структуры II по формуле  $8M-136H_2O$ . Добываемые природные газы образуют смешанные гидраты по формуле  $C_3H_8 \cdot 2CH_4 \cdot 17H_2O$ , т. е. малые полости в решетке структуры II занимает газ, самостоятельно образующий гидранты структуры I.

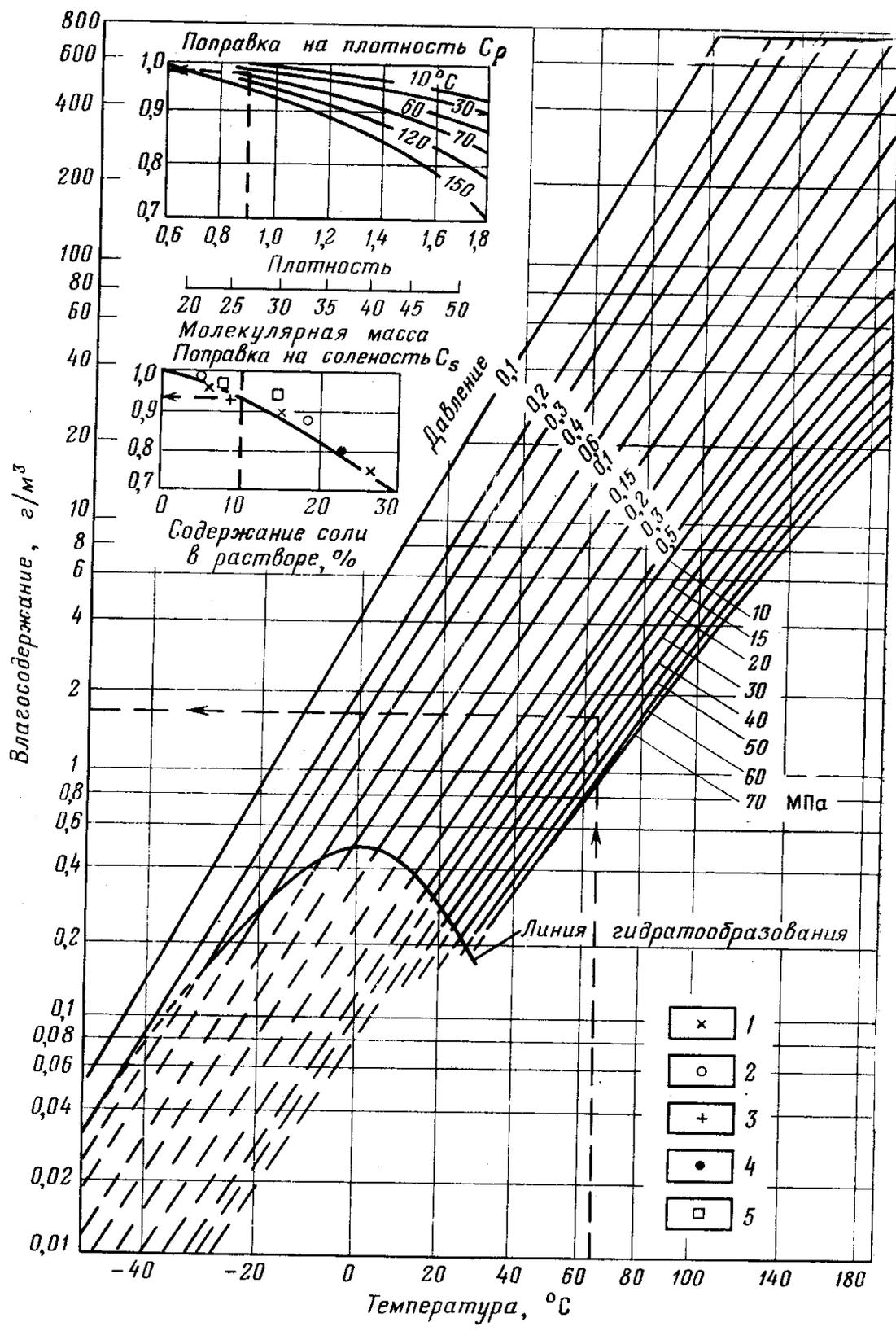


Рис. 1. Номограмма для определения влагосодержания природных газов  
 Поправка на: 1-NaCl; 2-NaOH; 3- MgCl<sub>2</sub>; 4-CaCl<sub>2</sub>; 5- NaHCO<sub>3</sub>

Гидратообразование определяется давлением, температурой, составом газа и воды (рис. 2.). Область существования гидратов располагается слева от кривых I и IV. Точки  $p_k$  и  $p'_k$  называются соответственно верхней и нижней критическими точками гидратообразования. В критической точке  $p_k$  например, существуют четыре фазы: вода, газ, гидрат и сжиженный газ.

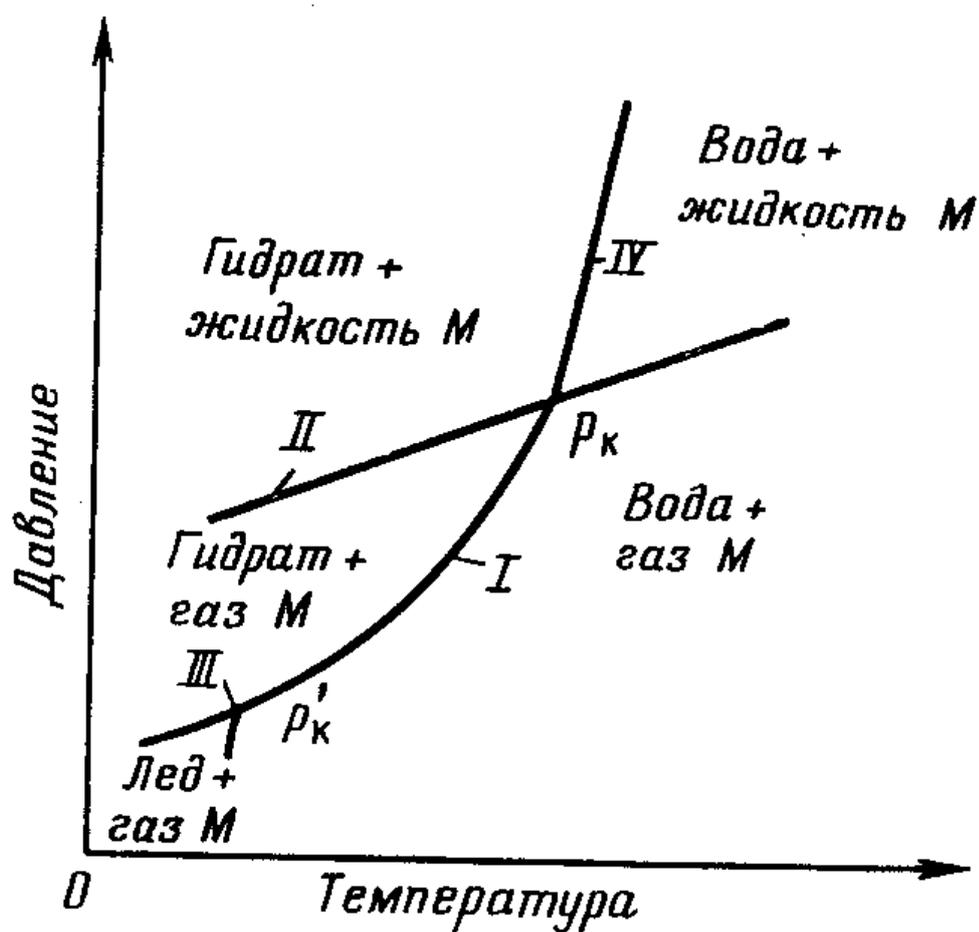


Рис. 2. Диаграмма фазовых состояний газ-гидрат

При температуре выше критической гидраты не образуются. Для метана и азота линия упругости паров заканчивается в критической точке газа до пересечения с линией гидратообразования, поэтому эти газы не имеют верхней критической точки гидратообразования. Нижняя критическая точка  $p/t$  соответствует температуре, близкой к 0 °С. В этой точке существуют газ, лед, гидрат и вода.

Кривые образования гидратов для различных компонентов природного газа приводятся на рис. 3. Зависимости равновесных параметров гидратообразования природных газов приводятся на рис. 4. Область существования гидратов на этих графиках располагается левее и выше кривых. С увеличением давления и плотности газа температура гидратообразования возрастает.

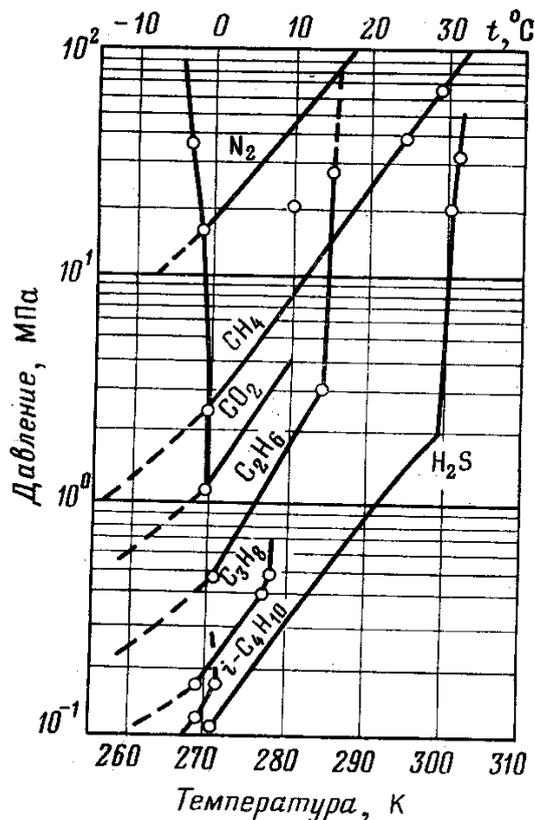


Рис. 3. Зависимость давления образования гидратов отдельных газов от температуры

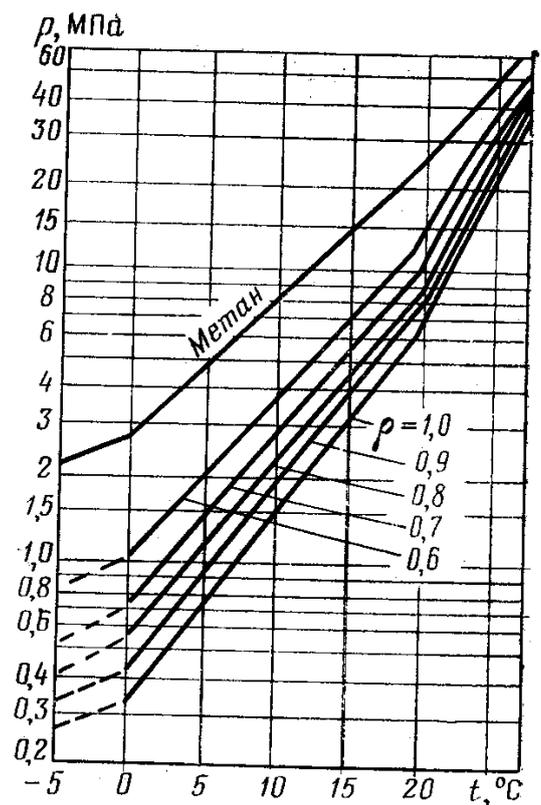


Рис. 4. Зависимость равновесных параметров гидратообразования смесей газов различных плотностей от температуры

### **1.3. Подготовка газа к дальнему транспорту**

Природный газ месторождений содержит механические примеси – посторонние вещества в твердом, жидком и газообразном состояниях, входящие в состав газа и снижающие его теплоту сгорания. К твердым включениям относятся окиси алюминия, соединения кремния, железа, кальция, магния, серы и др.; к жидким и газообразным – вода, её пары, пары солей, образующиеся при высоком давлении, и тяжелые углеводороды.

В зависимости от того, где будет использован газ, к его качеству предъявляют требования в соответствии с O'z DSt 948: 1999. Качество газа, поступающего с промыслов и газоперерабатывающих заводов в магистральные газопроводы, должно способствовать надежной и эффективной работе газопроводов и компрессорных станций. Качество газа для коммунально-бытового потребления должно обеспечивать взаимозаменяемость газа по его топливным характеристикам; санитарно-гигиенические условия бытовых помещений, имеющих газовые приборы с горением без отвода продуктов сгорания; безопасность при использовании газа.

Качество природного газа при химической переработке определяется условиями постоянства его состава, отсутствием жидкой фазы и механических примесей, ограничением содержания тяжелых углеводородов и соединений серы.

Для оценки качества природного газа, транспортируемого по магистральным газопроводам и подаваемого потребителям, используют следующие основные показатели.

*Содержание влаги в газе.* Влага способствует коррозии газопроводов и оборудования компрессорных станций, а также образованию кристаллогидратов. Для предотвращения этого необходимо, чтобы точка росы газа по влаге была на 5-7 К ниже наиболее низкой температуры газа при его транспортировке по газопроводу.

Климатическая зона по ГОСТ 16350-80.....	А	Б
Точка росы по влаге и тяжелым углеводородам при p=5,5 МПа, К, не более:		
в зимний период (1.X-30.IV).....	263	240
в летний период (1.V-30.IX).....	270	258

Принятая технология осушки газа на промыслах и заводах создает условия безгидратного транспорта газа, надежной работы средств автоматики на компрессорных и газораспределительных станциях, исключает подогрев газа перед редуцированием.

*Точка росы по углеводородам.* Наличие в газе конденсирующихся углеводородов приводит при определенных термодинамических условиях к выделению конденсата. Это снижает пропускную способность магистральных газопроводов и увеличивает потребляемую мощность компрессорных агрегатов. Современные сорбционные процессы – процессы поглощения из газа определенных фракций – дают возможность выделить тяжелые углеводороды до точки росы (313К). Такая глубина извлечения позволяет наиболее полно использовать углеводороды для получения сжиженных газов, газовых бензинов, индивидуальных углеводородов.

*Содержание сероводорода.* Наличие в газе сероводорода способствует развитию коррозии внутренней поверхности газопроводов, газоперекачивающих агрегатов, арматуры загрязнению атмосферы помещений токсичными продуктами. В соответствии с ГОСТ 5542-78 в 1 м<sup>3</sup> газа должно содержаться не более 0,02 г сероводорода.

*Содержание механических примесей.* Механические примеси, содержащиеся в газе, способствуют развитию эрозии, износу газопроводов и компрессорных агрегатов, а также засоряют контрольно-измерительные приборы и увеличивают вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях (КС), газопроводах и газораспределительных станциях (ГРС).

*Содержание кислорода.* В природных газах кислород отсутствует. При строительстве или ремонте газопроводов кислород можно внести при

недостаточной продувке трубы. Наличие кислорода в природном газе может привести к образованию взрывоопасных смесей или выделению элементарной серы при наличии сероводорода.

*Содержание двуокиси углерода.* В сухом газе  $\text{CO}_2$  образует балластную смесь, снижающую калорийность газа. В природных газах, транспортируемых по газопроводам, содержится относительно небольшое количество  $\text{CO}_2$ . По технико-экономическим данным содержание  $\text{CO}_2$  в газе не должно превышать 2%.

*Содержание меркаптановой и общей органической серы.* Меркаптановую серу в небольших количествах в качестве одоранта вводят в газ для придания ему запаха. Установленными нормами содержание одоранта в газе обусловлено необходимым уровнем запаха и составляет 16г на 1000 м<sup>3</sup> газа. Наличие в газе органической серы более 30-50 мг ограничивает возможность его использования без доочистки для химических процессов.

*Число Воббе* – основной показатель качества газа, используемого в бытовых горелочных устройствах. Он определяет режим горения газа в бытовых приборах, взаимозаменяемость газа переменного состава для обеспечения нормального режима горения.

Число Воббе  $W$  учитывает взаимосвязь теплоты сгорания газа  $\theta$  и плотности газа по отношению к воздуху  $\Delta$ :  $W = \theta \sqrt{\Delta}$ . Число Воббе для газовых и газоконденсатных месторождений находится в пределах 40 195-50 244 кДж/м<sup>3</sup>, для нефтяных месторождений – 46 057 – 60 711 кДж/м<sup>3</sup>.

Исходя из условий нормальной работы газовых приборов, установлено номинальное значение числа Воббе, для которого регулируют газовые приборы. Число Воббе природного газа, транспортируемого по основным магистральным газопроводам нашей страны, составляет от 11 000 до 12 000 кДж/м<sup>3</sup>. При этом отношение максимального значения числа Воббе к минимальному не превышает 1,1, что соответствует рекомендациям Международного газового союза по допустимым пределам отклонений.

#### 1.4. Продукты переработки природного газа и требования к их качеству

При использовании природного газа и продуктов его переработки как топлива или сырья к ним предъявляются требования по качеству товарной продукции и ограничениям уровней возможных загрязнений окружающей среды при сбросе продуктов сгорания в атмосферу.

Качество товарных продуктов регламентируется междугосударственными стандартами (ГОСТ), отраслевыми (ОСТ), техническими условиями (ТУ), стандартами предприятия. Технические условия или стандарты на природный газ, подаваемый потребителям, должны отражать допустимые содержания сероводорода, воздуха или кислорода, углекислого газа, окиси углерода, допустимую влагонасыщенность, содержание твердых примесей и других компонентов, теплотворную способность и т.п.

Важнейшей эксплуатационной характеристикой газа является содержание в нем сернистых компонентов: сероводорода – не выше 20 мг/м<sup>3</sup>, меркаптанов – не выше 36 мг/м<sup>3</sup>, а также кислорода не более 1%. Для природного топливного газа определяющий показатель качества – его теплота сгорания, нормируемая в виде числа Воббе. Число Воббе устанавливают в пределах 39 400- 52 000.

При отборе проб газа для контроля за качеством должны соблюдаться условия, исключающие попадание воздуха и посторонних примесей в состав пробы.

Накопленный опыт эксплуатации установок подготовки газа и систем транспорта газа показал жизнеспособность практических позиций по выбору температуры точки росы подготавливаемого к транспорту газа. Суть этой позиции заключается в том, чтобы температура точки росы подготавливаемого газа обуславливалась среднегодовой или среднесезонной температурой среды того района, через который осуществляется транспортировка газа. При этом оказалось возможным несколько снизить

некоторые требования к соответствующим показателям подготавливаемого газа частности, температуру точки росы по углеводородам и воде.

Газы природные горючие, подаваемые в магистральные газопроводы и транспортируемые по ним, должны удовлетворять требованиям по таким показателям, как точек росы по влаге, тяжелым углеводородам и содержанию сероводорода, кислорода (табл.2). Несоблюдение этих требований может привести к полной остановке газопровода вследствие образования жидкостных пробок, гидратов при охлаждении газа и коррозии материала труб. Кроме того, теряется ценные жидкие углеводороды.

Таблица 2

Технические требования на газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы

Показатель	Норма			
	для умеренной и жаркой климатических зон		для холодной климатической зоны	
	1	2	1	2
Температура точек росы по влаге и тяжелым углеводородам при давлении 5,5 МПа, °С, не более:				
Зимний период (1 октября-30 апреля)	-10	-5	-25	-20
Летний период (1 мая- 30 сентября)	-3	0	-15	-5
Содержание сероводорода, г на 100 м <sup>3</sup> , не более	2	2	2	2
Механические примеси, г на 100 м <sup>3</sup> не более	0,1	0,3	0,1	0,3
Объемная доля кислорода не более,%	1	1	1	1

Наличие в газе влаги, жидких углеводородов, агрессивных и механических примесей снижает пропускную способность газопроводов, увеличивает расход ингибиторов, усиливает коррозию, увеличивает необходимую мощность компрессорных агрегатов, способствует забиванию линий контрольно-измерительных и регулирующих приборов. Все это

снижает надежность работы технологических систем, увеличивает вероятность аварийных ситуаций на компрессорных станциях и газопроводах.

## **Глава II. Экспериментальная часть**

### **2.1. Эксплуатация магистральных газопроводов**

Современные магистральные газопроводы вместе с компрессорными станциями — весьма сложные сооружения, эксплуатация которых возможна лишь при использовании автоматизированных систем управления технологическими процессами транспорта. Эксплуатация этих систем должна базироваться на результатах технической диагностики трубопроводов.

Обеспечение надежной и эффективной работы действующих и вновь вводимых в действие трубопроводов и компрессорных станций является важной задачей обслуживающего их персонала.

Основная причина снижения надежности эксплуатации газопроводов— это потери герметичности через сварочные швы, дефекты в металле газопроводных труб и почвенная коррозия газопроводов вследствие недостатков в качестве изоляционно-укладочных работ.

Эксплуатацию магистральных газопроводов осуществляют линейно-эксплуатационные службы, которые проводят технические осмотры, межремонтное обслуживание, выполняют текущие ремонты, ремонтно-восстановительные работы при ликвидации аварий на газопроводах. В плановый ремонт входят работы по ремонту изоляционных покрытий с заменой новыми трубами отдельных прокорродированных участков, а также по ремонту средств электрохимической защиты и питающих их линий электропередач, устранению различных поверхностных дефектов на трубах.

При эксплуатации магистральных газопроводов в определенных условиях возможно образование гидратов природного газа.

Практика эксплуатации газопроводов показывает, что аварийные ситуации из-за образования гидратов чаще всего происходят в пусковой период и в зимнее время.

В пусковой период гидраты образуются в основном из-за наличия в газопроводе воды, оставшейся после окончания его строительства. Технологический режим эксплуатации газопровода должен предусматривать предотвращение образования гидратов в этот период. Гидратообразование обычно происходит в пониженных участках газопроводов, где возможно скопление жидкости, поэтому строительство газопровода осуществляется с учетом необходимости периодического удаления оттуда воды. Кроме того, система подготовки газа к дальнему транспорту должна быть такой, чтобы степень осушки газа, его давление и температура обеспечивали безгидратный транспорт газа. В качестве ингибиторов гидратообразования в магистральных газопроводах можно использовать метанол, гликоли (ДЭГ, ТЭГ), этилкарбитол. Необходимое количество ингибиторов для предотвращения гидратообразования при транспорте газа рассчитывают так же, как и при его добыче и подготовке к транспорту. Образование гидратов возможно при температуре газа ниже равновесной температуры гидратообразования. Выбор метода устранения гидратов зависит от характера образовавшихся гидратов, их состава, от имеющихся в наличии ингибиторов, давления и температуры в месте образования гидратов. При наличии сплошной гидратной пробки требуется остановка газопровода. Если площадь сечения газопровода не полностью перекрыта гидратной пробкой, то ее удаляют без остановки подачи газа. Для предотвращения образования сплошной гидратной пробки необходимо вести постоянный контроль за работой магистрального газопровода, особенно в пусковой период. Необходима своевременная продувка пониженных участков газопровода, в которых скапливается вода. О накоплении гидратов на отдельных участках свидетельствует, как правило, увеличение перепада давления.

При образовании гидратной пробки принимают меры по ее ликвидации путем подогрева, подачи ингибитора. Снижать давление рекомендуется после нарушения сплошности гидратной пробки.

Наиболее простой и доступный метод ликвидации гидратов— снижение давления на участке гидратообразования до атмосферного. Давление снижают с двух сторон участка путем выпуска газа в атмосферу. Однако при выпуске газа в атмосферу нужно следить за тем, чтобы конечная температура не снизилась до отрицательной и не произошло замерзания воды.

Один из наиболее эффективных методов ликвидации гидратов — ввод ингибитора и последующее снижение давления. Для этого участок гидратообразования отключается, закачивается ингибитор и снижается давление. После устранения пробки раствор ингибитора удаляется из газопровода продувкой.

Гидратные пробки удаляют также способом их разложения при подогреве участка гидратообразования с помощью воды. При этом температура воды должна быть выше 0°С. При ликвидации гидратов в зимний период время работы должно быть минимальным, чтобы не допускать замерзания воды и растворов ингибиторов в газопроводе.

Все работы по техническому обслуживанию подземных и наземных газопроводов должны выполняться согласно разработанным и утвержденным в установленном порядке инструкциям в сроки, предусмотренные графиком. Исправность сооружения газопроводов, отсутствие утечек, загазованность колодцев проверяются при обходе газопроводов. Сроки обхода трасс газопроводов назначаются в зависимости от конкретных условий их эксплуатации: давления в трубопроводе, его технического состояний, сроков эксплуатации и т. д. Плотность и состояние изоляции газопровода проверяются с помощью приборов, позволяющих выявлять утечки газа и повреждения изоляции без вскрытия грунта. Установленные на газопроводах в колодцах задвижки, краны, компенсаторы обслуживают по утвержденным графикам ежегодно. Запорные устройства (краны, задвижки) устанавливаются на

магистральных газопроводах на расстоянии 25 км. При пересечении водных преград и мостов их ставят по обе стороны перехода через препятствия.

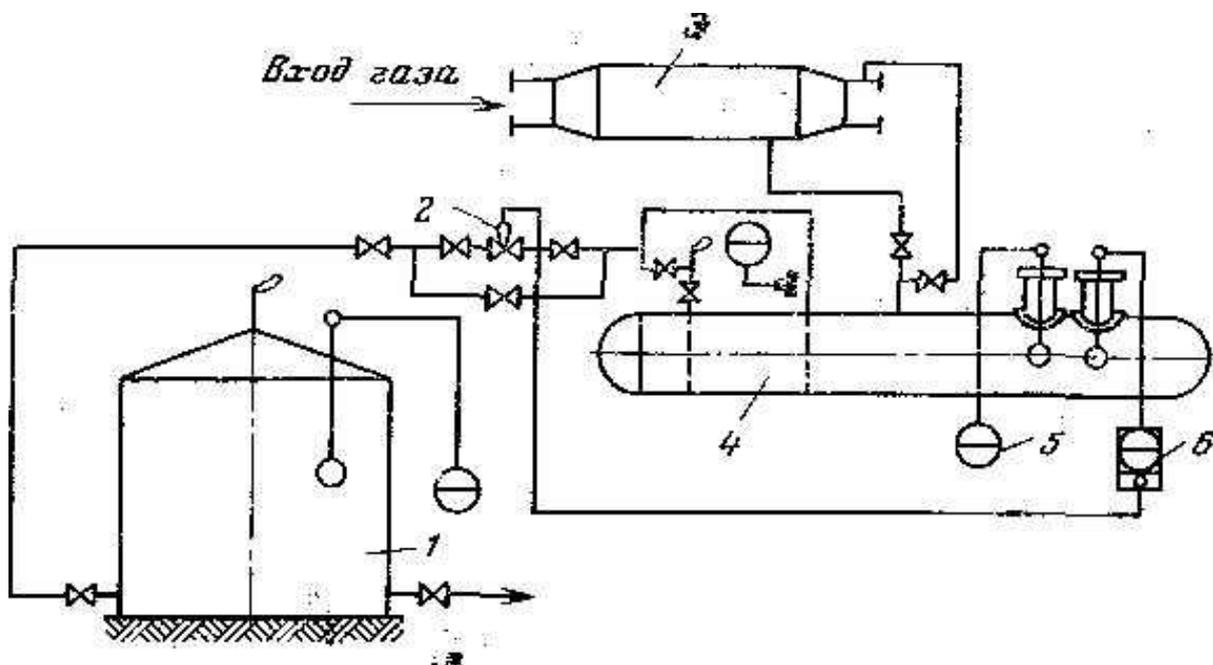


Рис. 5. Схема конденсатосборника типа «расширительная камера» с автоматическим удалением конденсата:

*1 - наземный резервуар для приема конденсата; 2 - регулирующий клапан; 3 - расширительная камера; 4 - емкость для сбора конденсата; 5 - регулятор уровня; 6 - автоматический пневмомагнитный конденсатоотводчик АКОМП-2.*

Кроме того, их установка необходима и на всех отводах от газопровода. Для сбора и удаления жидкости (конденсата) в пониженных точках газопровода устанавливают конденсатосборники, снабженные устройствами для автоматического сброса конденсата (рис.5.).

В табл. 3. даются технические данные конденсатосборников типа «расширительная камера». Применяются также конденсатосборники Востокгипрогаза для труб диаметром 720 мм и Гипроспецгаза для труб

диаметром 820 и 1020 мм. При небольших количествах жидкости используют дренажные устройства различной конструкции.

Таблица 3.

Технические показатели конденсатосборников типа «расширительная камера»\*

Диаметр X толщина стенки труб газопровода, мм	Рабочее давление, МПа	Расширительная камера					Сборник жидкости			
		Длина, мм	Диаметр × толщина внутренней трубы, мм	Длина внутренней трубы, мм	Длина переходов, мм	Масса, кг	Диаметр X толщина стенки, мм	Длина, мм	Объем, мм	Масса, кг
723x20	6,4	11,4	325×9	2100	700	4200	Сборник жидкости отсутствует*			
823×14	5,5	14,3	519×9	2850	900	4335	То же			
1020×2П	5,5	12,8	682×6	3700	900	8901	720×18	52	1,8	1925
1020×20	6,4	10,0	720×14	3000	900	503С	720×14	86	3,1	2395
1200×20	5,5	20,2	820×12	3050	1100	12460	Сборник жидкости отсутствует*			

\* Имеется один патрубок для присоединения конденсатосборника.

На магистральных газопроводах устанавливают продувочные свечи. На газопроводах диаметром до 500 мм их устанавливают не ближе 5 м от запорного устройства и на высоте не менее чем 3 м от уровня земли. При большем диаметре газопровода они должны быть установлены не ближе 15 м от запорного устройства и не менее 300 м от зданий, сооружений или населенных пунктов. Диаметр свеч должен быть таким, чтобы участок газопровода, на котором они установлены, опорожнялся за 1,5—2 ч. Наиболее напряженное время для эксплуатации газопровода — зимнее. Это обусловлено его максимальной пропускной способностью, понижением температуры, труднодоступностью к отдельным трубопроводам и другими факторами. Поэтому эксплуатационный персонал газопроводов в летнее время осуществляет тщательную подготовку к работе в зимних условиях. В частности, выявляются и устраняются утечки газа в

газопроводе, запорных устройствах, арматуре. Ремонтируются подводные и воздушные участки трубопроводов, переходы через шоссейные и железные дороги, мосты, подъездные пути, засыпаются оголенные участки трубопроводов. Проводятся профилактический осмотр и ремонт оборудования, средств КИП на компрессорных и газораспределительных станциях.

Важное значение имеют также подготовка и эксплуатация газопровода в условиях весеннего паводка. С этой целью необходимо наблюдать за состоянием береговых укреплений, опор газопровода, устранять скопления льда и заторы. Необходимо также создать запасы труб, строительных материалов, оборудования для обеспечения ремонта газопровода.

Эксплуатационный персонал должен обеспечить надежную работу всей запорной арматуры. При этом необходимо иметь в виду, что из-за отсутствия необходимого количества смазки могут наблюдаться коррозия уплотнительных поверхностей кранов, потеря герметичности. Краны необходимо периодически осматривать, набивать вовремя смазку после каждого открытия и закрытия, при увеличении зазора между конусом и пробкой подтягивать пробку регулировочным винтом. При эксплуатации задвижек важно следить за чистотой резьбы шпинделя, не допускать утечек через сальниковые устройства и фланцевые соединения. Утечки через фланцевые соединения устраняют подтяжкой болтовых соединений или же смелой прокладки между фланцами. Эти работы проводятся только на опорожненном газопроводе.

## **2.2. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость**

Классификация и категории участков магистральных трубопроводов. Магистральные газопроводы в зависимости от рабочего давления подразделяются на два класса:

I класс- при рабочем давлении свыше 2,5 до 10 МПа включительно;

II класс- при рабочем давлении свыше 1,2 до 2,5 МПа включительно.

Магистральные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы в зависимости от диаметра подразделяются на четыре класса:

I класс- диаметром свыше 1000 до 1400 мм;

II класс- диаметром менее 1000 до 500 мм;

III класс — диаметром менее 500 до 300 мм;

IV класс — диаметром менее 300 мм.

Участки магистральных трубопроводов в зависимости от условий работы при расчете на прочность подразделяются на категории: В, I -IV. При этом к категории В относятся:

переходы нефте- и нефтепродуктопроводов диаметром 1000 мм и более через водные преграды (реки) и прибрежные участки при подземной и надземной прокладке;

газопроводы внутри зданий и на территории компрессорных, газораспределительных станций и станций подземного хранения газа.

К категории I относятся:

- переходы через водные преграды газопроводов диаметром более 1000 мм и нефтепроводов диаметром менее 1000 мм;

- переходы через болота III типа;

- переходы через железные и автомобильные дороги газопроводов при подземной прокладке и нефтепроводов при надземной прокладке;

- участки газо- и нефтепроводов, проложенные в тоннелях;

- узлы подключения компрессорных станций к магистральному газопроводу:

- всасывающие и нагнетательные нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, примыкающие к территории нефтеперекачивающих станции;

- нефтепроводы и нефтепродуктопроводы, проложенные параллельно рекам, каналам и озерам с зеркалом воды в межень 25 м и более, имеющим рыбохозяйственное значение, а также выше населенных пунктов и промышленных предприятий;

- нефтепроводы внутри зданий и территорий нефтеперекачивающих станций.

Трубопроводы категории В имеют коэффициент условий работы при расчете на прочность  $m = 0,6$ , а категории I —  $m = 0,75$ . Трубопроводы категорий I и В подвергаются предварительному гидравлическому испытанию при давлении  $p_{исп} = 1,25p_{раб}$ , а переходы нефте- и нефтепродуктопроводов категории В через водные преграды испытываются при давлении  $p_{исп} = 1,5 p_{раб}$ . При этом допускается повышение испытательного давления до величины, вызывающей напряжение в металле труб не более 0,9—1 предела текучести.

Категории магистральных трубопроводов определяются в соответствии с табл.4.

Таблица 4

Назначение трубопровода	Категория магистрального трубопровода при прокладке		
	подземной	наземной	надземной
Транспортирование природного газа			
D < 1200 мм	IV	IV	IV
D > 1200 мм	III	III	III
Транспортирование нефти или нефтепродуктов:			
D < 700 мм	IV	IV	IV
D > 700 мм	III	III	III

Коэффициенты условий работы  $m$  для трубопроводов и их участков II, III и IV категорий соответственно равны 0,75; 0,9 и 0,9. При этом трубопроводы

и их участки II, III и IV категорий могут не подвергаться предварительному испытанию.

В соответствии со СНиП 11\*45—75 категории отдельных участков трубопроводов, аварийное повреждение которых может вызвать перебои в подаче газа, нефти и нефтепродуктов городам и другим крупным потребителям, имеющим большое народнохозяйственное значение, а также загрязнение окружающей среды допускается повышать на одну категорию.

### 2.2.1 Нагрузки и воздействия на трубопровод

При расчете трубопроводов учитывают нагрузки и воздействия на них при сооружении, испытании и эксплуатации. В зависимости от времени воздействия нагрузки подразделяются по СНиП П-45—75 на постоянные и временные (длительные, кратковременные, особые).

К постоянным нагрузкам и воздействиям относятся следующие.

1. Собственный вес единицы длины трубопровода

$$q_{mp} = n_p r_c g \pi / 4 (D_n^2 - D_e^2) \approx \pi D_{cp} \delta \rho g \approx 0,247 D_{cp} \delta$$

где  $n_p = 1,1$  — коэффициент перегрузки от собственного веса трубопровода;  $r_c$  — плотность стали;  $D_n$ ,  $D_e$  — соответственно наружный и внутренний диаметры трубопровода;  $\delta$  — толщина стенки трубы.

Вес изоляции и различных устройств, которые могут быть в трубопроводе, при расчете надземных переходов принимают равным 10 % собственного веса трубы.

2. Давление грунта на трубопровод

$$q_{gp} = n_g p_g h$$

где  $n_g = 1,2$  — коэффициент перегрузки;  $p_g$  — плотность грунта;  $h$  — средняя глубина заложения оси трубопровода.

3. Гидравлическое давление воды, определяемое весом столба воды над рассматриваемой точкой (с коэффициентом перегрузки 1):

$$q_v = n_v g h_v$$

где  $q_v$  — плотность воды;  $h_v$  — высота столба воды.

4. Воздействие предварительного напряжения, создаваемого за счет упругого изгиба на поворотах трубопровода. Продольные напряжения, возникающие в трубопроводе от упругого изгиба (с коэффициентом перегрузки 1), определяются по формуле

$$\sigma_u = \pm ED/2R$$

где  $E$  — модуль упругости (для стали  $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа);  $R$  — радиус упругого изгиба трубопровода.

Для подземных трубопроводов нормативный температурный перепад принимается в расчетах не менее 233 К, для надземных не менее 223 К.

К кратковременным нагрузкам (продолжительностью от нескольких секунд до нескольких месяцев) относятся следующие:

1. Снеговая нагрузка на единицу длины трубопровода:

$$q_c = n_c \rho_{сн} D_n 10^{-3}$$

где  $n_c = 1,4$  — коэффициент перегрузки;  $\rho_{сн \cdot n}$  — нормативная снеговая нагрузка, приходящаяся на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной проекции трубопровода, МПа.

Нормативная снеговая нагрузка определяется следующим образом:

$$\rho_{сн \cdot n} = \rho_0 C_{сн},$$

где  $\rho_0$  — вес снегового покрова на 1 м<sup>2</sup> горизонтальной поверхности земли;  $C_{сн} = 0,4$  — коэффициент перехода от веса снегового покрова к снеговой нагрузке на одиночный трубопровод; для более сложных конструкций надземных трубопроводов коэффициент  $C_{сн}$  определяется по СНиП П-45—75.

2. Нагрузка от обледенения 1 м трубы

$$q_l = 1,7 b D_n n_l$$

где  $b$  — толщина слоя льда, превышаемая один раз в 5 лет;  $n_l$  — коэффициент перегрузки.

3. Ветровая нагрузка на 1 м трубопровода перпендикулярно к его осевой вертикальной плоскости:

$$q_v = (q_{н.с} + q_{н.д}) D_H$$

где  $q_{н.с}$  — нормативное значение статической составляющей ветровой нагрузки;  $q_{н.д}$  — нормативное значение динамической составляющей ветровой нагрузки.

Расчетное сопротивление растяжению (сжатию) металла труб и сварных соединений при расчете на прочность определяется по формулам:

$$R_1 = R_{1H}m/K_1K_H, \quad R_2 = R_{2H}m/K_2K_H$$

где  $R_1, R_2$  — расчетные сопротивления по пределу прочности и по пределу текучести соответственно;  $m$  — коэффициент условий работы трубопровода, определяемый в зависимости от его категории;  $K_1, K_2$  — коэффициенты безопасности по материалу;  $K_H$  — коэффициент надежности.

Коэффициент  $K_1$  для труб различного типа изменяется от 1,34 до 1,56, а коэффициент  $K_2$  — от 1,1 до 1,2 и определяются по СНиП 11-45—75. Коэффициент надежности  $K_H$  зависит от диаметра трубопровода и рабочего давления и изменяется от 1 до 1,15.

### **2.2.2 Проверка прочности и устойчивости подземных и надземных трубопроводов**

Подземные трубопроводы и надземные, проложенные в насыпи, проверяют по СНиП П-45—75 по прочности, деформациям, на общую устойчивость в продольном направлении и против всплытия на обводненных участках.

Прочность таких трубопроводов проверяют по условию

$$O_{np} N \leq \psi_2 R_1$$

Здесь  $\psi_2$  — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб при растягивающих осевых продольных

напряжениях; при  $\sigma_{np N} \geq 0$  коэффициент  $\psi_2=1$ , а при сжимающих продольных осевых напряжениях, когда  $\sigma_{np N} < 0$ , коэффициент  $\psi_2$  определяется по формуле

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75(\sigma_{кц} / R_1)^2} - 0,5 \sigma_{кц} / R_1$$

где  $\sigma_{кц}$  — кольцевые напряжения от внутреннего давления.

Продольные осевые напряжения  $\sigma_{np N}$  от расчетных нагрузок и воздействий на трубопровод определяют с учетом упругопластической работы металла труб.

С учетом нагрузок от внутреннего давления, температурных воздействий и действия упругого изгиба при отсутствии продольных и поперечных перемещений, просадок и пучения грунта продольные напряжения определяются из выражения

$$\sigma_{np N} = \mu \sigma_{кц} - \alpha E \Delta t \pm ED_H / 2R_{min}$$

где  $R_{min}$ , — минимальный радиус упругого изгиба.

Для трубопроводов, прокладываемых в районах горных выработок, продольные осевые растягивающие напряжения определяются по формуле

$$\sigma_{np N} = \sigma_0 \sqrt{\pi(1 - \cos \pi l_k / l)}$$

где  $l_k$  — длина зоны срыва грунта относительно трубы в растянутой зоне;  $l$  — длина зоны растяжения;  $\sigma_0$  — интенсивность силового воздействия деформаций грунта.

Деформации трубопроводов проверяют исходя из условий

$$\sigma_{np. н} \leq \psi_3 C / K_n R_{2н}$$

$$\sigma_{кц. н} \leq C / K_n R_{2н}$$

где  $\sigma_{пр. н}$  - максимальные суммарные продольные напряжения в трубопроводе от нормативных нагрузок и воздействий;  $\sigma_{кц. н}$  — кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления, определяемые по формуле

$$\sigma_{кц. н} = \rho D_{вн} / 2\delta$$

$C$  — коэффициент, принимаемый равным 1 для трубопроводов III и IV категорий, 0,85 для трубопроводов I и II категорий и 0,65 для категории В;  $\psi_3$  — коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб; при растягивающих продольных напряжениях ( $\sigma_{пр. н} > 0$ )  $\psi_3 = 1$ , а при сжимающих ( $\sigma_{пр. н} < 0$ )  $\psi_3$  определяется по формуле

Проверка общей устойчивости подземных трубопроводов в продольном направлении по СНиП 11-45—75 проводится в плоскости наименьшей жесткости системы по условию

$$S \leq m N_{кр.}$$

Здесь  $S$  — эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, определяемое по формуле

$$S = (\mu \sigma_{кц} + \alpha E \Delta t) F$$

где  $F$  — площадь поперечного сечения стенок трубы;  $N_{кр}$  — продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

Проверка против всплытия подводных трубопроводов, прокладываемых на переходах через водные преграды и на обводненных участках, проводится по условию

$$B \geq K_M (K_{нв} q_v + B_{изг} + B_{пр.с} - q_{тр} - q_{дон}),$$

где  $B$  — необходимая пригрузка (вес балласта под водой) или расчетное усилие анкерного устройства на единицу длины трубопровода;  $K_M$  — коэффициент безопасности по материалу, равный для анкерных устройств 1, для железобетонных грузов 1,05, при сплошном обетонировании трубопровода в опалубке 1,07, при сплошном обетонировании торкретированием 1,1 и при балластировке грунтом 1,2;  $K_{нв}$  — коэффициент надежности при расчете устойчивости трубопровода против всплытия, равный 1,05—1,1;  $q_v$  — расчетная выталкивающая сила воды (с учетом изоляции);  $q_{тр}$  — расчетный вес трубопровода с футеровкой и изоляцией на воздухе;  $B_{изг}$  — расчетная пригрузка, необходимая для изгиба трубопровода по дну траншеи;  $B_{пр.с}$  — расчетная величина пригрузки, необходимая для предотвращения подъема трубопровода на криволинейных участках в вертикальной плоскости под воздействием внутреннего давления и температурных воздействий;  $q_{дон}$  — расчетный вес перекачиваемого продукта на воздухе, дополнительных устройств обледенения трубы в воде.

Выталкивающая сила воды на единицу длины трубопровода определяется по формуле

$$q_v = 0,8 D^2 \rho_v g$$

где  $\rho_v$  — плотность воды.

На рис. 6. дана номограмма для расчета трубопровода на устойчивость.

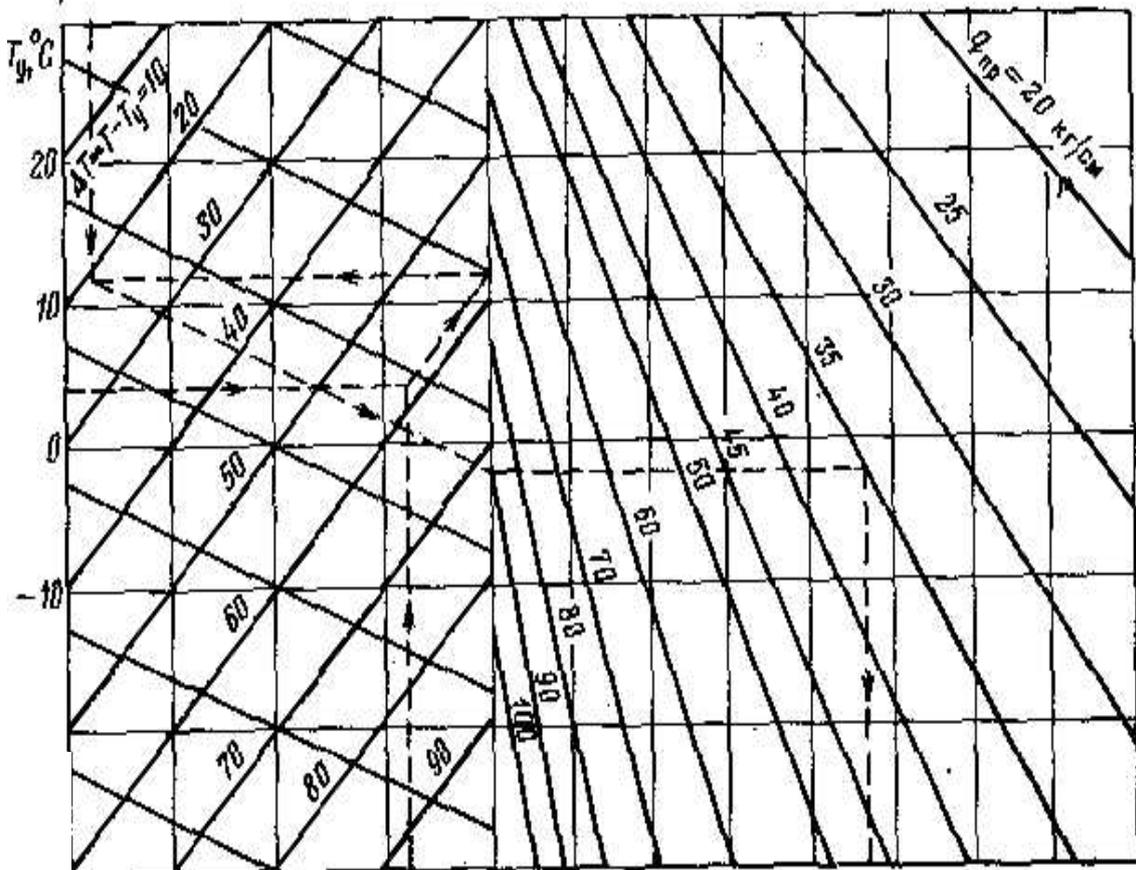


Рис. 6. Номограмма для расчета трубопровода на устойчивость.

### **2.3. Метод определения компонентного состава углеводородного газа и углеводородов $C_1 - C_6$ (метода - А) по ГОСТУ 23781-87**

Метод основан на сочетании газожидкостной и газоадсорбционной хроматографии с использованием детектора по теплопроводности.

Углеводороды  $C_1 - C_6$  и диоксид углерода разделяли методом газожидкостной хроматографии, а не углеводородные компоненты (водород, кислород, азот, гелий)—методом газоадсорбционной хроматографии.

Анализ проводили в изотермическом режиме параллельно на двух колонках. Результаты анализа объединяли.

#### I. Методика отбора пробы.

1. Пробу газа для анализа отбирали по ГОСТу 18917—82 и непосредственно из пробоотборной линии, по которой подается газ из газопровода к месту установки хроматографа.
2. Пробу газа подаём в кран-дозатор хроматографа непосредственно из пробоотборника (контейнера) или газовой пипетки через фильтр-патрон, заполненный хлористым кальцием для осушки газа от влаги и уплотненный по краям стекловатой или металлической сеткой для улавливания механических загрязнений.
3. Пробу очищали, предварительно пропуская газ с небольшой скоростью через трубку, заполненную аскаритом, не сорбирующим углеводороды, установленную перед краном-дозатором. При этом удаляем и диоксид углерода. Количество удаленных из пробы кислых газов учитывали при вычислении результатов анализа по данным определений сероводорода по ГОСТу 22387.2-83 и диоксида углерода хроматографическим анализом без очистки от сероводорода.
4. Перед вводом пробы в хроматограф пробоотборник нагревали до температуры на  $10^{\circ}\text{C}$  выше температуры газа при отборе пробы, и выдерживали при этой температуре 3—4 ч.

## II.Применяемые аппаратуры и материалы

Хроматограф газовый двухколоночный, оснащен детектором по теплопроводности. Чувствительность детектора по теплопроводности должна быть такой, чтобы высота пика, соответствующего объемной доле пентана 0,5%, была не менее 2 .см.

Оснащения хроматографа:

1) кран – дозатор, позволяющий вводить пробы газа объемом от 0,25 до 5,0 см<sup>3</sup>.

2) термостат, обеспечивающий установленную температуру с погрешностью не более 0,2°С при изотермическом режиме хроматографирования;

3) разделительные колонки из нержавеющей стали, стекла или других материалов, не изменяющих состава газа.

Твердые адсорбенты: молекулярные сита 13X (NaX) или 5A (CaA)у порapak.

Твердые инертные носители: сферохром, инертон, хроматон, хезасорб, хромосорб или другие.

Неподвижные жидкие фазы: триэтиленгликолевый эфир масляной кислоты (триэтиленгликольдибутират ТЭГМ) и другие жидкие фазы, позволяющие в изотермическом режиме разделять предельные углеводороды до гексана, а также диоксид углерода.

Растворители: эфир этиловый технический по ГОСТ 6265—74 или ацетон по ГОСТ 2603—79.

Кальцин хлористый гранулированный по ГОСТ 4161—77 или кальций хлористый (обезвоженный) чистый аскарит. Спирт этиловый ректифицированный, технический по ГОСТ 18300—87. Известь натронная.

Линейка измерительная по ГОСТ 427—75 или другие аналогичного типа, лупа измерительная с ценой деления 0,1 мм., секундомер по ГОСТ 5072—79., посуда лабораторная фарфоровая по ГОСТ 9147—80., набор сит

«Физприбор» или сита аналогичного типа, форвакуумный насос типа ВН-461-М или насос другого типа, эксикатор, шприц медицинский, шкаф сушильный, обеспечивающий нагрев до 150°С., газы-носители чистотой не менее 99,9%: гелий газообразный, аргон по ГОСТ 10157—79, водород по ГОСТ 3022—80 и азот по ГОСТ 9293—74., смеси для градуировки хроматографа приготавливали из газов чистотой не менее 99 %, градуировочные смеси метана, диоксида углерода, этана, пропана и бутанов готовили на гелий, градуировочные смеси азота, кислорода, водорода и гелия готовили на аргоне. В качестве градуировочной смеси для кислорода и азота использовали осушенный воздух, свободный от углеводородных примесей.

### III. Подготовительные работы проведения анализа.

#### *1. Подготовили газохроматографических колонок следующим образом:*

Хорошо очищенные от загрязнений хроматографические колонки промывали растворителем и высушивали в токе чистого сухого воздуха.

Две подготовленные колонки заполняли молекулярными ситами (цеолитами) NaX (13X) фракции 0,25—0,50 мм. Перед заполнением, цеолиты прокаливали при температуре 350°С в течение 3—4 ч с одновременной откачкой форвакуумным насосом, затем охлаждали в эксикаторе;

Для заполнения колонки один конец закрывали стекловолокном и заполняли цеолитом при легком постукиваний (вибрации) и подключили к выходу колонки вакуумный насос через ресивер давлением до 0,4 МПа.

Когда колонка заполнилась полностью, постепенно выравнивали давление с атмосферным и другой конец колонки также уплотняли стекловолокном.

Разделительную и сравнительную колонки устанавливали в хроматограф в соответствии с требованиями к монтажу и эксплуатации хроматографа и затем активировали, продувая сухим газом-носителем (не подключая к детектору) при 110°С в течение 5—8 ч. После активизации колонки подключали к детектору хроматографа.

Две другие колонки, заполняли сферохромом. Носитель для одной (разделительной) колонки пропитывали эфиром ТЭГМ и применяли для разделения этана, диоксида углерода, пропана, бутанов, пентанов и гексанов. Твердый носитель с размером зерен 0,25—0,50 мм отсеивали и сушили при 110 °С не менее 3 ч до постоянной массы. Охлажденный носитель обрабатывали эфиром ТЭГМ, взятым в количестве 15% к массе носителя, в одном из растворителей. Твердый носитель был покрыт раствором жидкой фазы. Растворитель удаляли нагреванием на водяной бане при перемешивании смеси. После охлаждения и тщательного перемешивания материал был готовым для использования его в качестве насадки колонки.

Колонку заполняли насадкой. Заполненные разделительную и сравнительную колонки устанавливали в хроматограф и активировали, продувая при 50°С в течение 5—6 ч газом-носителем, и затем подключали к детектору. После заполнения колонки порпаком для наиболее полного разделения компонентов ее активировали при температуре 230°С в токе газа-носителя в течение 10—12 ч. Наладка, проверка герметичности, вывод хроматографа на режим — провели согласно инструкции по монтажу и эксплуатации хроматографа. Ток детектора устанавливали в зависимости от технической характеристики детектора и газа-носителя.

#### *Методика проверки разделяющей способности колонок*

Разделяющую способность колонки с цеолитом для анализа кислорода и азота проверяли по анализу воздуха. Испытания проводили с использованием гелия в качестве газа-носителя. Кислород и азот в этих условиях разделился до конца, т. е. основание пиков было на нулевой линии, критерий разделения  $K \geq 1$ . Для анализа на гелий и водород в качестве газа-носителя использовали аргон и разделяющую способность колонки проверяли введением пробы, содержащей водород и гелий примерно в равных количествах (в диапазоне 0,4% по объему),  $K \geq 1$ . Разделительную способность колонки с ТЭГМ проверяли по анализу пробы природного газа. В качестве газа-носителя применяли водород. Полученная хроматограмма показала четкое разделение

метана + углеводородные газы, этана, диоксида углерода, пропана, бутанов, пентанов и гексанов. Разделение проводили таким образом, что пик диоксида углерода можно было измерить при его объемной доле в газе 0,1% и объеме пробы не более 1 см<sup>3</sup>.

#### IV. Проведение анализа

Анализ природного газа проводили в изотермическом режиме на двух хроматографах. Перед началом измерения устанавливали рабочие режимы анализа и проверяли стабильность нулевой линии при максимальной чувствительности прибора.

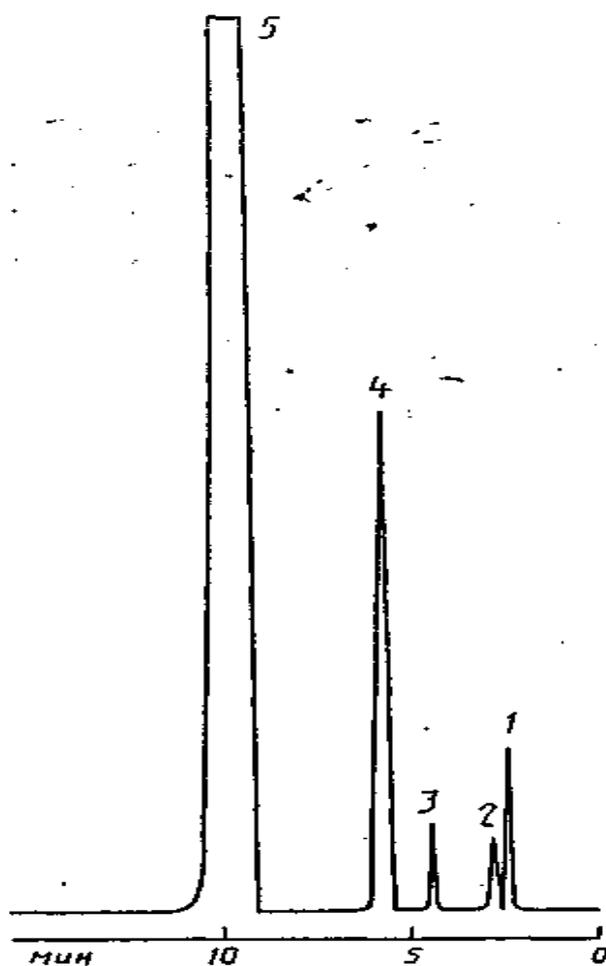
Пробу газа подаём в кран-дозатор хроматографа через осушительный патрон с хлористым кальцием, продувая газом на атмосферу через водяной маностат и вводили пробу в хроматограф. Пробу перед подачей на колонку с эфиром ТЭГМ очищали от сероводорода. Содержание сероводорода, удаленного из пробы, учитывали в расчетах анализа. Пробу газа, содержащего в ней диоксида углерода и сероводорода, на колонку с цеолитом, подаём через трубку, заполненную аскаритом и соответственно делали поправку на объем пробы. После ввода пробы записывали хроматограмму а также, установили масштаб записи каждого пика в зависимости от концентрации компонентов и условия наибольшего значения высоты пика.

*Методика определения углеводородных компонентов и метана на колонке с цеолитом*

Гелий, водород, кислород и азот определяли на колонке с цеолитом при следующих условиях:

диаметр колонки, м .....	2 – 3
диаметр колонки, мм.....	3 – 4
температура термостата, °С .....	40 – 50
расход газоносителя, дм <sup>3</sup> /ч .....	2 – 5
объем пробы, см <sup>3</sup> .....	1 – 3
газ – носитель .....	аргон

Кислород (совместно с аргоном) и азот определяли при тех же рабочих условиях, но в качестве газа-носителя применяли гелий. Объемную долю водорода и гелия рассчитывали методом абсолютной калибровки. Градировочную газовую смесь выбрали так, что она была, достаточно близка к концентрации компонентов в пробе. Хроматограмма разделения газа на колонке с цеолитами приведен на рис. 7.



*1—гелий; 2—водород; 3—кислород; 4—азот; 5—метан*

Рис. 7. Хроматограмма разделения газа на колонке с цеолитами

Порядок выхода компонентов и относительное время удерживания компонентов (газ-носитель аргон) приведены в табл. 5.

<b>Компонентов</b>	<b>Относительное время удержания</b>
Гелий	0,25
Водород	0,29
Кислород	0,47
Азот	0,59
Метан	1,0

### **2.3.1 Газы горючие природные, подаваемые в магистральные газопроводы (O'z DSt 948:1999)**

Настоящий стандарт распространяется на газы горючие природные, подаваемые с головных сооружений газоперерабатывающих заводов и подземных хранилищ газа в магистральные газопроводы и транспортируемые по ним.

Стандарт не распространяется на газы, для последующей подготовки и переработки на головных сооружениях и газоперерабатывающих заводах по промышленным газопроводам, а также на газы, подаваемые с этих объектов или подземных хранилищ газа непосредственно потребителю по отдельному газопроводу.

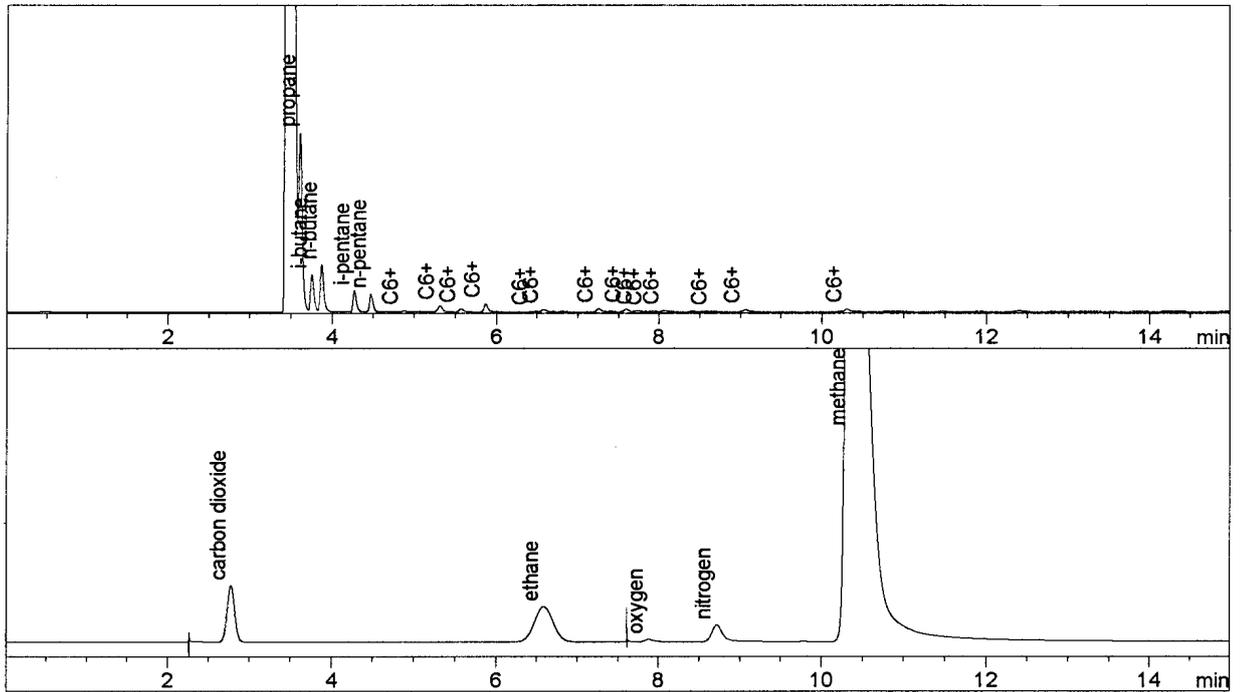
Газы горючие природные должны быть подготовлены к транспорту по магистральным газопроводам в соответствии с требованиями технологической документации, утверждённой в установленном порядке.

Хроматограмма разделения газа на электронных приборах отобранного на газопроводах Навои-2 и 86км 2нитках приведена рис 8,9

По физико-химическим показателям и компонентного состава природные газы должны соответствовать нормам, указанным в таблице 6.

Natural Gas Analysis ISO method

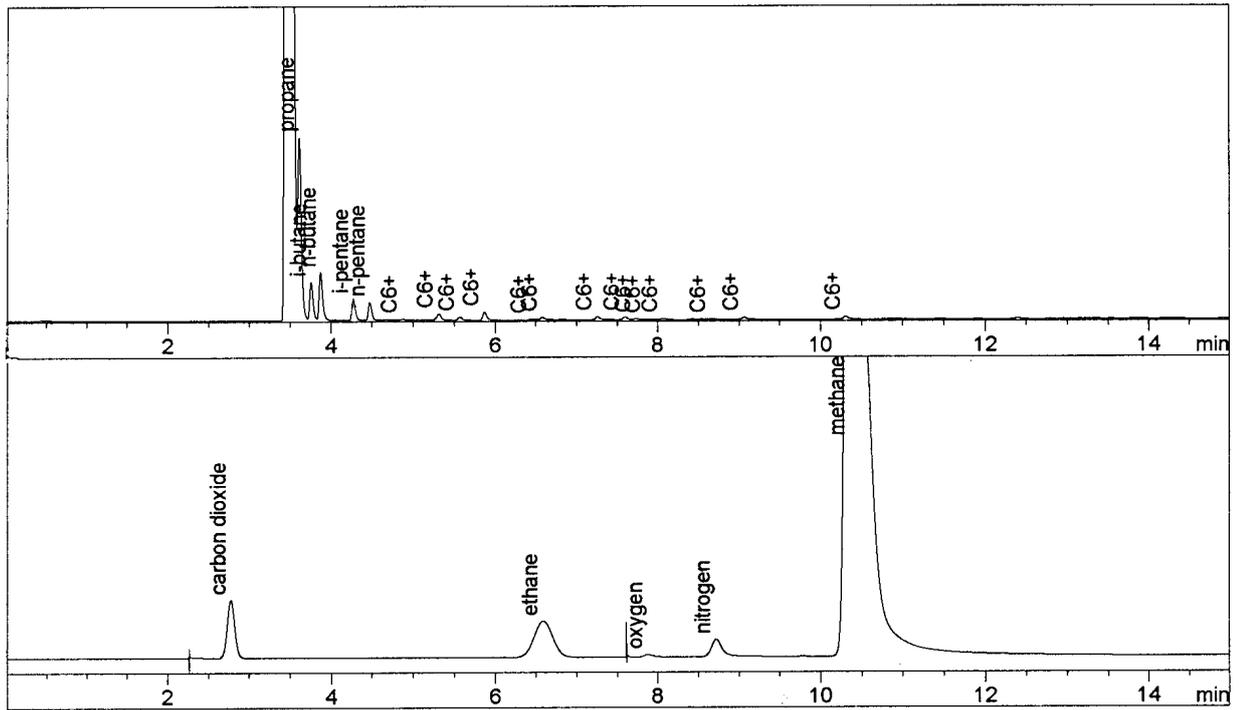
Data File: C:\CHEM32\1\DATA\20110426\SIG1000017.D  
 Sample injected on 26-Apr-11, 14:13:25



ISO Calculation: Metering temp 20'C      Combustion temp 20'C      101.325 kPa

Compound	RT	Area	Mole%	Hs kJ/mol	Hi kJ/mol
carbon dioxide	2.778	924.5	1.81	0.00	0.00
propane	3.614	1460.8	0.64	14.31	13.17
i-butane	3.761	271.2	0.11	3.27	3.01
n-butane	3.877	335.4	0.14	3.95	3.65
i-pentane	4.278	152.2	0.05	1.77	1.64
n-pentane	4.476	133.8	0.05	1.63	1.50
C6+	4.869	8.0	0.00	0.12	0.12
C6+	5.311	58.0	0.02	0.90	0.84
C6+	5.564	23.5	0.01	0.37	0.34
C6+	5.866	63.2	0.02	1.04	0.96
C6+	6.451	2.0	0.00	0.03	0.03
ethane	6.584	1457.0	3.10	48.42	44.30
C6+	6.577	22.7	0.01	0.35	0.33
C6+	7.255	27.2	0.01	0.42	0.39
C6+	7.593	24.2	0.01	0.38	0.35
C6+	7.730	11.7	0.00	0.18	0.17
oxygen	7.874	47.5	0.06	0.00	0.00
C6+	7.851	3.5	0.00	0.05	0.05
C6+	8.065	11.9	0.00	0.18	0.17
C6+	8.654	3.9	0.00	0.06	0.06
nitrogen	8.714	394.8	0.75	0.00	0.00
C6+	9.064	19.9	0.01	0.31	0.29
C6+	10.311	29.7	0.01	0.46	0.43
methane	10.355	34906.8	93.17	830.19	747.80

Data File: C:\CHEM32\1\DATA\20110426\SIG1000017.D  
 Sample injected on 26-Apr-11, 14:13:25



ISO Calculation: Metering temp 20'C Combustion temp 20'C 101.325 kPa

Compound	RT	Area	Mole%	Hs kJ/mol	Hi kJ/mol
carbon dioxide	2.778	924.5	1.81	0.00	0.00
propane	3.614	1460.8	0.64	14.31	13.17
i-butane	3.761	271.2	0.11	3.27	3.01
n-butane	3.877	335.4	0.14	3.95	3.65
i-pentane	4.278	152.2	0.05	1.77	1.64
n-pentane	4.476	133.8	0.05	1.63	1.50
C6+	4.869	8.0	0.00	0.12	0.12
C6+	5.311	58.0	0.02	0.90	0.84
C6+	5.564	23.5	0.01	0.37	0.34
C6+	5.866	63.2	0.02	1.04	0.96
C6+	6.451	2.0	0.00	0.03	0.03
ethane	6.584	1457.0	3.10	48.42	44.30
C6+	6.577	22.7	0.01	0.35	0.33
C6+	7.255	27.2	0.01	0.42	0.39
C6+	7.593	24.2	0.01	0.38	0.35
C6+	7.730	11.7	0.00	0.18	0.17
oxygen	7.874	47.5	0.06	0.00	0.00
C6+	7.851	3.5	0.00	0.05	0.05
C6+	8.065	11.9	0.00	0.18	0.17
C6+	8.654	3.9	0.00	0.06	0.06
nitrogen	8.714	394.8	0.75	0.00	0.00
C6+	9.064	19.9	0.01	0.31	0.29
C6+	10.311	29.7	0.01	0.46	0.43
methane	10.355	34906.8	93.17	830.19	747.80

## **2.4. Методы и приборы определения качества сжиженных углеводородных газов**

В зависимости от назначения, климатических условий и свойств I способу и установки по использованию сжиженных газов могут быть разделены на следующие основные группы: с естественным испарением сжиженных газов; с искусственным испарением сжиженных газов; с искусственным испарением и последующим смешением их паров с воздухом или с другими газами. Подробно эти способы и установки описаны и приведены в [27-29].

Не останавливаясь на преимуществах и недостатках этих способов газоиспользования, укажем, что основные, приемы эксплуатации установок в зимнее и летнее время определяются главным образом качеством (свойствами) поставляемых сжиженных газов.

Применение тяжелого сжиженного газа, т. е. газа с низким давлением паров, в зимнее время, особенно в установках с естественным испарением, практически невозможно, так как при низких температурах не будет обеспечен необходимый съём паров. Даже в установках с искусственным испарением применение газа с низким давлением паров вызывает затруднения из-за выпадения конденсата в трубопроводных коммуникациях.

Наиболее выгодны в этом отношении установки с искусственным испарением и последующим смешением паров сжиженных газов с воздухом или другими газами.

Таким образом, сжиженные углеводородные газы должны обладать качествами, обеспечивающими бесперебойность газоснабжения в любое время года в газоиспользующих установках любого типа.

Естественно поэтому, что стандартизация производства сжиженных газов и методов контроля их качества имеет важное значение в упорядочении отношений между поставщиками и потребителями газа и создает предпосылки технического совершенствования и повышения экономичности техники и технологии получения, транспорта, хранения, распределения и использования сжиженных газов.

Сжиженные газы состоят в основном из пропана и бутана (изобутана и н-бутана). При получении этих продуктов из попутных газов, газов конденсатных месторождений и некоторых других источников в качестве примесей могут находиться небольшие количества этана, пентана и других предельных углеводородов. В том случае если сжиженные газы получаются из газов термической и термокаталитической переработкой жидкого и твердого топлива (крекинг, пиролиз, коксование и др.), они в небольших количествах могут содержать непредельные углеводороды алифатического ряда (этилен, пропилен, бутилен и др.).

Из многих физических и термодинамических свойств сжиженных газов некоторые являются определяющими при решении многих вопросов безопасного транспорта, хранения, распределения и использования этого вида горючего. Кроме компонентного состава к таким параметрам относятся, прежде всего, плотность и давление паров сжиженных углеводородных газов. Ниже приводится описание приборов и методов определения плотности и давление паров сжиженных углеводородных газов.

#### **2.4.1. Определение плотности сжиженных газов**

Плотность сжиженных углеводородных газов, хотя и не является контролируемым стандартами параметром, однако имеет весьма важное значение, главным образом в коммерческих расчетах. Это объясняется тем, что все операции по купле и продаже сжиженного газа осуществляются исходя из единицы массы. Между тем для учета сжиженного газа во многих случаях (заполнение железнодорожных и автомобильных цистерн, наполнение резервуаров и т. д.) приходится определять его объем, так как взвешивание газа трудно осуществимо. Поэтому важно знать плотность и объем газа, чтобы определить его массу.

Однако следует иметь в виду, что сжиженные газы транспортируются, хранятся, а иногда и используются в жидком состоянии. Жидкое состояние

этого продукта поддерживается давлением собственных паров, т.е. сжиженные газы транспортируются и хранятся в двухфазовом состоянии. При этом в паровой фазе находятся в основном наиболее летучие компоненты. Естественно поэтому, что определением плотности сжиженных газов из пробы, отобранной из паровой фазы, нельзя получить объективные данные, так как основная масса продукта (менее летучего и более тяжелого) находится не в паровой, а в жидкой фазе. Наиболее достоверные данные могут быть получены из пробы, отобранной из жидкой фазы и испаренной в газометр, а плотность сжиженного газа может быть определена с помощью газового пикнометра.

Однако этот метод, хотя и является весьма точным, требует значительного времени и практически неприменим для сортов сжиженного газа, содержащего пентан и более тяжелые углеводороды, кипящие при температурах выше 36°C. Поэтому для определения плотности насыщенных сжиженных углеводородных газов был разработан простой и доступный прибор (рис. 10.), измерительным органом которого является специальный ареометр. Прибор состоит из чугунной подставки, в которую заглушённым концом 2 ввинчивается тройник 3, ко второму его концу жестко присоединен нижний фланец 4.

В тройник 3 ввинчивается впускной вентиль 14, присоединяемый к емкости отбора пробы жидкого газа (например, пробоотборнику) с помощью латунной спирали или дюритового шланга. Нижний несущий фланец 4 и аналогичный верхний прижимной имеют углубления, в которые помещены кольцевые прокладки 11 из бензостойкой резины. В эти углубления установлена измерительная трубка 8, изготовленная из органического или обыкновенного стекла, рассчитанная на давление 20 кг/см<sup>2</sup>. Длина ее 700 мм, внутренний диаметр 30н-32 мм. Крепится она тремя стяжными болтами 6 и гайками 12. Для обеспечения жесткости на стяжные болты надеваются два фланца жесткости 7, закрепляемые на

болтах с помощью винтов 13. Верхний фланец снабжен гнездом, в которое ввинчивается вентиль 10, служащий для выпуска продуктов из прибора.

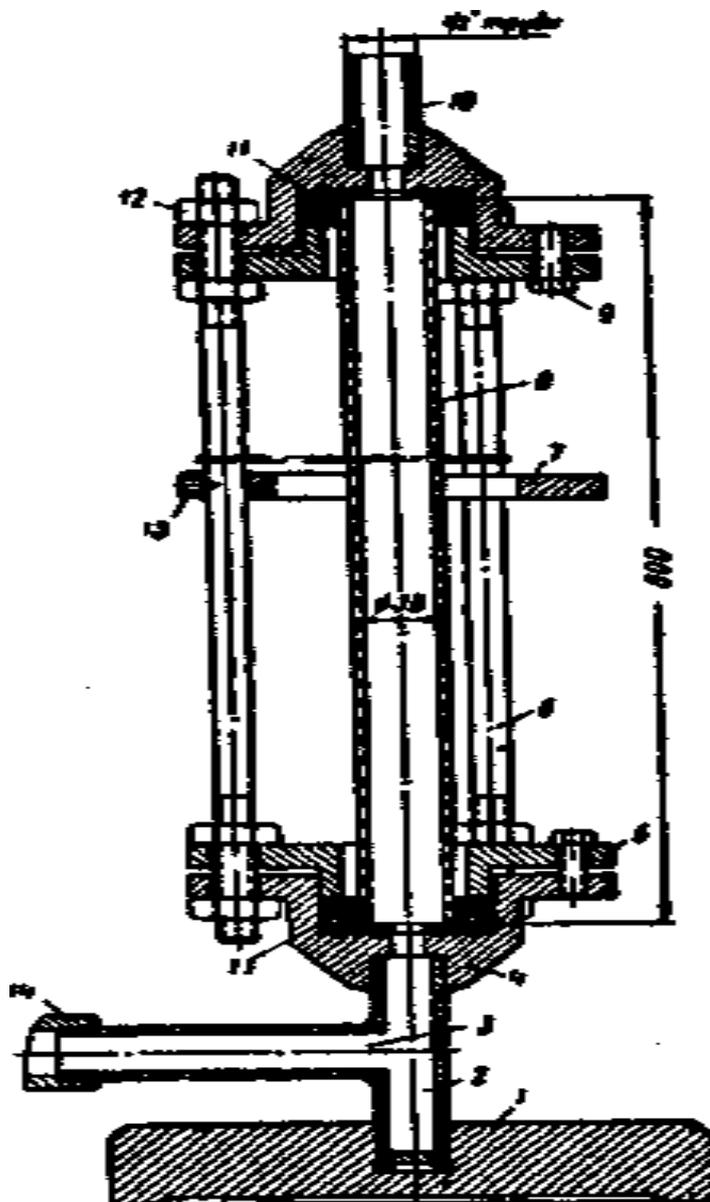


Рис 10. Прибор для определения плотности сжиженных газов

Для замера плотности сжиженного газа в измерительную трубку 8 помещается ареометр, градуированный на измерение относительной плотности жидкости от 0,49 до 0,60 по воде и снабженный, в нижней части термометром, указывающим величину температуры продукта.

Методика-работы на приборе сводится к следующему: прибор тщательно продувают парами сжиженного газа; затем при закрытом верхнем вентиле плавным открыванием вентиля 14, предварительно присоединенного к источнику забора пробы газа (к пробоотборнику, баллону, цистерне и т.д.), наполняют измерительную трубку 8 сжиженным газом до метки на трубке; выждав 5-И 5 мин (пока: стабилизируется температура в приборе), записывают показания ареометра с точностью до третьего знака (первый и второй знаки берут из надписей шкалы ареометра, а третий определяют визуально) с термометра; показания ареометра при данной температуре пересчитывают на стандартную температуру.

Для безопасности при пользовании прибором на его стеклянную трубку надевают кожух, изготовленный из 3+5 мм органического стекла. Метод расчета и градуировки ареометров для сжиженных углеводородных газов приводится в этой главе.

## **Глава III. Подбор состава и технологии ингибирующих компонентов природного газа транспортируемого по магистральным газопроводам**

### **3.1. Мероприятия по борьбе с гидратами на газопромыслах и магистральных газопроводах**

Подразделяются на 3 группы: 1) только разрушающие гидраты (понижением давления в газопроводе ниже давления образования гидратов при данной температуре); 2) разрушающие гидраты и предупреждающие их образование (подогревом газа выше температуры образования гидратов, вводом в газопровод реагентов (ингибиторов); 3) предупреждающие образование гидратов (осушкой газа перед подачей его в газопровод).

**Метод понижения давления** газа заключается в том, что участок газопровода, где образовалась гидратная пробка (что определяется по увлеченному на 2-6 атм перепаду против обычного перепада для этого участка и по шуму в месте образования пробки за счет дросселирования газа), отсекается с обеих сторон ближайшими линейными кранами, после чего из этого участка через свечи (также с обеих сторон пробки) стравливается газ. Через некоторое время свеча до пробки закрывается, открывается байпасный кран линейного крана перед пробкой и перепускаемым газом проверяется наличие пробки. Этот метод для эксплуатирующегося газопровода применять не всегда возможно, а особенно если в газопроводе образовалась большая гидратно-ледяная пробка, так как на ее разложение требуется много времени, а остановке газопровода на длительный срок влечет за собой перерыв в газоснабжении потребителей, что недопустимо. Он может быть рекомендован только для газопроводов, снабжающих газом неотчетственных потребителей, имеющих резервное топливо, переход на которое не связано с дополнительными затратами. Вместе с тем этот метод может оказаться единственно возможным методом для ликвидации сложных гидратных или гидратно-ледяных пробок, закупоривших полностью все сечение какого-либо участка газопровода.

Полная закупорка газопровода при эксплуатации — явление очень редкое и может иногда возникнуть в момент ликвидации гидратной пробки (с частичной закупоркой газопровода) путем снижения давления газа в газопроводе, когда это снижение осуществляется очень быстро и только с одной стороны пробки. В этом случае возникают большие скорости движения газа, которые сдвигают весь осадок в газопроводе, гидратную пробку или часть ее, уплотняют их, в результате чего происходит полная закупорка газопровода. Для ликвидации таких пробок требуется длительная остановка газопровода с вырезом окон в газопроводе, разогревом трубы и откачкой жидкости из газопровода через вырезанные окна.

**Метод подогрева газа.** Подогрев газа (газопровода) может быть осуществлен паром, горячей водой, открытым огнем или другим теплоносителем в теплообменниках. На магистральных газопроводах этот метод не применяют ввиду сложности его организации. Им пользуются только на газовых промыслах и только в качестве предупреждающего средства. Для предупреждения гидратообразования в регулирующих клапанах, трубопроводах и замерной диафрагме, смонтированных на ГРС, применяется подогрев газа по проекту, разработанному институтом Гипрогаз Газпрома.

Подогрев газа осуществляется в специальном теплообменнике водой от отопительных котлов ГРС типа ВНИИСТО-Мч. Также для этих целей на некоторых ГРС в порядке рационализации в последнее время начали обогревать регулирующие клапаны горячей водой, подведенной от отопительного котла ГРС. Для обогрева клапана вода подается в специально изготовленную по форме и размерам корпуса клапана металлическую рубашку, которая к нему герметически приваривается.

**Ввод химических реагентов, препятствующих образованию гидратов.** Для этих целей могут применяться гликоли, хлористый кальций, аммиак, метанол и другие реагенты. При наличии в газе  $\text{CO}_2$  аммиак применять не рекомендуется, так как он дает осадок в виде твердого

карбоната аммония, который удалять из газопровода трудней, чем гидраты. Действие реагентов заключается в том, что их пары с водяными парами дают растворы, переводящие водяные пары в конденсат, который выделяется из газа. Поглощение из газа воды значительно понижает точку росы газа, что создает условие для разложения образовавшегося ранее гидрата и предупреждения его образования.

Температура же замерзания реагенто-водного раствора (спирто-водного и др.) значительно ниже температуры замерзания воды. Этот раствор затем улавливается в дриппах и удаляется из газопровода.

В настоящее время в деле борьбы с гидратообразованием пока имеет широкое применение метиловый спирт (метанол). Метанол представляет собой сильно ядовитую бесцветную, легко воспламеняющуюся жидкость, по вкусу и запаху напоминающую винный спирт. Небольшое количество метанола (10—15 г), выпитое человеком, вызывает тяжелое отравление организма, ведущее к слепоте и даже смерти.

Метанол обладает следующими физико-химическими свойствами: химическая формула  $\text{CH}_3\text{OH}$ ; молекулярный вес 32,043 г/мол; плотность в жидком состоянии при  $20^\circ\text{C}$   $\rho_{\text{ж}} = 0,7915 \text{ г/см}^3$ , при  $10^\circ\text{C}$  -  $0,8008 \text{ г/см}^3$ , при  $0^\circ\text{C}$  —  $0,81 \text{ г/см}^3$  температура кипения при 1 абс. атм  $64,7^\circ\text{C}$ ; критическое давление  $78,5 \text{ кгс/см}^2$ ; критическая температура  $240^\circ\text{C}$ ; плотность при  $P_{\text{кр}}$  и  $T_{\text{кр}}$  равна  $272 \text{ кг/м}^3$ ; динамическая вязкость при  $0^\circ\text{C}$  —  $0,0087 \text{ г/см} \cdot \text{сек}$ ; пределы взрываемости паров в % по объему от 6,72 до 36,5.

### 3.2. Жидкие осушители и их свойства

Для извлечения влаги из природного газа можно применять различные осушители, которые должны иметь:

- а) высокую поглотительную способность в широком интервале концентраций, давления и температур;
- б) низкие давления насыщенных паров, чтобы потери, связанные с их испарением, были незначительными;
- в) температуру кипения, отличающуюся от температуры кипения воды настолько, что отделение поглощенной воды от осушителя могло бы осуществляться простыми методами;
- г) плотность, отличающуюся от плотности углеводородного конденсата для обеспечения четкого разделения простыми способами;
- д) низкую вязкость в условиях эксплуатации, обеспечивающую хороший контакт с газом в абсорбере, теплообменниках и другом массообменном оборудовании;
- е) высокую селективность в отношении компонентов газа, т.е. низкую взаиморастворимость с ними;
- ж) нейтральные свойства, т.е. не вступать в химические реакции с ингибиторами, применяемыми в процессе добычи газа;
- з) малую коррозионную активность;
- и) низкую вспениваемость в условиях контакта с газовой смесью;
- к) высокую устойчивость против окисления и термического разложения.

Наличие второго компонента в осушителе, когда смесь готовят непосредственно на газообрабатывающем объекте, требует дополнительных емкостей и насосов для его хранения и закачки. Если из-за необходимости изменения качественных показателей (температуры застывания, вязкости и т.д.) применяют двухкомпонентный осушитель, то второй компонент должен отвечать тем же требованиям, что и все осушители. Желательно, чтобы

разница между температурой кипения компонентов абсорбента и воды была как можно больше.

На установках комплексной подготовки газа некоторая часть осушителя попадает в водоемы и на почву, поэтому он должен быть неядовитым и способным к полному биологическому разрушению. Кроме того, осушители должны быть дешевыми и нетоксичными.

Этим требованиям в той или иной степени отвечают гликоли - этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ), пропиленгликоль (ПГ), смеси гликолей с их эфирами и т.д.

Некоторые производные ди- и триэтиленгликоля и побочные вещества, получаемые при их производстве ( этилкарбитоль, тетраэтиленгликоль), хотя и обладают высокой гигроскопичностью, практически не применяют для осушки природного газа, что объясняется трудностями, связанными с регенерацией их насыщенных растворов и низкой избирательностью в отношении компонентов природного газа.

На практике в схемах установок абсорбционной осушки газа в качестве осушителей применяются высококонцентрированные растворы ДЭГа и ТЭГа.

Водные растворы других гликолей, а в частности этиленгликоля и пропиленгликоля, нашли применение в качестве ингибитора гидратообразования.

Гликоли являются двухатомными спиртами жирного ряда и с водой смешиваются во всех отношениях. Их водные растворы не вызывают коррозию оборудования. Это обстоятельство, по сравнению с другими абсорбентами, дает им дополнительное преимущество, так как позволяет изготовить оборудование из дешевых марок стали.

Важное свойство гликолей - способность понижать температуру замерзания водных растворов, что дает возможность использовать водные растворы гликолей как антигидратный ингибитор при минусовых температурах контакта. Чем ниже дипольный момент гликоля, тем больше

его способность к ассоциации, понижению температуры замерзания раствора.

Основные свойства гликолей приведены в табл. 7-8 и на рис. 11-12, по данным [6, 11, 12, 26,].

Таблица 7

**Основные физико-химические свойства чистых ДЭГа и ТЭГа**

Показатели	ДЭГ	ТЭГ
Химическая формула	$C_4H_8(OH)_2$	$C_6H_{12}(OH)_2$
Относительная молекулярная масса	106,12	150,17
Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,1184	1,1254
Вязкость при 20 °С, МПа·с	35,7	47,8
Теплоемкость при 20 °С, кДж/кг·К	2,09	2,2
Теплота парообразования (при давлении 0,1 МПа), кДж/кг	629	416
Температура, °С:		
начала разложения	164,4	206,7
воспламенения на воздухе	150,5	173,9
вспышки (в открытом тигле)	143,3	165,5
замерзания	-9,0	-7,6
Поверхностное натяжение, 10 <sup>-3</sup> м	48,5	45,2
Коэффициент рефракции (преломления) при 20 °С	1,4472	1,4559
Температура кипения, °С:		
при 101,3 кПа	244,8	278,3
при 6,66 кПа	164	198
при 1,33 кПа	128	162
Скрытая теплота парообразования при 101,3 кПа, кДж/кг	628,1	367,0
Теплота растворения воды в гликолях при 90 °С, кДж/кг	134,9	210,0
Коэффициент объемного расширения в интервале 0-50 °С	0,00064	0,00069
Критическая температура, °С	410	440
Критическое давление, МПа	5,1	3,72

По данным табл. 7 можно отметить следующее - не приводится расшифровка состава органических примесей, содержащихся в гликолях (в ДЭГе - 1,3 и ТЭГе - 1,9 %). Эти примеси являются побочными продуктами их производства. Представляет интерес их физико-химические свойства с тем, чтобы оценить их термическую стабильность и влияние на надежность эксплуатации блока регенерации.

Таблица 8

Основные показатели ДЭГа и ТЭГа, производимых на предприятиях РФ

Показатель	Диэтиленгликоль по ГОСТ 10136-77		Триэтиленгликоль по ТУ 6-01-5-88	
	Марка А	Марка Б	Марка А	Марка Б
1. Внешний вид	Бесцветная или Желтоватая проз- рачная жидкость		Бесцветная или жел- товатая жидкость без механических приме сей	
2. Плотность при 20 °С, г/см <sup>3</sup>	1,116-1,117		1,123-1,124	Не ниже 1,121
3. Массовая доля органических примесей, %, не более, в т.ч. моноэтиленгликоля	0,4 0,15	1,8 1,0	2 0,1	0,8
4. Массовая доля основного веще- ства, %, не менее	99,5	98,0	98	90
5. Массовая доля воды, %, не более	0,05	0,2	0,1	0,3
6. Массовая доля кислот в пересчете на уксусную кислоту, %, не более	0,005	0,01	0,002	-
7. Число омыления, мг гидроокси калия (КОН) на 1 г продукта, не более	0,1	0,3	-	-

Одним из важных свойств гликолей является снижение их температуры замерзания при растворении в них воды. Благодаря этому свойству гликоли находят применение при приготовлении различных теплоносителей. Это качество гликолей имеет важное значение и для транспортировки газа. Дело в том, что газ на выходе из абсорберов обязательно содержит гликоль в паровой фазе, и, как правило, в капельном виде. При снижении температуры газа в газопроводах гликоли поглощают дополнительную влагу из паровой фазы, что снижает его с растворами ДЭГа и ТЭГа. У триэтиленгликоля давление насыщенных паров меньше, чем у ДЭГа, следовательно, потерь и ТЭГа за счет уноса с осушенным газом и при регенерации будут меньше. ТЭГ при высокой степени осушки дает более значительное понижение температуры точки росы, чем ДЭГ. Кроме того, ТЭГ имеет более высокую температуру начала разложения (206 °С), чем диэтиленгликоль (164 °С).

Для осушки газа можно применять также изомеры пропиленгликоля: 1,2 - пропиленгликоль  $\text{CH}_3\text{CHOH}-\text{CH}_2\text{OH}$  и 1,3-пропиленгликоль  $\text{CH}_2\text{OH}-\text{CH}_2-\text{CH}_2\text{OH}$ . Из них наибольший Возможно также применение ПГ в смеси с другими гликолями.

Упругость паров ПГ при обычных температурах выше, чем у ЭГа, ДЭГа и ТЭГа. Следовательно, потери ПГа с обрабатываемым газом при одинаковых условиях будут больше, чем остальных гликолей. Подача в абсорбер переохлажденного раствора ПГа позволило бы снизить его потерь и с осушенным газом.

Вязкость водных растворов гликолей растет с увеличением концентрации растворов и давления, уменьшается с повышением температуры. При вязкости выше 100 сП снижается интенсивность процесса массообмена между водяными парами и растворами, в результате чего не достигается равновесия между фазами.

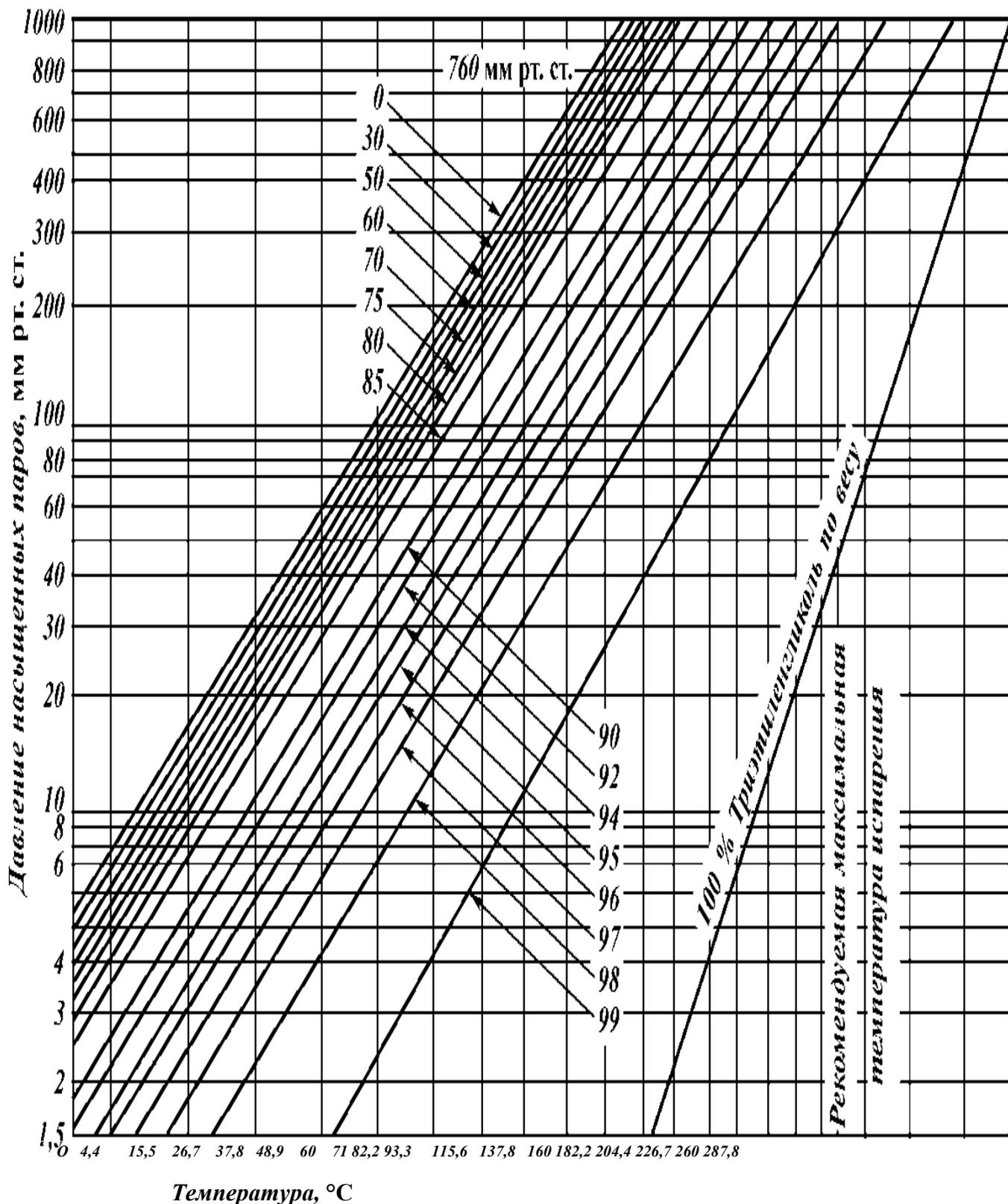


Рис. 11. Зависимость давления насыщенных паров водных растворов ТЭГа от температуры

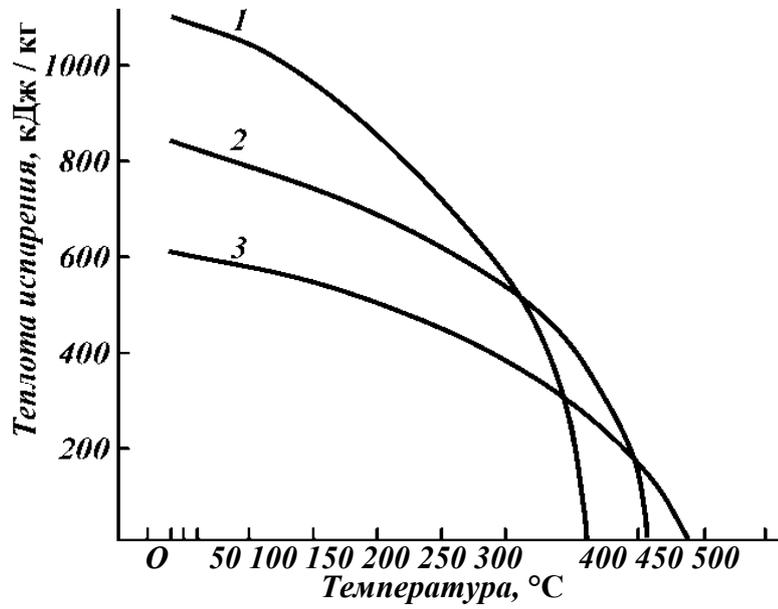


Рис. 12. Зависимость теплоты испарения ЭГа (1), ДЭГа (2) и ТЭГа (3) от температуры

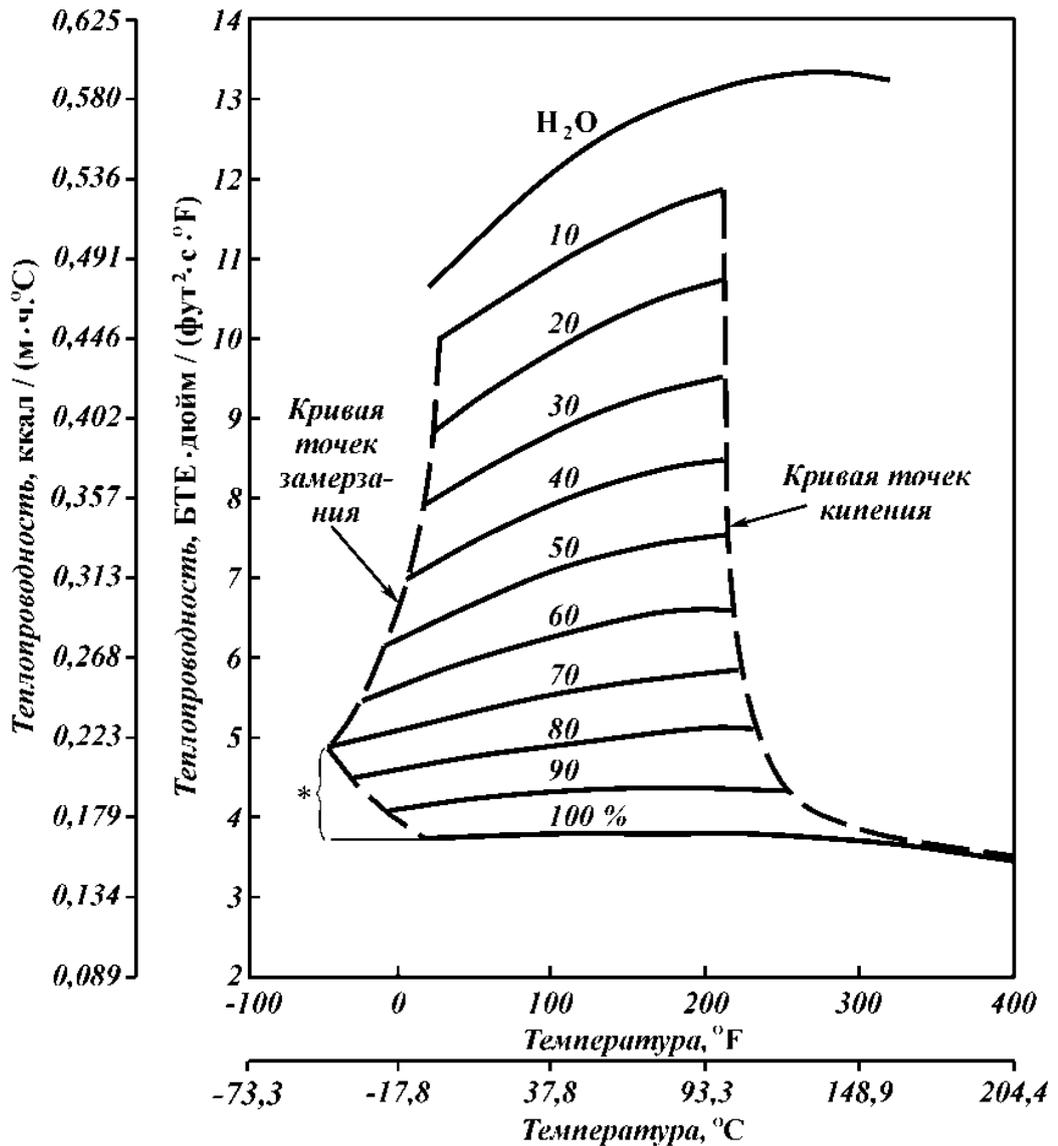


Рис. 13. Зависимость теплопроводности водных растворов ТЭГа от температуры.

Для снижения вязкости растворов гликолей к ним можно добавлять органические растворители, которые не должны способствовать образованию пены. Растворители должны быть гидроскопичными и иметь более низкую вязкость, чем гликоли. Растворителями могут служить бензольный, фенилэтиловый, ароматические и циклические одноатомные спирты, гомологи циклогексана; гетероциклические одноатомные спирты - гомологи тетрагидрофурулового спирта; водорастворимые моно-эфиры полигидроспиртов и т.д. В качестве разбавителя может использоваться также метанол.

Следует отметить, что перечисленные реагенты не отвечают многим требованиям, предъявляемым к осушителям. Некоторые из них более летучи, что приводит к повышенным потерям реагентов, некоторые плохо регенерируются и т.д. Поэтому их применение на практике носит единичный характер. Добавление к диэтиленгликолю низкомолекулярных гликолей, таких как ЭГ и ПГ, снижает вязкость и температуру застывания его растворов. Согласно данным [31], раствор, состоящий из 50 % ЭГа и 50 % ДЭГа, при температуре  $-5\text{ }^{\circ}\text{C}$  имеет вязкость 100 сП. Температура застывания такого раствора равна  $-38\text{ }^{\circ}\text{C}$ . С таким абсорбентом процесс осушки можно вести при низких температурах контакта, что, в свою очередь, позволит снизить унос гликолей с осушенным газом и повысить эффективность использования холода окружающей среды.

**Физиологические действия.** Гликоли относятся к веществам с относительно низкой токсичностью. Вследствие незначительной летучести гликолей при недлительном пребывании человека в среде, насыщенной парами водных растворов гликолей, отравления организма не происходит. Свойства гликолей даны в табл. 9.

Таблица 9

Гликоли	ЛД <sub>50</sub> при введении через рот (крысы), мл/кг	Допустимая доза при введении через рот крысы, г/кг	Продолжительность испытаний, сут	ЛД <sub>50</sub> при кожной аппликации (кролики), мл/кг
ЭГ	7,4	0,28	30,0	20,0
ДЭГ	28,3	0,18	30,0	11,9
ТЭГ	28,3	0,33	30,0	20,0
ПГ	34,6	-	-	20,0

ЛД\*50 - количество гликоли в мл на 1 кг живой массы, принятое через рот, которое приводит к гибели 50 % животных в пределах до 4 сут.

ЛД\*\*50 - кожно-резорбтивная доза гликоля при контакте с жидкостью в течение 24 ч.

Длительное пребывание в среде, насыщенной парами этиленгликоля, вызывает раздражение глаз, верхних дыхательных путей, повышенную сонливость, кратковременный наркоз.

### **3.2.1. Сравнительная характеристика гликолей, используемых в качестве осушителя**

В настоящее время для осушки природных газов на месторождениях стран СНГ в основном применяется раствор ДЭГа. Применение ТЭГа носит единичный характер, хотя известно, что за рубежом ТЭГ нашел более широкое применение, благодаря низким потерям его на установках осушки газа и другим технологическим преимуществам.

В настоящее время в России имеется возможность производить для нужд газовой промышленности триэтиленгликоль. Следовательно снимается ограничение в применении ТЭГа из-за его дефицитности.

Основными показателями, характеризующими гликоли как осушитель, являются депрессия точки росы газа по влаге, потери с осушенным газом, регенерируемость насыщенного раствора и т.д.

Ниже приводится сравнительная оценка показателей ДЭГа и ТЭГа, необходимых при выборе осушителя для установок осушки газа [20].

**Депрессия по точке росы.** В табл. 10 приведены данные, характеризующие глубину осушки газа водными растворами ДЭГа и ТЭГа, полученные с использованием кривых "точка росы - растворы гликоля - температура контакта", приведенных на рис. 14 и 15.

Сравнивая данные из табл. 10 в контексте с требуемой глубиной осушки газа для северных газопроводов, можно указать, что при пониженных температурах контакта оба гликоля могут быть использованы практически с одинаковой технологической эффективностью.

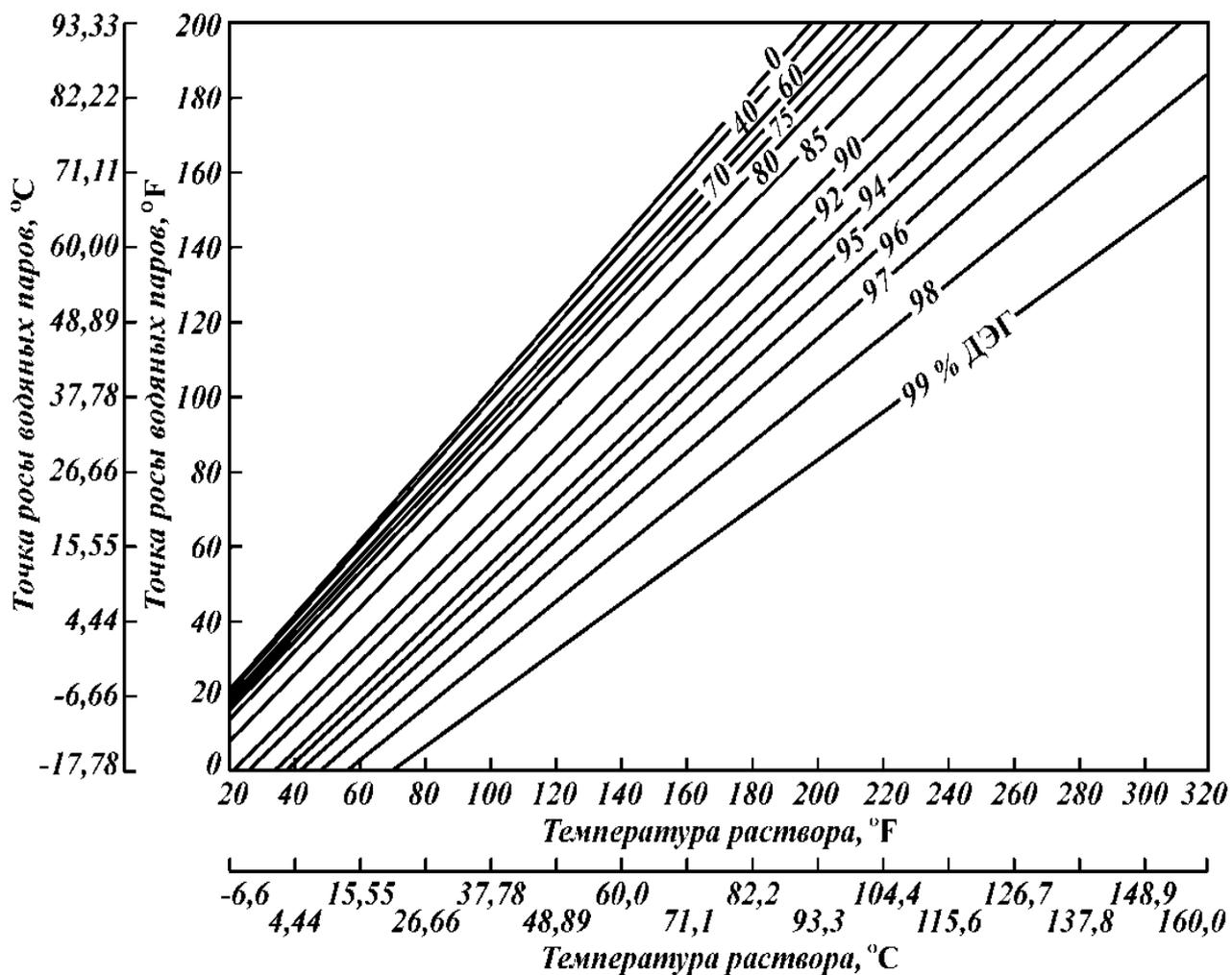


Рис. 2.21. Точка росы газа по влаге над водными растворами ДЭГа

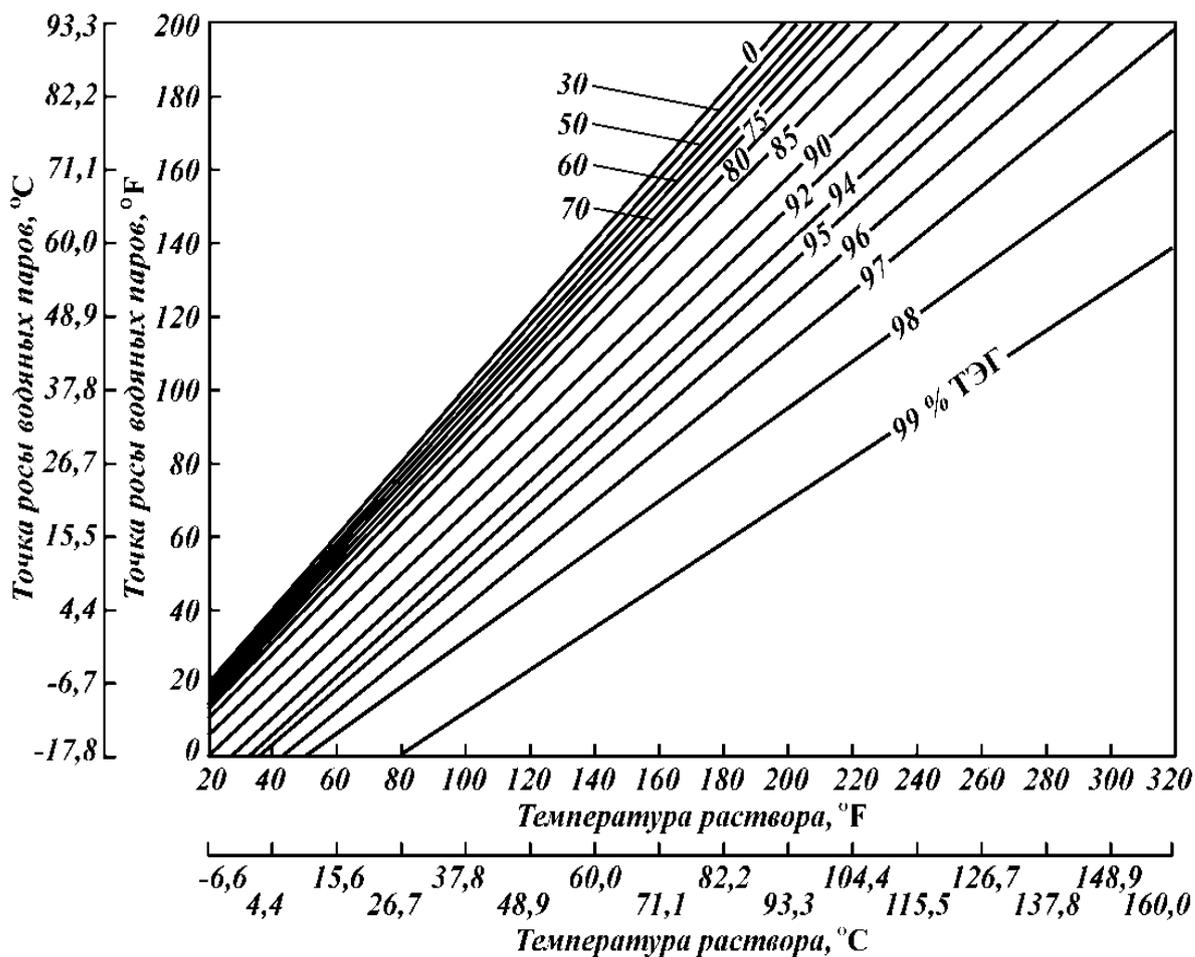


Рис. 2.22. Точка росы газа по влаге над водными растворами ТЭГа

Таблица 10

Равновесная точка росы газа по влаге при его осушки растворами ДЭГа и ТЭГа

Температура контакта, °С	98,0		99,0		99,5	
	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ	ДЭГ	ТЭГ
5	-24,0	-31,5	-31,7	-38,0	-36,0	-44,0
10	-20,6	-27,1	-28,5	-35,3	-34,5	-41,7
20	-14,4	-20,0	-21,7	-28,4	-27,8	-35,0
30	-6,2	-13,3	-15,2	-22,5	-21,7	-27,8
35	-2,4	-8,0	-11,5	-18,5	-18,8	-25,1
40	+0,7	-5,0	-9,2	-15,8	-15,8	-23,0

Что касается высоких температур контакта и высоких концентраций растворов, то преимущество ТЭГа очевидно. Особенно важное значение это преимущество имеет в летние месяцы, когда не удастся охладить газ ниже температуры 25-30 °С.

В табл. 10 приведены теоретические данные. В условиях УКПГ практически никогда не достигается равновесная осушка газа. Следовательно потребуется раствор более высокой концентрации, получение которого более затруднительно.

В тех случаях, когда не возможно охладить газ ниже температуры 25-30°С, очень трудно достичь осушки газа до точки росы -10 °С и ниже с использованием растворов ДЭГа. К примеру, при давлении 4,0 МПа и температуре контакта 30 °С для осушки газа до точки росы -16 °С (эквивалент точке росы -10 °С при давлении 7,35 МПа, необходимой по ОСТ 51.40-83), требуется раствор ДЭГа концентрации 99,2 % мас. (с учетом реальных условий процесса не менее 99,5 % мас.). В виду ряда причин (износ оборудования, отсутствие эффективной системы очистки раствора гликоля от ингредиентов, недостаточная степень вакууммирования и т.д.) в условиях производства такая степень регенерации раствора практически трудно достижима. В то же время для осушки газа до такой глубины достаточно использовать раствор ТЭГа концентрации 98,4 % (с учетом реальных условий процесса не менее 98,6 % масс.), что легко достижимо. Требуемый уровень остаточного давления в системе составит не ниже 400 мм рт. ст.

Важным преимуществом ТЭГа является низкое давление его насыщенных паров, которое обеспечивает меньшие потери ТЭГа с осушенным газом в паровой фазе. По этой статье снижение потерь ТЭГа может составить 0,21,5 г/1000 м<sup>3</sup> в интервале температур 10-20 °С, наиболее характерных для установок осушки газов северных месторождений. Эта цифра более существенна при температурах контакта 30 °С и выше и может составить 3-4 г/1000 м<sup>3</sup>.

### 3.2.2. Абсорбционная осушка газа от влаги

АБСОРБЦИЯ – процесс избирательного поглощения компонентов из газовых или паровых смесей жидкими поглотителями (абсорбентами).

Природный газ содержит углеводородный конденсат, пары воды и свободную влагу с растворенными в ней солями, которые могут вызвать трудности при его транспортировании по трубопроводу (главным образом, коррозию, образование гидратов или льда). Для предотвращения конденсации воды из газов при их охлаждении и образования гидратов одним из наиболее важных звеньев в процессе промышленной подготовки газа является осушка от влаги абсорбционным методом с применением жидких осушителей. В практике абсорбционной осушки углеводородных газов от воды в качестве абсорбентов чаще всего используются гликоли: этиленгликоль (ЭГ), диэтиленгликоль (ДЭГ), триэтиленгликоль (ТЭГ). Абсорбционный метод осушки газа жидкими поглотителями предусматривает извлечение из него влаги и обеспечение температуры точки росы по влаге, как правило, не ниже «минус» 30<sup>0</sup>С в соответствии с нормативными документами либо с учетом требований и параметров дальнейшей переработки газа[28, 29, 30].

При более жестких требованиях к точке росы газа по влаге на уровне «минус» 40... «минус» 70<sup>0</sup>С применяют процесс адсорбционной осушки газа на твердых поглотителях (силикагели или молекулярные сита).

Абсорбционный метод осушки природных газов может быть использован как для чисто газовых месторождений, в которых содержание метана составляет более 97.0% , а углеводородного конденсата C<sub>5</sub>+высш. До 0.2% об., так и для осушки попутных нефтяных газов с содержанием целевых компонентов до 350 г/м<sup>3</sup>.

Основным оборудованием в процессах абсорбционной осушки газа, обеспечивающим требуемые показатели качества готового продукта, являются абсорберы, эффективность работы которых определяется степенью извлечения воды из газа, обеспечением номинальной производительности

аппарата при минимальных потерях гликоля с осушенным газом и максимальным межревизионным периодом.

Факторами, влияющими на эффективность осушки газа, являются:

- эффективность работы ступени сепарации, влияющей на количество мехпримесей, солей, концентрацию воды в насыщенном гликоле, что в свою очередь, определяет срок службы фильтрующих элементов абсорбера, фильтров гликоля, насосов, арматуры и др., а также влияет на эффективность работы системы регенерации абсорбента;
- линейная скорость газового потока, которая зависит от параметров газа – его расхода, давления и температуры;
- эффективность работы массообменной секции аппарата, которая обеспечивает глубину осушки газа и влияет на величину нагрузки на фильтрационную секцию абсорбера;
- эффективность работы фильтрационной секции абсорбера, от которой зависит величина потери абсорбента с осушенным газом и величина межревизионного периода.

### 3.3. Оптимальные параметры газопроводных систем

При оптимизации и расчетах эффективности газопроводного транспорта решаются следующие задачи:

сравнение трубопроводного транспорта с транспортом других видов и определение рациональной сферы его использования;

сравнение вариантов трубопроводного транспорта;

выбор из всех возможных оптимальных технологических, конструктивных параметров и строительных решений трубопроводных систем;

определение прогнозируемого, планируемого или проектного эффекта (абсолютная эффективность) развития газопроводной сети;

определение цены на транспортируемый продукт;

оценка эффективности интеграционных инвестиционных программ по созданию международных трубопроводных систем и поставок оборудования и труб на компенсационной основе;

определение эффективности целевых программ экспорта и импорта топлива и углеводородного сырья с использованием трубопроводного транспорта.

Техническую основу эффективности трубопроводного транспорта составит непрерывность транспортирования, объединение в одной вещественной структуре элементов пути, подвижного состава и движителя: перемещение только транспортируемого продукта при стационарных движителях, таре, а также территориальной закреплённости обслуживающего персонала; возможность передачи транспортируемого продукта непосредственно на технологические установки; отсутствие перевалок и малые потери, высокая экологическая нейтральность; улучшение потребительских свойств продуктов в процессе их транспортирования и др. Это обеспечивает высокую скорость обращения и пропускную способность, высокую производительность труда и низкую стоимость перевозок.

При анализе эффективности и оптимизации газопроводной системы учету подлежит влияние ее развития на единую газоснабжающую систему ЕГС в целом, а также транспортную сеть страны. В тех случаях, когда сооружение и

эксплуатация трубопроводов вызывают затраты (потери) и результаты (эффекты) в смежных отраслях, они должны быть учтены в расчетах.

Эффективность масштабных программ развития транспортных систем оценивается по критериям народнохозяйственного уровня — критерию национального дохода и критерию прибавочного продукта, создаваемых в результате осуществления данной программы. Для расчета хозрасчетной эффективности используется критерий прибыли (для международных трубопроводов — валютной выручки) от реализации продукции. Применение критерия минимума приведенных затрат допускается в простейших локальных задачах (выбор оборудования, конструктивных решений и т. п.).

Наряду с общим критерием целесообразно использовать также и аналитические показатели: удельные капитальные вложения и эксплуатационные затраты производства на объем транспортирования или в расчете на конечную продукцию; металлоемкость и энергоемкость транспорта; производительность труда; надежность транспортирования; сроки строительства трубопровода и др.

Для определения абсолютной эффективности крупных программ развития газопроводных систем в качестве экономико - математической модели можно использовать предложенный А. Г. Аганбегяном и Б. С. Вайштейном метод динамического баланса с распределением затрат и результатов по годам (для международных трубопроводов отдельно в советских рублях и иностранной валюте с последующим, в случае необходимости, приведением к единой мере через экспортные и импортные эквиваленты). Расчеты динамического баланса проводятся по всему инвестиционно-производственному циклу. Расчет ведется исходя из определения национального дохода как вновь созданной стоимости, т. е. по стоимостной оценке произведенной конечной продукции за вычетом затрат прошлого труда. Определение прибавочного продукта (очищенного от повторного счета) выполняется по стоимостной оценке произведенной конечной продукции за вычетом затрат прошлого труда и заработной платы.

Стоимость экспортной продукции, импортируемых ресурсов, а также материальных ресурсов, которые могут быть предметом экспорта, определяется по мировым ценам.

Применительно к программам развития газотранспортных систем, включающих и экспортные газопроводы, выражение для критериального показателя будет следующим:

$$\mathcal{E}_i = \sum E \mathcal{E}_j = B_i - U_i - K_i \pm \mathcal{E}_{ci},$$

где

$$B_i = \sum B_j = \sum (\Pi_{\text{эк}} \rho Y_{\text{эк}} + \mathcal{Z} Y);$$

$$U_i = \sum U_j = \sum (C_{\text{эк}} Y_{\text{эк}} + C Y + I_c)_j;$$

$$K_i = \sum K_j = \sum (K_m + K_c);$$

$$\mathcal{E}_{ci} = \sum \mathcal{E}_{cj}$$

$B_i$  — сумма валовой выручки от поставок газа на конец  $i$ -го года;  $U_i$  — сумма годовых издержек на конец  $i$ -го года;  $U_j$  — годовые издержки  $j$ -го года;  $C_{\text{эк}}$  — себестоимость транспортирования газа на экспорт;  $C$  — себестоимость транспортирования газа, направляемого внутренним потребителям;  $I_c$  — годовые издержки в сопряженных отраслях;  $K_i$  — сумма капитальных вложений на конец  $i$ -го года;  $K_j$  — капитальные вложения  $j$ -го года;  $K_m, K_c$  — капитальные вложения в трубопроводный транспорт и смежные отрасли;  $Y_{\text{эк}}$ ,  $Y$  — объем транспорта газа на экспорт и внутренним потребителям;  $B_i$  — валовая выручка  $i$ -го года;  $\Pi_{\text{эк}}$  — экспортная цена;  $\mathcal{Z}$  — замыкающие затраты на газ;  $\rho$  — переводной коэффициент иностранной валюты в рубли;  $\mathcal{P}$  — затраты на добычу газа;  $\mathcal{E}_c$  — эффекты (потери) в смежных звеньях народного хозяйства (без учета  $I_c$  и  $K_c$ ) на конец  $i$ -го года.

В динамической модели должны быть также учтены изменения технико-экономических показателей во времени.

Наряду с оптимизацией по максимуму абсолютного эффекта может выполняться оценка сравнительной эффективности. В этом случае критерием выступает минимум народнохозяйственных (полных) приведенных затрат. Расчеты по такому критерию применительно к отдельному газопроводу требуют последовательного согласования локальных решений с решениями по ЕГС в целом и в смежных отраслях. Как показано В. А. Смирновым, эквивалентирование внешних (по отношению к данному оптимизируемому газопроводу) связей может быть достигнуто введением в расчет замыкающих оценок на транспортируемый газ, затрат на его добычу при учете ограничений ЕГС по основным ресурсам (трубы, ГПА и др.). В таком случае декомпозиция критерия народнохозяйственного уровня приводит к следующему критериальному показателю:

$$\sum [S_{\text{доб}} Q_{\text{вал}} + S_{\text{тр}} Q_{\text{тов}} + \varepsilon (Q_p - Q_{\text{тов}})] \rightarrow \min$$

где  $S_{\text{доб}}$ ,  $S_{\text{тр}}$  — соответственно удельные приведенные затраты на добычу и транспорт газа;  $Q_{\text{вал}}$ ,  $Q_{\text{тов}}$  — валовая и товарная производительность соответственно;  $Q_p$  — топливопотребление района, для снабжения которого сооружается оптимизируемый газопровод.

В случае, если затраты на добычу газа существенно меньше затрат на транспорт, можно использовать критерий минимума приведенных затрат на транспорт

$$\Pi = E_{\text{HK}} + \varepsilon \rightarrow \min$$

Такой подход правомерен, если из оптимизационных расчетов топливно-энергетического баланса и ЕГС уже найден поток газа, который должен быть передан в заданном направлении.

Оптимизация и расчет эффективности газопроводных систем ведутся по комплексному формализованно-эвристическому алгоритму, который включает в общем случае следующие основные стадии: формулировка задачи; выбор критерия; формирование конкурирующих вариантов (в расчетах сравнительной эффективности); выделение фиксированных и варьируемых параметров

(признаков) и экспертная оценка интервалов проб для всех вариантов (в расчетах сравнительной эффективности); выявление факторов эффективности; формирование параметров экономико-математической модели; определение экономических показателей; расчет экономических показателей и величины критериального показателя; сопоставление прироста критериального показателя (по абсолютной или относительной величине) для всех вариантов; обоснование оптимального решения с учетом факторов, не подлежащих количественной оценке (социальные, политические и др.); принятие решения.

В общем случае к параметрам., подлежащим оптимизации, относятся рабочее давление, диаметр, расстановка (шаг) КС, степень сжатия ГПА, число рабочих и резервных агрегатов при заданной единичной мощности, уровень охлаждения газа на выходе КС. Обычно диаметр газопровода, рабочее давление, соотношение рабочих и резервных ГПА заранее заданы (принимаются максимально возможными), К искомым относятся шаг КС, степень сжатия при обеспечении допустимой загрузки по мощности агрегатов КС.

Зависимости для расчета гидравлического и теплового режимов газопровода, расходуемой и располагаемой мощности КС, расхода топливного газа приведены в ВСН—82 «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов».

При определении экономических показателей транспорта газа выделяются четыре группы затрат:

- экономическая оценка газа на входе системы;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные затраты;
- экономическая оценка газа на выходе системы.

Капитальные вложения в строительство магистральных трубопроводов условно делятся на три группы:

- стоимость всех строительных работ и монтируемого оборудования;
- стоимость оборудования, не требующего монтажа, а также инструмента и инвентаря;

прочие капитальные вложения.

Объем капитальных вложений определяется в действующих сметных ценах в зависимости от параметров системы, состава оборудования, района строительства и т. д. В составе капитальных вложений основную часть составляет сметная стоимость строительства, в которой наибольший удельный вес (до 80%) занимает стоимость строительно-монтажных работ. Последние включают прямые затраты, накладные затраты и плановые накопления.

Для проведения оптимизационных расчетов и технико-экономических обоснований используются укрупненные показатели капитальных вложений и сметной стоимости строительно-монтажных работ, а также аналогичные данные запроектированных систем. Базисные укрупненные показатели даны для условий строительства в равнинно-холмистой местности европейской части страны. Особенности сооружения трубопроводов в других регионах строительства учитываются с помощью корректирующих коэффициентов.

Стоимость строительства линейной части газопровода складывается из прямых и накладных затрат, плановых накоплений и прочих затрат.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основе проведенных комплексных научно-исследовательских работ по контролю качества природного газа транспортируемого магистральным трубопроводам, с использованием предложенного нами эффективного осушающего и очищающего поглотителя можно сделать следующие выводы:

1. Выявлено, что для эффективной подготовке и обработки природного газа к транспортировке магистральным трубопроводам, целесообразно их осушать и очистить на жидких осушителях, обеспечивающих высокую гигроскопичность.
2. Установлено, что эффективными жидкими поглотителями могут служить высококонцентрированные растворы ДЭГа и ТЭГа. Причем, использование в качестве поглотителя на основе высококонцентрированные растворы ДЭГ и ТЭГ позволяет снизить себестоимость получаемого природного газа.
3. Изучено, компонентный состав природного газа определение методом газовой хроматографии.
4. Разработаны технологические режимы осушки и очистки природного газа для повышения его качества.
5. Изучена оптимальные параметры газопроводных систем.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ:

1. Каримов И. А. Мировой финансово – экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. Тошкент: Узбекистан; 2009 г, с. 56.
2. Каримов И.А. Узбекистан на пороге XXI века: угрозы безопасности, условия и гарантии прогресса. – Ташкент: Узбекистан, 1997. – С. 224-227.
3. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. // М: Недра,1980. - 301с.
4. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство. Том II/Под ред. Ю.П.Коротаева. М., «Недра», 1984, с. 288
5. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. М., «Недра», 1980, с. 293
6. Громов А.В., Гузанов Е.Н., Хачикян Л.А. и др. Эксплуатационнику магистральных газопроводов. - М.: Химия, 1987. – 176 с.
7. Афанасьев А.И., Малютин С.П., Кисленко Н.Н., Подлегаев Н.И. Влияние технологических добавок на пенообразующую способность ДЭА//Газовая промышленность. - 1984. - № 9. - С. 30-31.
8. Берлин М.А., Гореченков В.Г., Волков НМ. Переработка нефтяных и природных газов. - М.: Химия, 1981. - С. 47-48.
9. Белов П.С., Ясьян Ю.П., Гриценко А.И. //Газовая промышленность. - 1981. - № 6. - С. 29-30.
10. Дытнерский Ю.И., Брыков В.П., Каграманов Г.Г. Мембранное разделение газов. - М.: - 1991. - 344 с.
11. Исмайлова Х.И., Мурин В.И. Технология переработки кислого газа электродуговым методом//Сборник трудов ВНИИГАЗа. Сер. Повышение эффективности процессов переработки газа и газового конденсата. - М.: 1995. - ч. 1. - С. 35-39.
12. Исмайлова Х.И., Мурин В.И., Хрикулов В.В. Исследование процесса диссоциации кислого низкопотенциального газа электродуговым методом//Сборник трудов ВНИИГАЗа. Сер. Повышение эффективности

- процессов переработки газа и газового конденсата. - М.:1995.- Ч. 1.- С.27-34.
13. Кравец П.Д. Сушка и очистка природного газа от тяжелых углеводородов абсорбентом ЭТ-1//Подготовка и переработка газа и газового конденсат: Сборник. - М.: 1978. - № 12 - С. 25-29.
  14. Касперович А.Г., Титусов В.А. Сушка газа высококонцентрированным абсорбентом ЭТ-1//Подготовка, переработка и использование газа: Сборник. - М.: - 1987. - № 1.
  15. Кембел Д. Очистка и переработка природных газов. - М.: Недра, 1977.-33 с.
  16. Кеннард М.Л., Мейсен А. Борьба с потерями диэтанолamina//Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. - 1980. - № 4. - С. 63-67.
  17. Коуль А.Л., Ризенфельд Ф.С. Очистка газа. - М.: Недра. 1968. - 392 с.
  18. Жданова Н.В. Сушка природных газов - М.: Недра, 1975.-278 с.
  19. Коротаев Ю.П. Борьба с гидратами при транспорте природных газов. - М.: Недра, 1973.-338 с.
  20. Требин Ф.А. Добыча природного газа. - М.: Недра, 1976.-430 с.
  21. Справочник работника магистрального газопровода/ Под ред. С.Ф.Бармина. Л., Недра, 1974. -241с.
  22. Капцов И.И. Сокращение потерь газа на магистральных газопроводах. - М.: Недра, 1988.-188 с.
  23. [www.neft-gaz.com](http://www.neft-gaz.com)
  24. Бекиров Т.М., Бекирова Г.К. Подготовка газа к транспорту при высоких давлениях//Подготовка и переработка газа и газового конденсата: Реф. сб. - М.: ВНИИЭгазпром. - 1980. - < 7. - С. 3-8.
  25. Бекиров Т.М., Берго Б.Г. Пересмотреть значение точки росы га-за//Газовая промышленность. - 1984. - № 8. - С. 41-42.
  26. Бекиров Т.М., Шаталов А.Т. Сбор и подготовка к транспорту природных газов. - М.: Недра, 1986.
  27. Чугунов М., Хомич А. Справочник работника газовой промышленности. – Минск .: Наука техника, 1965-348с.

28. Ланчаков Г.А., Кульков А.Н., Зиберт Г.К. Технологические процессы подготовки природного газа и методы расчета оборудования. М.: Недра, 2000
29. Зиберт Г., К., Ключко В.В., Феоктистова Т.М. Тенденции развития технологического оборудования абсорбционной осушки газа. Сборник научных трудов, М. Недра, 2006
30. Зиберт Г.К., Седых А.Д., Михайлов Н.В. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Справочное пособие., М., Недра, 2001