

Берлин М. А.  
Гореченков В. Г.  
Капралов В. П.

**КВАЛИФИЦИРОВАННАЯ  
ПЕРВИЧНАЯ ПЕРЕРАБОТКА  
НЕФТЯНЫХ И ПРИРОДНЫХ  
УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ**

Краснодар  
2012

УДК 665.63  
ББК 35.514  
Б49

**Берлин, Марк Абрамович.**  
Б49 Квалифицированная первичная переработка нефтяных и природных углеводородных газов / М. А. Берлин, В. Г. Гореченков, В. П. Капралов. – Краснодар: Советская Кубань, 2012. – 520 с.: ил.  
I. Загл. II. Гореченков, В. Г., соавт. III. Капралов, В. П., соавт.  
ISBN 978-5-7221-0909-5

В книге освещены теоретические основы процессов переработки углеводородных природных и нефтяных газов и газового конденсата. Даны сведения об аппаратуре, технологических схемах и методах проектирования газоперерабатывающих заводов.

Книга предназначена для инженеров-эксплуатационников и проектировщиков ГПЗ, может быть полезна студентам старших курсов химических и нефтяных вузов при курсовом и дипломном проектировании.

УДК 665.63  
ББК 35.514

ISBN 978-5-7221-0909-5

© М. А. Берлин, В. Г. Гореченков,  
В. П. Капралов, 2012 г.

## ПРЕДИСЛОВИЕ

За последние десятилетия в газопереработке произошли большие изменения, к сожалению, не в лучшую сторону.

Наша газоперерабатывающая отрасль в технологическом и техническом плане осталась на уровне восьмидесятых годов прошлого столетия.

Практически не построено ни одного газоперерабатывающего завода, нет единого научно-проектного центра, который бы разрабатывал и проводил в жизнь современную технологическую и техническую политику: только 25–26% газа перерабатывается, теряется ценнейшее сырье для нефтехимии.

Авторы надеются, что выход настоящей книги заставит многих специалистов отрасли задуматься над положением дел с переработкой нефтяного и природного газа, понять, какой ценнейший дар природы мы теряем вместо того, чтобы зарабатывать миллиарды долларов ежегодно.

Этим и вызвана необходимость выпустить в свет настоящую книгу.

Авторы считают своим долгом выразить благодарность руководству ЗАО «НИПИ «ИнжГео» и особенно генеральному директору А. Н. Шауро и заместителю генерального директора Т. А. Алексеевой за помощь, оказанную в издании книги.

Несколько слов об авторах.

1. Берлин Марк Абрамович – после института по направлению 4 года работал на Ново-Уфимском нефтезаводе, в т. ч. последние 2 года исполнял обязанности главного механика завода, затем был переведен на пусковой Омский нефтезавод, где проработал главным механиком завода 12 лет. После был переведен в Краснодар.

Практически организатор создания и первый директор института «ВНИПИГазпереработка» в г. Краснодаре, руководил институтом, включая все стадии его организации, 19 лет.

В настоящее время ученый секретарь института ЗАО «НИПИ «ИнжГео», доктор технических наук, профессор, заслуженный работник нефтяной и газовой промышленности РФ, лауреат премии им. академика И. М. Губкина, академик Украинской академии наук технологической кибернетики.

2. Гореченков Валентин Гаврилович – работал после окончания института на Новокуйбышевском нефтезаводе, прошел путь от оператора до начальника технологического цеха. Затем более 30 лет работал старшим референтом Управления делами Совмина СССР, занимался проблемами нефтяной и газовой промышленности и нефтехимии. Сейчас на пенсии, кандидат технических наук, лауреат премии им. академика И. М. Губкина.

3. Капралов Вячеслав Петрович – один из организаторов института «ВНИПИГазпереработка», руководил проектной частью будущего института, затем работал главным инженером Краснодарского филиала НПО «Леннефтехим», начальником технологического отдела Нижневартовского филиала института «Гипротюменнефтегаз», директором Краснодарского филиала НПО «Леннефтехим», главным инженером института «НИПИГазпереработка».

Сейчас работает советником главного инженера «НИПИ «ИнжГео».

## ВВЕДЕНИЕ

---

Нефтяные и природные газы, добываемые из недр Земли, представляют собой смесь легких углеводородов метанового ряда: метана, этана, пропана, бутанов, в небольших количествах пентанов и следов гексана. В некоторых газах наряду с углеводородами могут содержаться гелий, азот, диоксид углерода, сероводород и другие неуглеводородные компоненты.

В общем объеме добываемого газа большая часть приходится на метан, который используется как котельное – печное и бытовое топливо. Ресурсов этана, пропана, бутанов и более тяжелых углеводородов – сырьевой основы промышленности органического синтеза – значительно меньше.

Поэтому все нефтегазодобывающие страны большое значение придают рациональному использованию этих углеводородов. Как относятся в США и России к ПНГ и ПГ, основным источникам ценнейшего сырья для нефтегазохимии (этан, пропан, бутаны), можно судить по следующим фактам:

1. В России не менее 50% ПНГ сжигается на факелах. При этом перерабатывается всего 25–26%. Сгорает минимум 9,0 млн. т ШФЛУ. В США закон не разрешает терять более 3% ПНГ. И этот закон неукоснительно исполняется, иначе законсервируют промысел. Остальной газ, как правило, перерабатывается.

2. В России перерабатывается всего 7,5% добываемого ПГ, а в США в 2005 году переработано около 90% ПГ. На этом Россия теряет минимум еще 19–20 млн. т ШФЛУ в год.

3. В России сейчас действует всего 26 ГПЗ. А в США количество ГПЗ и газобензиновых установок на 1 января 2006 года составляло 556. При этом надо отметить, что в США преобладают небольшие установки неглубокой переработки газа непосредственно на месторождениях, готовящих газ к транспортированию на крупные ГПЗ для последующей квалифицированной переработки.

4. В России в последние годы из ПГ и ПНГ извлекают 0,4 млн. т этана, а в США – 9 млн. т в год. Об отношении в США к этану, самому ценному сырью для получения этилена, из которого производят пластические массы, оксид этилена, ПАВы и многие дру-

гие химические продукты и полупродукты, а также к другим компонентам ПГ и ПНГ можно судить по следующим фактам. Еще в 1977 году был построен трубопровод протяженностью 3000 км, предназначенный для транспортирования этана, этилена, пропана и бутанов из западных районов Канады в США. Кроме того, в США и Канаде построена сеть крупных продуктопроводных систем для транспортировки этана.

Этан является самым эффективным сырьем для получения этилена, так как при получении из него этилена не образуется никаких побочных продуктов.

По объему производства и структуре потребления этилена определяют уровень развития промышленности органического синтеза в стране.

Использование этана позволяет существенно уменьшить капитальные вложения в производство этилена и сократить сроки строительства химических и нефтехимических производств с законченным технологическим циклом (этилен – полиэтилен, этилен – этиловый спирт и т. д.), так как при пиролизе этана обеспечивается минимальный выход побочных продуктов, для утилизации которых требуются большие капитальные вложения (выход этилена из этана – 70%, из бензина – 27%, из вакуумного газойля – 15%).

Если этиленовые производства ориентировать только на бензин, то соотношение ресурсов этилена и пропилена составит примерно 1 : 0,5. А это значит, что для сбалансированного развития необходимо строго соблюдать такое же соотношение при наращивании мощностей по переработке этилена и пропилена. Такая синхронизация не всегда оказывается возможной. Особенно большие трудности в реализации сбалансированного развития возникают при строительстве этиленовых установок большой единичной мощности.

По мере углубления переработки нефти это соотношение будет уменьшаться в связи с увеличением ресурсов пропилена на нефтеперерабатывающих заводах (по содержанию пропилена составы газов пиролиза бензина и каталитического крекинга тяжелых нефтяных фракций примерно равноценны). Следовательно, в этих условиях при сохранении темпов развития этиленпотребляющих производств и отсутствии возможности (или необходимости) увеличения темпов развития пропиленпотребляющих производств пропилен каталитического крекинга будет использоваться в качестве топлива, а пиролизный пропилен, полученный из бензина, –

для производства химической продукции. Такое положение вряд ли может быть признано целесообразным при дефиците прямогонных нефтяных фракций и наличии больших ресурсов этана. Поэтому в США, например, весь этан используется на производство этилена.

При отсутствии этана аналогичное положение с использованием ресурсов пропилена может сложиться и при увеличении темпов прироста производства этилена, которое может быть обусловлено ускоренным развитием производства изделий из полиэтилена (труб и др.). В перспективе этан может превратиться в ряде случаев из альтернативного в основное углеводородное сырье.

В связи с высокой эффективностью газового сырья может оказаться целесообразным извлекать этан из природных и нефтяных газов и закачивать в одно или несколько специальных этановых хранилищ. При наличии такой системы появятся дополнительные возможности для более гибкого использования минерально-сырьевых ресурсов нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. На ГПЗ из нефтяных и природных газов получают большое количество пропана – в США около 65% пропана вырабатывают на газоперерабатывающих заводах. В чистом виде или в смеси с бутаном пропан используют в качестве нефтехимического (пиролизного) сырья, коммунально-бытового и моторного топлива, для огневой культивации почвы, сушки сельскохозяйственной продукции и других целей. Кроме этана и пропана из нефтяных и природных газов извлекают *n*-бутан, изобутан, *n*-пентан и изопентан, которые используют для производства синтетического каучука, коммунально-бытового и моторного топлива.

Высокая эффективность использования этана, пропана и других гомологов метана длительное время стимулирует развитие добычи и производства этого сырья в США, Канаде и других странах.

Мировая практика показывает, что при наличии больших запасов природных и нефтяных газов на базе этого сырья могут быть организованы крупнотоннажные и высоко rentабельные производства этана, сжиженных газов (пропана, бутанов) и других видов углеводородного сырья и моторного топлива. Объемы производства этой продукции могут быть соизмеримы с ресурсами сырья и моторного топлива, получаемыми в результате углубления переработки нефти. Учитывая высокую эффективность газового сырья и повышенный интерес к нему на мировом рынке, многие нефтедобывающие страны осуществляют строительство, расширение и реконструкцию газоперерабатывающих заводов.

В перспективе актуальность комплексного подхода к использованию ресурсов нефтяных и природных газов возрастет, так как увеличение производства моторного топлива и нефтехимического сырья будет обеспечиваться в основном за счет увеличения мощностей вторичных процессов переработки нефти (каталитического крекинга и др.), для строительства которых требуются большие капитальные вложения. Поэтому в США, например, где имеются крупные запасы различных минерально-сырьевых ресурсов, нефтяной и природный газ длительное время был и остается одним из основных источников производства легкого углеводородного сырья и других сырьевых продуктов. Многие страны мира из-за отсутствия или ограниченных ресурсов этана и других углеводородных газов стоят перед проблемой перевода пиролизных агрегатов нефтехимических производств на переработку тяжелых нефтяных фракций. Это значительно увеличит капитальные вложения и может вызвать снижение темпов развития нефтехимической промышленности.

Природный и нефтяной газ – это не только топливо и сырье для производства этана, пропана и других гомологов метана. При очистке и переработке газа получают большие количества дешевой серы, гелия и других неорганических продуктов, необходимых для развития ряда отраслей народного хозяйства. Канада благодаря наличию крупных мощностей по переработке сероводородсодержащих природных газов занимает второе место в мире по производству серы. По производству гелия – одного из важнейших и перспективных продуктов – первое место занимают США. Гелий используется в ракетно-космической технике; в контролируемых атмосферах, в искусственных дыхательных смесях, в атомной энергетике, научных исследованиях, сварке в атмосфере инертного газа, в криогенной технике и других областях.

В последнее время довольно быстрыми темпами развивается процесс сжижения и транспорта СПГ водным путем, что делает его доступным практически для любой страны мира. Это вызовет рост спроса на ПГ. Аналитики предсказывают, например, что в ближайшее время рост импорта СПГ в США увеличится в 2–3 раза.

Все это свидетельствует о том, что минерально-сырьевые ресурсы нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений являются крупным национальным богатством, рациональное использование которых зависит, в частности, от наличия мощностей по переработке нефтяных и природных газов.

В СССР промышленность по переработке газа начала развиваться особенно быстрыми темпами после открытия и освоения нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений в Среднем Поволжье, на Урале, в Западной Сибири и Средней Азии. За рубежом нефтяной и природный газ начали перерабатывать в 20-х годах нашего столетия. Наиболее широкое развитие это направление получило в США, Канаде и других странах. Ниже приведены основные этапы развития переработки газа в США.

Первый этап (20–40-е годы) назван «эрой газового бензина», так как газоперерабатывающие заводы (в то время их называли газобензиновыми) строили с целью извлечения газового бензина и подготовки газа к транспортированию. На ГПЗ из газа удалялись механические примеси и свободная влага (вода и углеводородный конденсат), производились осушка газа до заданной точки росы и извлечение из газа газового бензина (он состоял в основном из пентанов и более тяжелых углеводородов). Осушка от воды и отбензинивание газа осуществляются с целью предупреждения образования кристаллогидратов (соединений воды и углеводородов) и конденсации тяжелых углеводородов в процессе транспортирования газа по газопроводам (газ быстро охлаждается в газопроводе до температуры грунта).

Таким образом, на ГПЗ готовили газ к транспортированию и попутно получали газовый бензин, который использовали в качестве компонента моторного топлива. В этот период на заводах преобладали компрессионные методы осушки и отбензинивания газа – газ компримировали до определенного давления и охлаждали водой, в результате чего происходила конденсация паров воды и тяжелых углеводородов (газового бензина).

Второй этап (50–60-е годы) назван «эрой сжиженных газов», так как газоперерабатывающие заводы стали строить в основном с целью извлечения сжиженных газов (пропана и бутанов), которые использовали в качестве коммунально-бытового и моторного топлива и нефтехимического сырья. При этом одновременно с пропаном и бутаном из газа извлекали и газовый бензин.

В связи с необходимостью извлечения сжиженных газов схемы переработки нефтяного и природного газа усложнились: вначале были применены абсорбционные схемы с водяным (воздушным) охлаждением потоков, в дальнейшем стали использовать процесс абсорбции при низких температурах и высоких давлениях (масляная абсорбция уступила место более экономичному и более эф-

фективному методу разделения газа – процессу низкотемпературной абсорбции). Извлечение пропана составляет на таких заводах 80–85%. При этом на ГПЗ по-прежнему производится подготовка газа к транспортированию, однако эта технологическая операция осуществляется теперь уже в связи с необходимостью глубокой переработки газа. На некоторых ГПЗ наряду с низкотемпературной абсорбцией (НТА) начали применять схемы низкотемпературной конденсации (НТК).

Третий этап (начало его относят к середине 60-х годов) назван «эрой этана», так как на заводах наряду с традиционными продуктами стали получать товарный этан (этановую фракцию). Для извлечения этана используют в основном схемы НТА и НТК с различными холодильными циклами и турбодетандерными расширительными машинами. На современных ГПЗ исходный газ охлаждают до  $-80 \div -100^\circ\text{C}$ , а извлечение этана и более тяжелых углеводородов может достигать 95–99% от их потенциального содержания.

В США и других странах современные заводы работают по технологии НТК с применением этанового холодильного цикла, дроссельных и детандерных узлов. В последние годы наблюдается тенденция к увеличению единичных мощностей технологических линий и газоперерабатывающих заводов. На новых ГПЗ строят комбинированные установки, на которых совмещается несколько технологических процессов, необходимых для переработки газа (есть заводы, где все основные технологические процессы совмещены в одном блоке). При наличии высокопроизводительного компрессорного, теплообменного и другого оборудования заводы проектируют так, что каждая технологическая линия имеет один компрессор, один теплообменник, один турбодетандер и т. д. В США и Канаде мощность одной технологической линии по газу составляет 4 млрд. м<sup>3</sup> в год. При таком подходе к проектированию уменьшаются капитальные вложения, упрощается обслуживание и повышается надежность работы газоперерабатывающих заводов.

Но... Можно сколько угодно долго говорить, что надо извлекать побольше этана, пропана, бутанов, что это наилучшее готовое сырье для нефтехимии, но в России надо прежде всего решить вопрос, из чего извлекать, ведь пока самый лучший способ использования углеводородных газов – это сжигать ПНГ и получать электроэнергию или закачать ПНГ обратно в пласт и т. д. Никто не ставит вопрос, что сначала переработайте ПНГ и ПГ (где это

нужно), получите ценнейшие продукты, а с оставшимся сухим газом делайте, что хотите: закачивайте в пласт, сжигайте на мини-электростанциях и так далее.

Но никто не хочет понять, что все методы использования газа без его предварительной переработки не исключают потерю ценнейших продуктов, сырья для нефтехимии.

Говорят, что перерабатывать ПНГ дорого. Это как сказать. А терять каждый год 35 миллиардов долларов из-за сгорания ПНГ на факелах и 92,5% ПГ без переработки – это дешево? И это стоимость только сгоревшего сырья, ШФЛУ.

А ведь экономически развитые страны используют до 99% нефтяных газов. Во всем мире работают почти 2000 ГПЗ и установок, перерабатывающих за сутки (!) свыше 4 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ. То есть наши 60 млрд. м<sup>3</sup> ПНГ эти заводы переработали бы за 15 дней. То есть России нужно 60 ГПЗ мощностью по сырью 1 млрд. м<sup>3</sup>/год. В США, где действуют 579 ГПЗ, из 500 млрд. м<sup>3</sup> попутного и природного газа ежегодно получают 80 млн. тонн этана, пропана, бутанов и газового бензина.

И всем им выгодно.

Продолжим разговор об экономической выгоде. В России ежегодно, по нашим заниженным подсчетам, сгорает порядка 30 млн. т ШФЛУ. Прямые потери от сжигания ценнейшего сырья составляют примерно 35 млрд. долларов.

А подсчитаем стоимость продуктов, которые можно из этого сырья получить.

По мере углубления химической переработки газа происходит стремительное нарастание цен на получаемые химические продукты.

Анализ ценовых характеристик ПНГ и ПГ, извлекаемых из них индивидуальных углеводородов, первичных газохимических продуктов и мономеров, а также получаемых из них полимеров и химических продуктов свидетельствует о стремительном наращивании цен на продукцию по мере углубления химической переработки газа.

Так, если соотношение цены исходного газа и цены индивидуальных углеводородов и синтезируемого из метана метанола составляет 1 : 2, соотношение цены газа и полиэтилена (полипропилена), получаемых из индивидуальных углеводородов, – 1 : 10, то соотношение цены газа в таких продуктах газохимии, как поли-

ацеталий, поливинилацетат, полимерметакрилат, поликарбонат и других специальных пластмасс и химикатов, находится в диапазоне 1 : 20 – 1 : 40.

Такой подробный экономический анализ сделан для того, чтобы показать всем сомневающимся, что газопереработка и ПНГ, и ПГ очень выгодна, и что за те 100 млрд. долларов с учетом стоимости конечных продуктов переработки газа (это не максимальная цифра), которые мы ежегодно теряем, сжигая значительные объемы ПНГ и не перерабатывая ПГ, можно построить не ГПЗ, а дворцы для переработки газа.

А если к этому прибавить экспорт гелия, глубокую переработку более жирного природного газа Восточной Сибири, Якутии и Сахалинского шельфа, то картина станет еще более яркой. Кстати, мощные газовые месторождения Северо-Западной Сибири истощаются, придется бурить глубже, а чем глубже бурение, тем больше тяжелых компонентов в ПГ. А это значит, что его обязательно нужно перерабатывать.

В регионах Восточной Сибири и Дальнего Востока в последней четверти XX века открыты запасы ПГ порядка 5 трл. м<sup>3</sup>. Это в переводе на нефть новый Самотлор.

Созданной сырьевой базы достаточно для формирования новых центров газодобычи. Их будет четыре: Сахалинский шельф, Иркутский, Красноярский и Якутский.

В каждом центре газодобычи планируется построить газоперерабатывающие заводы. При этом следует обратить особое внимание на защиту высококачественного газогелиевого сырья Восточной Сибири, в состав которого входит ценнейший компонент гелий в аномально большом количестве – до 1 и более процентов.

Учитывая ожидаемое к 2015–2020 годам истощение гелий-содержащих месторождений США – главного поставщика гелия на мировой рынок в настоящее время, можно утверждать, что Восточная Сибирь станет единственным регионом, способным удовлетворить растущие мировые потребности в гелии.

Как видим, перспективы роста сырьевой базы для ГПЗ огромны. И задача нефтяников и газовиков – погасить газовые факелы и достойно подготовиться к освоению запасов Восточной Сибири и Дальнего Востока, а также новых месторождений Западной Сибири и других регионов России.

Поэтому первейшая задача – в ближайшие 3–5 лет довести ис-

пользование ПНГ до 97%, а еще через 3–4 года довести до 97% переработку газа. Это реальные сроки.

Нужно обеспечить полное извлечение этана и гелия из ПГ и ПНГ. Все строящиеся и реконструируемые заводы должны извлекать этан и гелий (где он имеется).

Необходимо освоить и внедрить процессы, позволяющие использовать низконапорный природный газ (в частности, получая из него моторное топливо), а также внедрять процессы «газ в жидкость», которые в России сейчас находятся в стадии опытно-конструкторских разработок.

Нужно освоить и внедрить технологии крупномасштабного сжижения природного газа и получения гелия.

Стратегия в переработке ПНГ и ПГ может быть только одна: ни один м<sup>3</sup> газа не должен сжигаться нигде – ни на электростанциях, ни на собственные нужды – без предварительной квалифицированной переработки на ГПЗ. Другого не дано.

Нужно в корне пересмотреть подход к проектированию ГПЗ: должен быть разработан типоразмерный ряд ГПЗ в блочном и блочно-комплектном исполнении, которые в случае истощения промысла могут быть разобраны и перевезены на новые промыслы и там быстро собраны. Нужно отказаться от гигантомании: сделать типовой 500-миллионный блок.

Нужно разработать типоразмерный ряд блочно-модульных малогабаритных установок для переработки ПНГ непосредственно на промыслах, если это технически и экономически обосновано. Не надо гнаться за крупными и очень крупными ГПЗ. Может быть, даже миллиардники не надо строить. Надо считать и правильно оценивать ресурсы месторождений.

Нужно разработать типовые ГПЗ для переработки природного газа.

Должна быть разработана государственная программа развития нефтехимии параллельно с развитием ее сырьевой базы.

Надо, наконец, понять, что топливом может являться сухой газ метан. Из ПНГ могут быть получены: дизельное топливо, синтетическая нефть, нафта, парафин, альфа-олефины. Переработка ПНГ в бензин по технологии MTG (methanol to gasoline) – конверсия ПНГ с получением высокооктанового бензина через одностадийный промежуточный синтез метанола на контактной основе – это, кроме всего, вклад в экологию.

Должны быстро разрабатываться и внедряться новые процессы переработки углеводородных газов:

1. Процесс преобразования природного газа в высококачественные, бессернистые моторные топлива и другие, более тяжелые углеводородные продукты (в первую очередь низконапорный ПГ).

2. Синтез метанола – получение высококачественного метанола из углеводородных газов путем каталитической конверсии с водяным паром.

3. Переработка ПНГ в бензин по технологии «газ в жидкость» (MTG), а также получение из ПНГ высококачественного дизтоплива, синтетической нефти, нафты, парафина, альфа-олефинов и других ценных продуктов.

Пока большинство этих технологий у нас находится в опытно-конструкторской стадии разработки.

Но, кажется, сейчас, с развитием Тобольского химкомплекса, лед тронулся. ПНГ Западной Сибири вскоре приобретет хорошего потребителя и будет превращаться не в дым над тайгой, а в пластмассы, каучук и другие нужные продукты.

С другой стороны, реально будут внедряться технологии получения метанола, синтетической нефти, а затем и другие новые технологии переработки и ПНГ, и ПГ. Инициатива «Роснефти», очевидно, получит развитие.

Новомосковский институт азотной промышленности начал производить установки для получения из газа метанола.

Работает первая в России опытно-промышленная установка по получению метанола из ПГ на Юрхаровском ГКМ в Западной Сибири.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ЗАО Издательский дом «Трибуна». [http://www.tribuna.ru/2008/07/10/article\\_3335/](http://www.tribuna.ru/2008/07/10/article_3335/)
2. РБК. Исследование рынков [http://www.marketing.rbc.ru/news/14/01/2009/562949954268576\\_shtmt](http://www.marketing.rbc.ru/news/14/01/2009/562949954268576_shtmt)
3. Независимый ежедневный деловой журнал «Мировая энергетика», № 11, ноябрь 2007 г. Г. Алексеев, А. Сафонов. «Четыре источника и четыре составные части газовой программы».
4. Журнал «Профиль», № 21 от 02.06.2008 г. Сергей Правосудов. «Неидеальный газ».
5. Oilweek, 1977, vol. 28, № 40, p. 10–11.
6. Ghem. Eng., 1977, vol. 84, p. 63–65.
7. Перспектива производства и потребления серы в зарубежных странах. Научно-технический обзор, М., НИИТЭхим, 1980, стр. 32.
8. Сайт аналитического портала химической промышленности <http://www.newchemistry.ru/letter.php?id=3637>. Наступит ли эра этана в России?
9. Тюменский государственный нефтегазовый университет Л. В. Важенина. «Попутный нефтяной газ: опыт и перспективы переработки», 2008 г.

## Раздел I

### СЫРЬЕВАЯ БАЗА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

#### Глава 1

#### РЕСУРСЫ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗОВ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА РОССИИ

##### РЕСУРСЫ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Мы решили дать составы газов только некоторых месторождений в качестве примера по следующим причинам:

во-первых, очень много месторождений;

во-вторых, при проектировании ГПЗ в обязательном порядке делают тщательные анализы будущего сырьевого газа и прогноз изменения его состава по мере эксплуатации ГПЗ;

в-третьих, при предварительном выборе месторождения для привязки ГПЗ у промысловиков есть для этого достаточно данных.

Ресурсы углеводородных газов и конденсатов в качестве возможного сырья для переработки приведены ниже и будут анализироваться более тщательно.

В таблицах 1.1, 1.2 даны составы нефтяного попутного и природного газов некоторых месторождений России.

По данным журнала «Нефть России», № 12, 2007 год [1], ресурсный потенциал ПНГ в России составляет 2,3 трлн. м<sup>3</sup>.

Добываем мы вместе с нефтью около 60 млрд. м<sup>3</sup> газа в год. При теперешнем расходе запасов ПНГ хватит примерно на 40 лет. Но при этом надо учитывать возможный рост добычи нефти, т. е. новых источников ПНГ.

Однако 30 млрд. м<sup>3</sup> добытого ПНГ (и это – цифра минимальная), этого ценного нефтехимического сырья, теряется, сгорает на факелах. Перерабатывается всего 25–26% газа. [2]. Поэтому первейшая и важнейшая задача – квалифицированное использование уже добытого газа.

А искать ресурсы не придется: Западная и Восточная Сибирь, Дальний Восток и шельфы северных морей, а быть может, и другие регионы (по мере разработки нефтяных месторождений) будут давать до 26,5% ПНГ дополнительно к имеющимся запасам.