

УДК 665.612.2-027.22



СТУПЕНЧАТАЯ ПЕРЕРАБОТКА И ПРЕВРАЩЕНИЕ НЕФТЯНОГО ПРОМЫСЛОВОГО ГАЗА ДО МОНОМЕРОВ, ПОЛИМЕРОВ И КАУЧУКОВ

С.А.Вертягин, А.В.Бородин, Э.М.Мовсумзаде
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Большой интерес представляет переработка попутного нефтяного газа, так как выделяемые из него углеводороды являются ценным сырьем для производства различных химических продуктов. В данной статье рассмотрены способы извлечения углеводородов из нефтяного газа, такие как абсорбционный, компрессионный, адсорбционный и низкотемпературная ректификация. Более подробно представлена технологическая схема переработки попутного нефтяного газа на предприятиях Западной Сибири, а также разделение широкой фракции легких углеводородов на газофракционирующей установке.

Ключевые слова: нефтяной промысловый газ, природный газ, основные ступени переработки газа, превращение широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), сжиженный углеводородный газ.

E-mail: vertserega91@inbox.ru

DOI: 10.5510/OGP20150400260

Нефть, природный газ, а также продукты их переработки составляют основу топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и определяют экономическое развитие других отраслей и страны в целом.

В 2013 году объем производства газа в России достиг 604.8 млрд.м³ в год, в то время как в США этот показатель 687 млрд.м³ в год.

Россия располагает крупными газовыми и газоконденсатными месторождениями, среди них газоконденсатные месторождения Республики Коми: Вуктыльское, Печерогородское, Печерокожвинское, Пашнинское, Лаявожское, все они входят в состав Тимано-Печорской нефтегазоносной области. Из месторождений Урало-Поволжья (их около 180) наиболее значительными являются Оренбургское и Астраханское. Более 70 газовых и газоконденсатных месторождений открыто в Тюменской, Томской, Новосибирской областях, Краснодарском крае. На севере Тюменской области, относящейся к газоносной области Западной Сибири, открыты крупные газоконденсатные месторождения - Уренгойское, Ямбургское, Заполярное, Надымское, Юбилейное, Песцовое. [1]

Развитие сырьевой базы для топливно-энергетического комплекса страны и для производства различных химических продуктов характеризуется двумя основными тенденциями:

- небольшим увеличением объемов добычи нефти при одновременном возрастании ее себестоимости из-за вложения значительных средств в разработку малопродуктивных и выработанных месторождений, а также роста затрат на транспорт;
- стабильным ростом объемов добычи природного газа, который используется некачественно, в основном как бытовое и промышленное топливо.

Выделяемые из газа углеводороды являются

ценным сырьем для производства различных химических продуктов. В переработку поступает как нефтяной промысловый газ (НПГ), так и природный газ и синтез-газ. По составу НПГ отличается от природного газа низким содержанием метана и значительной долей высокомолекулярных углеводородов. Компонентный состав НПГ меняется в зависимости от давления в залежи, типа нефти и возраста скважины.

НПГ - газообразные углеводороды, сопровождающие сырую нефть, в условиях пластового давления растворенные в нефти и выделяющиеся в процессе ее добычи. Эти газы содержат 30-80% метана, 10-26% этана, 7-22% пропана, 4-7% бутана и изобутана, 1-3% н-пентана и высших н-алканов. В этих газах содержатся также сероводород, диоксид углерода, инертные газы.

Очень большой интерес представляют технологии переработки попутного нефтяного газа и определяющим фактором для её выбора является его состав, который зависит от качества нефти, способа эксплуатации на нефтепромыслах. Извлечение углеводородов из нефтяного газа может быть осуществлено несколькими способами. Промышленное значение получили абсорбционный, компрессионный, адсорбционный и низкотемпературная ректификация. [2]

Абсорбционный метод отбензинивания газов является наиболее распространенным на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) у нас в стране и за рубежом. Метод основан на избирательном поглощении тяжелых компонентов газа жидкими абсорбентами, в качестве которых используют бензин, керосин или солярный дистиллят, чаще всего керосиновую и дизельную фракцию со средней молекулярной массой от 140 до 200. Растворимость компонентов газа в абсорбенте увеличивается по мере роста молекулярной массы, повышения давления и понижения температуры. Абсорбцию проводят в колонных

аппаратах тарельчатого типа для увеличения площади контакта между жидкостью и газом. Наиболее распространены абсорберы с колпачковыми и ситчатыми тарелками. Абсорбцию проводят обычно при температуре не выше 30-40 °С и давлении 1.0 - 5.0 МПа. Десорбцию проводят при повышенной температуре (160-200 °С) и пониженном давлении (0.3 - 0.5 МПа). Десорбирующим агентом обычно служит острый водяной пар.

Маслоабсорбционный метод (МАУ) - один из основных процессов извлечения из газа тяжелых углеводородов. На первых порах технологическое оформление процесса было очень простое — установка включала две колонны — абсорбер и десорбер, а в качестве десорбирующего агента применяли насыщенный водяной пар. При этом в абсорбционном процессе извлекали 60-70% фракции C_5 и выше. В связи с потребностью в сжиженных газах процесс стали совершенствовать и довели степень извлечения фракции C_3 до 60-90%, фракции C_4 до 80-98%, фракции C_5 и выше до 94-99%. Процесс проводят обычно при температуре окружающего воздуха, однако последнее время стали использовать пропановое и аммиачное охлаждения.

Типичная принципиальная схема процесса масляной абсорбции, осуществляемого при температуре окружающего воздуха приведена на рисунке 1.

Компрессионный метод основан на сжатии газа с последующим его охлаждением. При этом тяжелые компоненты газа переходят в жидкое состояние. Оптимальное давление сжатия определяется несколькими факторами: составом исходного газа, требуемой степенью извлечения целевых компонентов, энергозатратами на сжатие и охлаждение и т.п. В большинстве случаев оптимальное давление

составляет - 3.5, 5.7 и 7.5 МПа. Газ обычно сжимают с помощью двух- или трехступенчатых компрессоров. Для повышения эффективности работы компрессоров применяют межступенчатое охлаждение газа в промежуточных холодильниках и охлаждение стенок цилиндров компрессора. Для сжатия газа используют поршневые и турбокомпрессоры. Первые обычно применяют в области высоких давлений, вторые — при давлениях не выше 4.5 МПа. Турбокомпрессоры имеют большую производительность. Для привода компрессоров используют электродвигатели, газомоторы, паровые или газовые турбины. Наиболее экономичными являются паровые турбины.

После сжатия производится осушка газа жидкими или твердыми поглотителями влаги с последующим охлаждением сжатого и осушенного газа до низких температур в пределах от Ю до ЮСГС.

Конечная стадия - это разделение образовавшейся газожидкостной смеси углеводородов на деэтанализованный конденсат (нестабильный газовый бензин или широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ)) и несконденсировавшийся газ. Такое разделение возможно на одноколонной или двухколонной установке.

Компрессионный метод применяют для отбензинивания жирных газов, содержащих более 150 г углеводородов C_3 и выше на 1 м попутного газа. Недостатком метода является нечеткое разделение, что приводит к попаданию легких углеводородов в конденсат и потере значительной части тяжелых углеводородов с газовой фазой. Поэтому данный метод применяют обычно в комбинации с другими, более эффективными методами отбензинивания. Схема установки низкотемпературной конденсации газа представлена на рисунке 2.

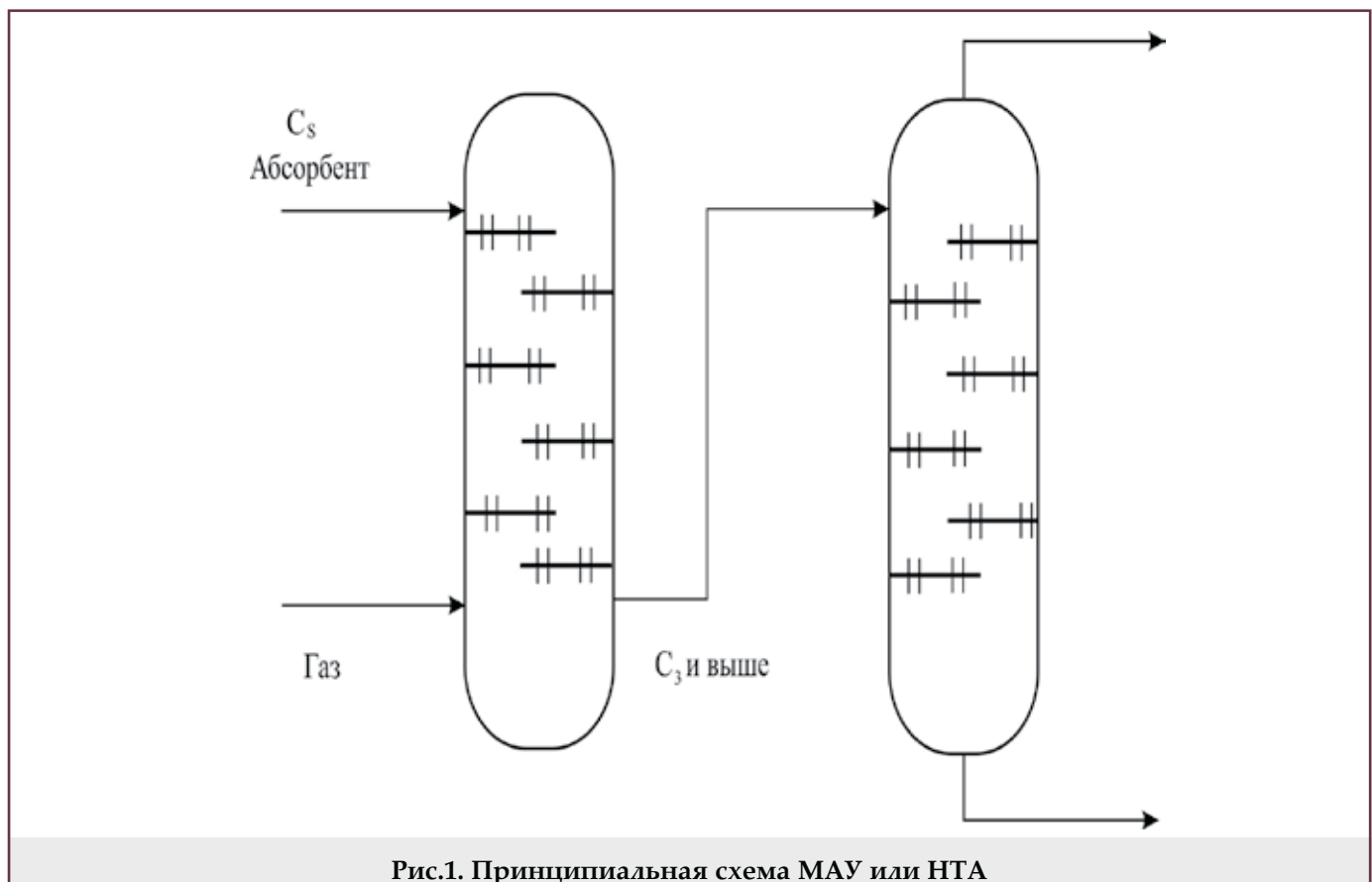


Рис.1. Принципиальная схема МАУ или НТА

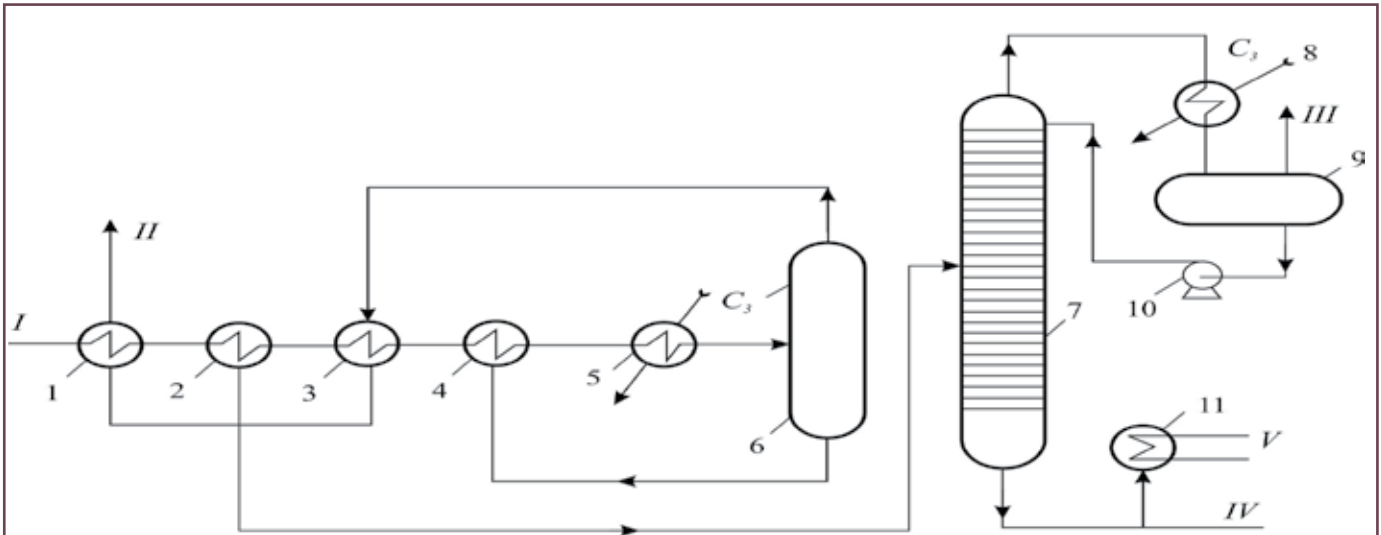


Рис.2. Схема установки низкотемпературной конденсации газа:
 I – сырьевой газ; II – отбензиненный газ; III – этановая фракция;
 IV – деэтанализованный бензин; V – водяной пар
 1,2,3,4,5 - теплообменники газ-газ; 6,9 - рефлюксная ёмкость;
 7 - колонна разделения; 8 - пропановый холодильник; 10 - насос

Низкотемпературная ректификация (НТР) имеет одинаковые первые три стадии процесса как для способа низкотемпературной конденсации (НТК). Отличие между ними в четвертой стадии разделения. А именно, если в схеме НТК в первую ректификационную колонну поступает только отсепарированный конденсат, то в схеме НТР в колонну поступает вся газожидкостная смесь.

В установке низкотемпературной ректификации жирный газ проходит через теплообменник, где охлаждается обратным потоком остаточного газа и поступает в колонну-деэтанализатор. Газы с верха колонны проходят через пропановый холодильник, где происходит частичная их конденсация. Конденсат стекает в рефлюксную емкость, откуда насосом подается на орошение колонны. Несконденсированные газы из рефлюкс-емкости проходят через теплообменник-рекуператор и направляются в газопровод.

Деэтанализованный нестабильный бензин с низа колонны отводится в товарный парк или на газодифракционные установки (ГФУ).

Для производства искусственного холода используют обычно компрессорные холодильные машины, хладагентом в которых являются пропан, этан или фреон, а также турбодетандеры, в которых энергия расширяющегося газа рекуперирована для производства холода.

Схема низкотемпературной ректификации представлена на рисунке 3.

Адсорбционный метод. При получении газового бензина адсорбционным методом в качестве адсорбента обычно применяют гранулированный активированный уголь или силикагель. При использовании в качестве адсорбента силикагеля основным процессом является осушка газа, а получение газового бензина - побочным.

Адсорбцию проводят при пониженных температурах и повышенных давлениях. Для десорбции применяют острый или перегретый пар (в случае угля) либо сухой горячий газ (в случае силикагеля).

Газ, после охлаждения и прохождения через фильтр для очистки от капель углеводородов и механических примесей, поступает снизу в адсорбер, где происходит его отбензинивание. Далее газ поступает в подогреватель, где нагревается до 120-140 °С и затем в нижнюю часть находящегося на стадии осушки адсорбера. Увлажненный газ направляется в низ десорбера, находящегося на

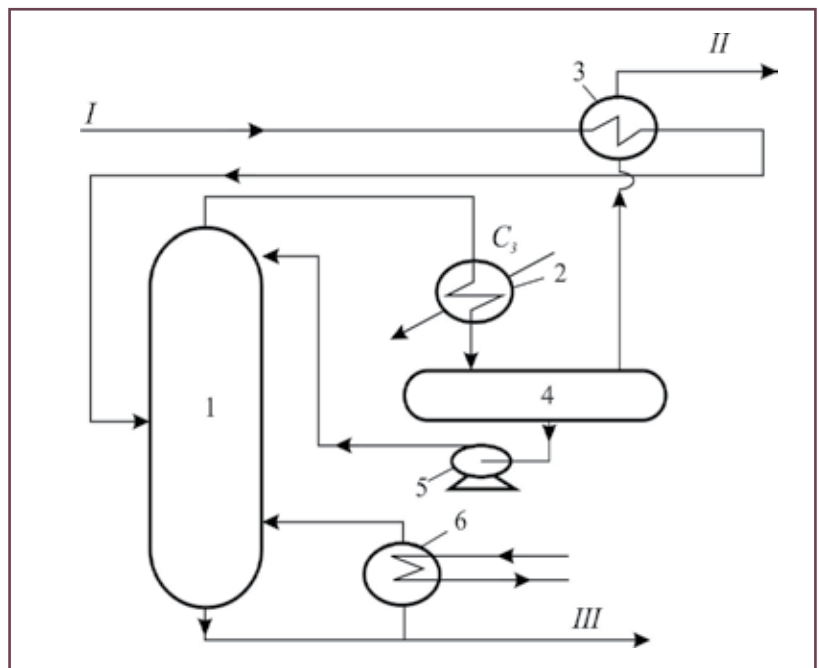


Рис.3. Схема установки низкотемпературной ректификации:
 I, II – сырьевой и отбензиненный газы;
 III – деэтанализованная ШФЛУ
 1 - деэтанализатор; 2 - пропановый холодильник;
 3 - теплообменник газ-газ; 4 - рефлюксная емкость;
 5 - насос; 6 - кипятильник

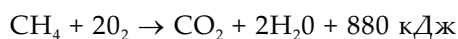
стадии охлаждения. Смесь паров воды и углеводородов охлаждается, и сконденсированные углеводороды отделяются в сепараторе. [3]

Основная продукция газоперерабатывающих предприятий - это сухой отбензиненный газ (СОГ), ШФЛУ, бензин газовый стабильный (БГС). Каждая фракция представляет собой возможности получения углеводородов с заданными свойствами.

Как товарный продукт широкая фракция легких углеводородов не находит квалифицированного применения, в то время как входящие в его состав индивидуальные углеводороды — пропан, изобутан, н-бутан, изопентан и т.д., а также стабильный газовый бензин, имеют широкое применение.

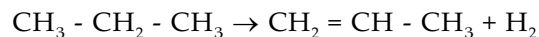
Существуют различные варианты его переработки на ГФУ. Например, возможен вариант, предусматривающий выделение этановой фракции для производства этилена, пропан-бутановой фракции, предназначенной для использования в качестве сжиженного бытового газа или моторного топлива, а также пентана для производства растворителей и смеси углеводородов от гексана и выше, направляемой на производство ароматических углеводородов каталитическим риформингом. Иногда отдельно выделяют пропан и бутан, направляемые на дегидрирование и производство полимеров, в том числе синтетических каучуков.

Реакция окисления углеводородов. В присутствии катализаторов эти реакции наблюдаются начиная с температур порядка 100 °С, после чего наступает пламенное горение. Так как реакции горения углеводородов имеют цепной характер и протекают со сравнительно большим индукционным периодом, то процесс горения сопровождается в той или иной степени термическим распадом исходных молекул. Этот распад происходит из-за тепловой неустойчивости углеводородов, выражающейся в том, что при нагревании в зависимости от температуры, длительности ее воздействия и ряда других факторов они претерпевают изменение химической структуры, начиная от простого расщепления до перегруппировки атомов в углеводородные соединения другого гомологического ряда. Эти новые углеводороды являются также теплоустойчивыми, так что конечным продуктом такого процесса, если он достаточно длителен, все же являются углерод и водород. Из всех углеводородов наиболее устойчивым является метан, теплоустойчивость других уменьшается с увеличением молекулярного веса. Схема реакции горения:



Реакции дегидрирования. При дегидрировании происходит разрыв связи между атомами углерода и водорода в молекуле углеводорода и отщепление водорода от молекулы органического соединения. Обычно этот процесс проходит при высокой температуре. Но при такой температуре возможно замыкание связи между двумя атомами углерода, т.е. расщепление углеводорода (крекинг). Чтобы провести преимущественно дегидрирование углеводорода, а не его крекинг, применяют ряд технологических приемов: повышают температуру, снижают

давление, подбирают определенное время пребывания реагентов в реакторе, вводят селективные катализаторы. Катализаторы не могут полностью подавить реакции расщепления углеводородов, но зато они во много раз повышают скорость реакции дегидрирования. Это позволяет провести процесс дегидрирования за столь короткое время, что реакция расщепления не успевает пройти. Схема реакции дегидрирования пропана:



Реакция пиролиза. В результате термического разложения углеводородов получают различные продукты и в том числе низшие олефины, метан, а также другие алканы меньшей молекулярной массы, чем исходный. Так, при описании пиролиза этана молекулярными реакциями основной является реакция дегидрирования с образованием этилена. При пиролизе пропана наряду с дегидрированием до пропилена происходит расщепление до этилена и метана.



Процесс термического разложения углеводородов, состоящий из многих элементарных реакций, которые протекают одновременно и последовательно, условно можно расчленить на две последовательные стадии. На первой стадии протекают первичные реакции термического расщепления алканов и циклоалканов с образованием олефинов, диолефинов и алканов с меньшим, чем у исходных углеводородов или равным числом атомов углерода, а также водорода. На второй стадии образовавшиеся олефины и диолефины подвергаются реакциям дегидрирования, дальнейшего расщепления и конденсации с образованием циклических ненасыщенных (циклополиенов) и ароматических углеводородов. В дальнейшем ходе реакции получают всё более сложные многоядерные ароматические углеводороды. [4]

Реакция полимеризации. Процессы полимеризации могут протекать с более или менее высокими скоростями в зависимости от химического строения и природы мономера, а также в зависимости от температуры, давления, присутствия различных примесей и других условий.

Реакции полимеризации, как правило, являются высокоэкзотермическими. В промышленности процессы полимеризации проводят в массе (блочным методом), в растворе или в эмульсии.

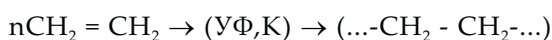
При блочном методе осуществляют полимеризацию чистого мономера, к которому добавляют инициатор. При этом в аппарате мономер превращается в сплошную массу твердого полимера (блок). Характерный недостаток блочного метода обуславливается неравномерностью отвода тепла из различных точек реакционной массы, что связано с малой теплопроводностью полимера.

Полимеризацию в растворе проводят, используя жидкости, растворяющие и мономер, и полученный полимер, или жидкости, не растворяющие полимер, который по мере образования выпадает в осадок. При полимеризации в растворе в аппаратах

с мешалками обеспечивается более равномерный и эффективный съем тепла реакции. Однако, указанный метод отличается повышенной пожаро- и взрывоопасностью, так как в качестве растворителей во многих случаях применяют большие объемы легковоспламеняющихся и горючих жидкостей (например, циклогексан).

Полимеризация в водных эмульсиях — весьма распространенный метод получения полимеров, так как он удобен не только для полимеризации отдельных мономеров, но и для сополимеризации двух или нескольких мономеров. Водно-эмульсионный способ полимеризации позволяет осуществлять процесс с большими скоростями и легко регулировать тепловой режим. Кроме того, разбавленность взрыво- и пожароопасных мономеров в водной эмульсии позволяет более безопасно осуществлять процесс.

Схема реакции полимеризации этилена в полиэтилен:



ШФЛУ является сырьем для производства сжиженного газа и для химической переработки. На основе углеводородов входящих в состав ШФЛУ, можно получить разнообразные ценные химические продукты. При ее выделении из жидкого конденсата получают также стабильный газовый конденсат.

На установках газодифракционирования в аппаратах колонного типа, за счет разницы температур кипения продуктов, происходит разделение методом ректификации ШФЛУ на фракции индивиду-

альных углеводородов: пропановую, бутановую, изо-бутановую, пентановую, изо-пентановую, гексановую и БГС - это смесь фракций пентановой, изо-пентановой и гексановой. БГС может подвергаться облагораживанию и вторичной переработке, поскольку состоит из углеводородов $\text{C}_5\text{-C}_6$.

Установка газодифракционирования состоит из нескольких ректификационных колонн, оборудованных кипятильниками, конденсаторами и теплообменниками. Переток сырья из одной колонны в другую происходит без насосов, за счет разности давления в колоннах; таким образом, используется потенциальная энергия сжиженного газа. В качестве теплоносителя используется насыщенный водяной пар низкого давления. Применение пара обеспечивает гибкость регулирования температуры и безопасность процесса по сравнению с огневым нагревом в трубчатых печах.

ГФУ бывают двух типов: одноколонные (стабилизационные) и многоколонные. Одноколонные установки предназначены для стабилизации газового бензина и получения топливного сжиженного газа (смесь пропана и бутана). Наибольшее распространение получили многоколонные ГФУ, позволяющие получать, кроме стабильного газового бензина, индивидуальные углеводороды. Сырьем для ГФУ служит деэтанализованный нестабильный газовый бензин.

На рисунке 4 приведена принципиальная схема ГФУ, позволяющая получать, кроме стабильного бензина, пропан, изобутан и н-бутан.

Нестабильный газовый бензин после подо-

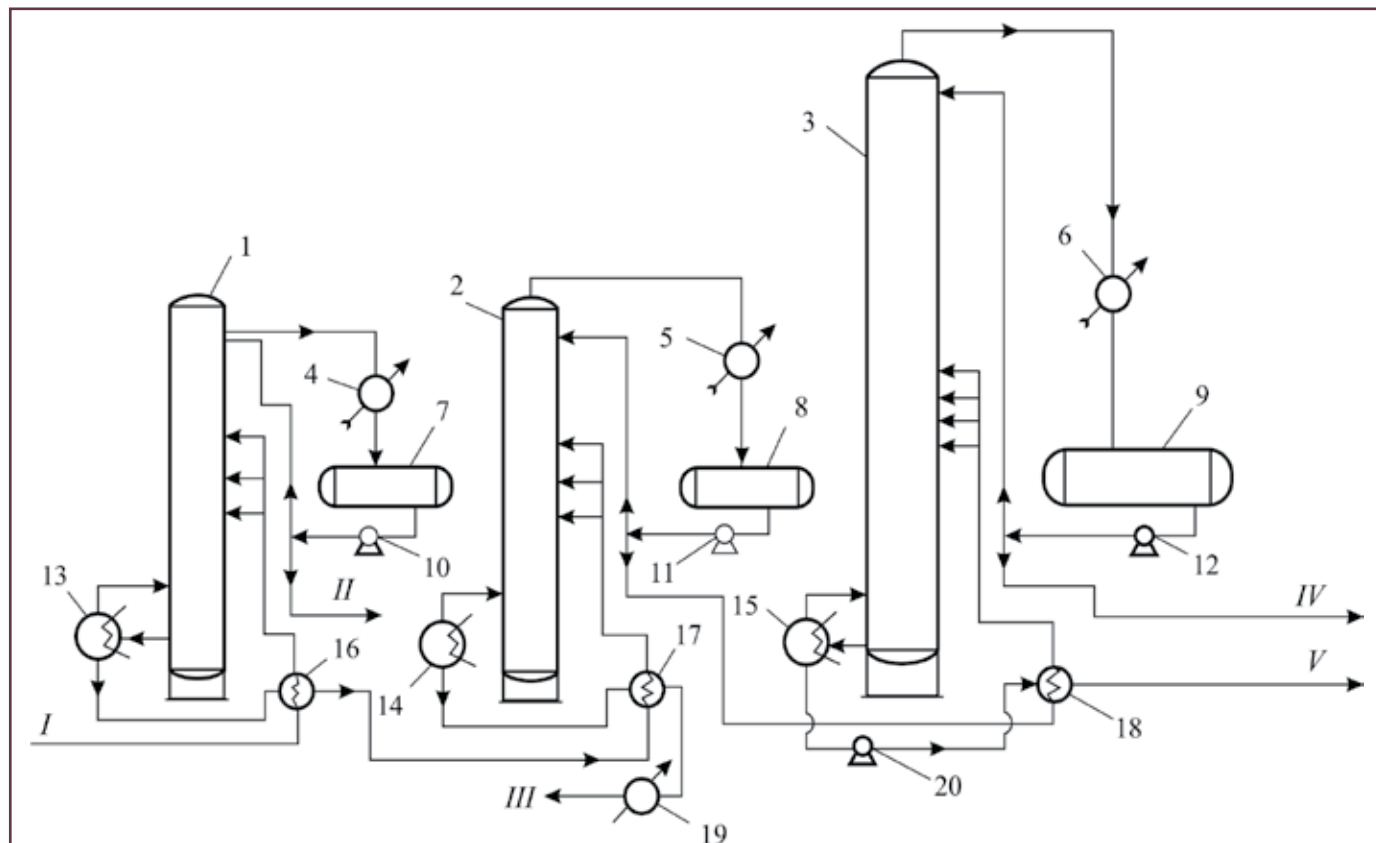


Рис.4. Технологическая схема промышленной ГФУ:

Потоки: I - нестабильный бензин; II - пропан; III - стабильный газовый бензин; IV - изобутан; V - н-бутан.

1 - пропановая колонна; 2 - бутановая колонна; 3 - изобутановая колонна;
4,5,6 - конденсаторы-холодильники; 7,8,9 - емкости орошения; 10,11,12,20 - насосы;
13,14,15 - кипятильники; 16,17,18 - теплообменники; 19 - холодильник бензина.

грева в теплообменнике поступает в пропановую колонну. В колонне происходит отделение товарного пропана от бутан-бензиновой смеси. Пары пропана сверху колонны конденсируются полностью, часть конденсата направляется на орошение колонны, а избыток откачивается на товарный склад. Бутан-бензиновая смесь через кипятильник и теплообменники направляется в среднюю часть бутановой колонны. В бутановой колонне происходит отделение смеси н-бутана и изобутана (верхний продукт) от стабильного газового бензина (нижний продукт). Стабильный газовый бензин с низу колонны через кипятильник, теплообменник и холодильник направляются в товарный парк. Сконденсированный верхний продукт бутановой колонны частично направляется на орошение колонны, а избыток через теплообменник поступает в середину изобутановой колонны. В изобутановой колонне происходит разделение изобутана (верхний продукт) и н-бутана (нижний продукт).

При необходимости получения на ГФУ других индивидуальных углеводородов (н-пентана, изопентана и т.д.), в состав установки вводят дополнительные ректификационные колонны.

Сухой отбензиненный газ (СОГ) может подаваться в газопровод для бытового использования. Однако он также может быть использован для получения синтез-газа $\text{CO} + \text{H}_2$, метилового спирта, аммиака и других продуктов.

Важной задачей, является также разработка эффективной технологии производства синтез-газа. В последние годы разработан ряд новых модификаций этого процесса с получением синтез-газа с заданными соотношениями оксида углерода и водорода. Наиболее интересные технологии разработаны датской фирмой «Халдор Топсе» (усовершенствованная паровая конверсия и сочетание неполного окисления и адиабатической конверсии), американской фирмой «Хоу-Бейкер Инжиниринг Инк» (автотермический процесс), российскими учёными («Тандем-процесс»).

Одним из перспективных направлений разработки эффективных технологий получения синтез-газа является применение керамических мембран, которые имеют и каталитический эффект. Это довольно простая и, следовательно, дешевая технология, активно разрабатываемая в США, но на сегодня не вышедшая за рамки лабораторных исследований. [5]

На основе синтез-газа возможно получение большинства крупнотоннажных химических продуктов. Важное преимущество процессов на основе синтез-газа состоит в том, что он может быть легко переработан в более удобные для транспортировки метанол, либо смесь жидких углеводородов.

Перед Российской нефтехимией стоят следующие задачи:

- более полное использование ресурсов попутного газа, как наиболее эффективного вида сырья для нефтехимии. Значительная часть этого сырья в настоящее время сжигается на факелах;

- решение проблемы транспортировки ШФЛУ, в том числе для незагруженных мощностей на нефтехимических комбинатах;
- оценка потребностей в газовом сырье для производства крупнотоннажных нефтехимических продуктов: олефинов, ароматических углеводородов, метанола, сажи, мономеров для производства синтетических каучуков и других полимерных материалов;
- анализ возможностей использования газовых ресурсов для производства моторных топлив.

Одновременно с созданием установок, утилизирующих низконапорные газы, необходимо наладить структуру и усовершенствовать технические средства использования сжиженного нефтяного газа (СНГ) в быту, в коммунальных целях (котельные), в качестве моторного топлива на автотранспорте и в малой авиации.

В России утилизация низконапорных газов, сжигаемых на факелах, не получила распространения, в то время как в зарубежных странах в этом направлении накоплен значительный опыт. Одной из причин недостаточно высокой степени утилизации попутного газа в районах Западной Сибири являются трудности с использованием СНГ. В настоящее время не решены вопросы широкого применения СНГ непосредственно на местах его производства, а транспорт продукции по железной дороге дорог. Создалась ситуация, когда значительные территории Западной Сибири испытывают потребность в энергоносителях, а имеющиеся ресурсы СНГ не используются в должной мере. Более того, газодобывающее предприятие платит значительные штрафы за выбросы вредных продуктов сгорания газа на факелах. [6]

Переработка нефтяного попутного газа является основой получения нефтехимических и химических продуктов.

В литературе достаточно работ, посвященных превращениям нефтяного попутного газа (ПНГ). Фундаментально рассмотрены все пути переработки и использования ПНГ и его вторичных продуктов. Однако нет в работах оценки физико-химических, термодинамических и прямых путей использования углеводородных мономеров, завершающихся основными нефтехимическими продуктами.

В связи с этим представляет интерес расчетное определение физико-химических и термодинамических параметров поступенчато фракций с целью их энергетической оценки, и прогнозирования количественного выхода фракций и даже продуктов для дальнейшего управления технологическими процессами.

По составу ПНГ отличается от природного газа низким содержанием метана и значительной долей высокомолекулярных углеводородов. Компонентный состав ПНГ меняется в зависимости от давления в залежи, типа нефти и возраста скважины.

Основными направлениями использования

попутного нефтяного газа, помимо сжигания, на сегодняшний день являются:

- химическая переработка;
- криогенная переработка;
- закачка в пласт;
- использование ПНГ для выработки электроэнергии.

Наиболее технологичным методом использования ПНГ является химическая переработка на ГПЗ.

На ГПЗ с полным (законченным) технологическим циклом применяют пять основных технологических процессов:

1. прием, замер и подготовка (очистка, осушка и т.д.) газа к переработке;
2. компримирование газа до давления, необходимого для переработки;
3. отбензинивание газа, т.е. извлечение из него нестабильного газового бензина;
4. разделение нестабильного бензина на газовый бензин и индивидуальные технически чистые углеводороды {пропан, бутаны, пентаны, н-гексаны};
5. хранение и отгрузка жидкой продукции завода.

Рассмотрим более подробно последовательность и технологическую схему переработки ПНГ на одном из газоперерабатывающих предприятий компании СИБУР - крупнейшей нефтехимической компании России и Восточной Европы с полным охватом отраслевого цикла от газопереработки до производства мономеров, пластиков и синтетических каучуков и переработки пластмасс.

Одним из ключевых факторов стабильного развития компании является наличие собственной сырьевой базы. Предприятия СИБУРа перерабатывают более 50% попутного нефтяного газа страны, получаемого от крупнейших нефтегазовых компаний России. С компанией ТНК-ВР создано совместное предприятие по переработке ПНГ — ООО «Юграгазпереработка». Основная продукция газоперерабатывающих предприятий — это сухой отбензиненный газ (СОГ), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), бензин газовый стабильный (БГС) и сжиженные углеводородные газы (СУГ). Доля СИБУРа в российском производстве СУГ составляет 35%.

На Южно-Балыкском ГПЗ осуществляется переработка попутного нефтяного газа (низконапорного и высоконапорного), поступающего с месторождений «РН-Югранскнефтенгаз».

Низконапорный попутный нефтяной газ от компрессорных станций нефтяных месторождений «РН-Югранскнефтенгаз» и Мамонтовского цеха подготовки и перекачки нефти (ЦППН-2) поступает в отделение нефтеконденсатоотделителей (узел приема низконапорного ПНГ). Из входного коллектора газа, низконапорный нефтяной газ поступает в сепараторы, после чего отсепарированный ПНГ поступает на прием сырьевых компрессорных станций: установку компримирования сырого газа и Мамонтовскую компрессорную станцию (КС-2 и МКС).

На установке компримирования сырого газа газ, проходя через сепаратор, поступает на прием компрессора ТК-801/3. Сжатый газ последовательно (3 ступени) охлаждается и сепарируется в аппаратах. Компримированный газ до давления 3.65 МПа охлаждается в аппарате воздушного охлаждения, сепарируется в концевом сепараторе и поступает в общий коллектор нагнетания сырьевых компрессорных станций.

На установке МКС газ пройдя через приемные сепараторы - пылеуловители, оперативные узлы учета и через узел редуцирования, поступает на прием компрессоров КЦ-101/1-3. После сжатия в цилиндре низкого давления (ЦНД), газ направляется в аппарат воздушного охлаждения, затем в сепаратор и далее на вторую ступень компрессора в цилиндр высокого давления (ЦВД). Компримированный газ с ЦВД направляется в аппараты воздушного охлаждения и затем в сепаратор. Конденсат направляется на узел сбора конденсата, откуда конденсат отводится в линию ШФЛУ, а газовая фаза сбрасывается в сепаратор С-101.

Общий поток компримированного ПНГ от КС-2 и МКС подается на установку переработки газа (УПГ-1), где происходит переработка на блоках НТА (низкотемпературная абсорбция) и НТК (низкотемпературная конденсация). Перед захолаживанием в поток ПНГ подается моноэтиленгликоль для извлечения влаги. Процесс захолаживания происходит в пропановых холодильниках.

Поток газа и углеводородного конденсата подается в деметанизатор (абсорбер) К-301. Нижний продукт К-301 направляется в деэтанизатор К-302, далее кубовый остаток из К-302 подается в стабилизатор К-303. Стабилизатор К-303 представляет собой сложную колонну с выносной секцией (стриппинг-колонной) К-304, позволяющей выделить из деэтанизованного насыщенного абсорбента компоненты широкой фракции легких углеводородов. Кубовый продукт колонны К-303 используется в качестве теплоносителя для поддержания температурного режима для всех колонн. Пары с верха колонн К-301 и К-302 через сепаратор подаются на дожимные компрессорные станции (ДКС-1,2). Нижний продукт стриппинга К-304 (ШФЛУ) через испаритель направляется в ВХ-302, где охлаждается до температуры +40 °С, затем в воздушный холодильник и через замерное устройство отводится в товарный парк.

Высоконапорный попутный нефтяной газ от Приобской компрессорной станции поступает на узел сепарации газа и конденсата (УСГК) в сепаратор С-101, где он конденсируется и под собственным давлением поступает в емкость, откуда откачивается насосом и поступает на входной коллектор системы измерения количества и показателей качества газового конденсата (СИК ГК). После учета конденсат поступает в переработку на установку переработки газа (УПГ-2 НТК-1300), в колонну К-402 (деметанизатор).

Высоконапорный газ из сепаратора С-101 поступает на блок адсорбционной осушки газа, после чего газ подается на блок НТК-1300 для переработки

ки, где делится на 2 потока. Первый поток (80%) захлаживается в пластинчатых т/о Т-401 и рекуперативных т/о Т-404 обратным потоком холодного СОГ из деметанизатора К-401, в пропановом холодильнике Т-403. После чего сепарируется в С-401 и поступает в турбодетандер ТДА-401. Из ТДА-401 газ с температурой равной минус 65 °С подается на верх колонны К-401.

Второй поток (20%) охлаждается в рекуперативных т/о Т-402, Т-405 и также поступает в С-401. Углеводородный конденсат из сепаратора С-401 подается в качестве питания в колонну К-401.

Куб колонны К-401 насосом подается в деэтанализатор К-402. Для поддержания температуры куба колонны К-402 используется ребойлер. ШФЛУ из Т-407 отводится в товарный парк.

СОГ с верха колонн К-401 и 402 подается на прием ДКС-1,2.

Сухой отбензиненный газ может подаваться в газопровод для бытового использования. Однако он также может быть использован для получения синтез газа, а далее матанола и других полезных соединений.

Для более глубокого извлечения целевых компонентов из СОГ весь поток газа направляют на установку низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР). Процесс ректификации происходит в колонне С-1. Для захлаживания потоков газа используются спирально-навитые т/о НЕ-1,2 (обратным потоком из С-1) и турбодетандер ТДА-1. Для поддержания температуры куба колонны С-1 используется ребойлер НЕ-3 ШФЛУ из НЕ-3 насосами отводится в товарный

парк. СОГ через компрессорную часть ТДА-1 направляется на ДКС и далее в магистральный газопровод «Уренгой-Челябинск» (рис.5).

ШФЛУ по продуктопроводу с Южно-Балыкского ГПЗ поступает на ТСБ «Северная» в парк Б-3, общий объем которого составляет 23600 м³. Из парков ШФЛУ насосами по двум параллельным трубопроводам подается на установки газодифракционирования ГФ-1 и ГФ-2.

На установках газодифракционирования в аппаратах колонного типа, за счет разницы температур кипения продуктов, происходит разделение методом ректификации ШФЛУ на фракции индивидуальных углеводородов:

- на ГФ-1 получают фракции пропановую, бутановую, изо-бутановую, пентановую, изо-пентановую и гексановую;
- на ГФ-2 получают фракции пропановую, бутановую, изо-бутановую, БГС (бензин газовый стабильный) - это смесь фракций пентановой, изо-пентановой и гексановой.

Проектная мощность отделения ГФ-1 после проведения модернизации по увеличению мощности по переработке ШФЛУ в 2010 году составляет 3.8 млн.т в год. После запуска ГФ-2 суммарная мощность увеличилась до 6.6 млн.т в год.

Разделение исходного сырья на фракции индивидуальных углеводородов производится в следующей последовательности:

- выделение этан-пропановой фракции (К-1,1,2)
- выделение изобутан-бутановой фракции (К-2)
- разделение изобутан-бутановой фракции (К-3)

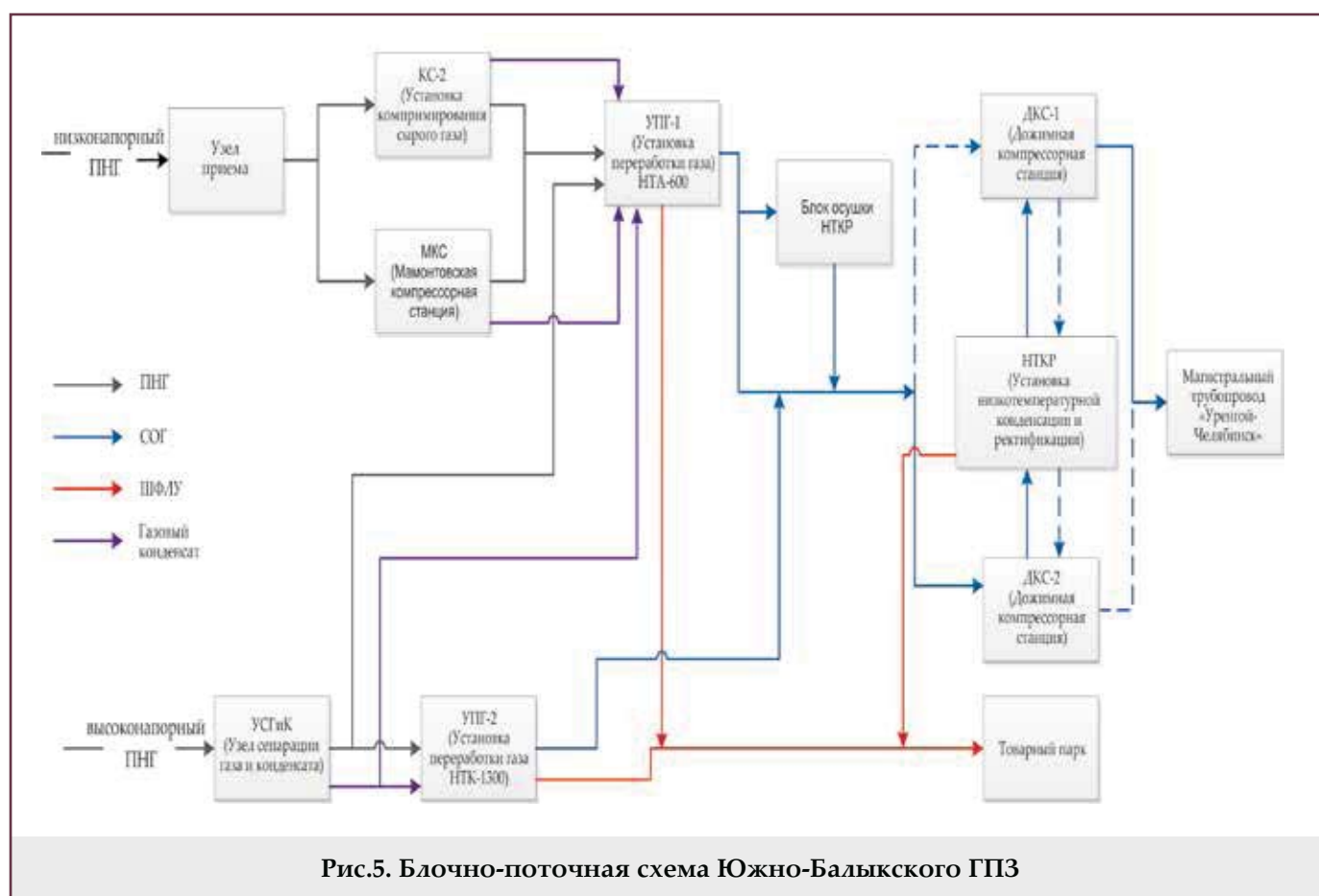


Рис.5. Блочно-поточная схема Южно-Балыкского ГПЗ

- выделение изопентан-пентановой фракции (К-4)
- разделение изопентан-пентановой фракции (К-5)
- разделение этан-пропановой фракции (К-6)

В колоннах К-1-1,2 происходит отделение этан-пропановой фракции которая выходит с веру колонн и направляется на разделение в колонну К-6. В колонне К-6 отгоняется этан с частью пропана и направляется в топливную сеть. Из куба колонны К-6 пропановая фракция направляется на склады ТСБ «Северная» напрямую или через установку азеотропной осушки пропана.

Смесь углеводородов из куба колонн К-1/1,2 направляется в колонну К-2, где сверху происходит выделение изобутан-бутановой фракции, которая направляется в колонну К-3 для разделения на бутан и изобутан.

В кубе колонны К-2 получается БГС. Для ГФ-2 БГС является товарным продуктом и откачивается на ТСБ «Южная». На ГФ-1 БГС направляется в колонну К-4, где верхом выделяется изопентан-пентановая фракция, которая поступает на разделение в колонну К-5. В колонне К-5 происходит разделение на чистые фракции пентановую и изопентановую.

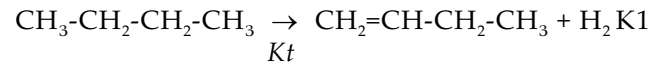
Из куба К-4 гексановая фракция направляется на склады ТСБ «Южная». Полученные продукты разделения откачиваются на склады:

- пропан, бутан, изо-бутан на ТСБ «Северная»;
- пентан, изо-пентан, гексан и БГС на ТСБ «Южная» (рис.6).

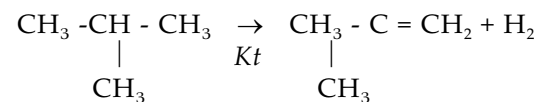
На Тобольской промышленной площадке имеется три разных процесса дегидрирования: дегидрирование

бутана, дегидрирование изобутана, дегидрирование пропана:

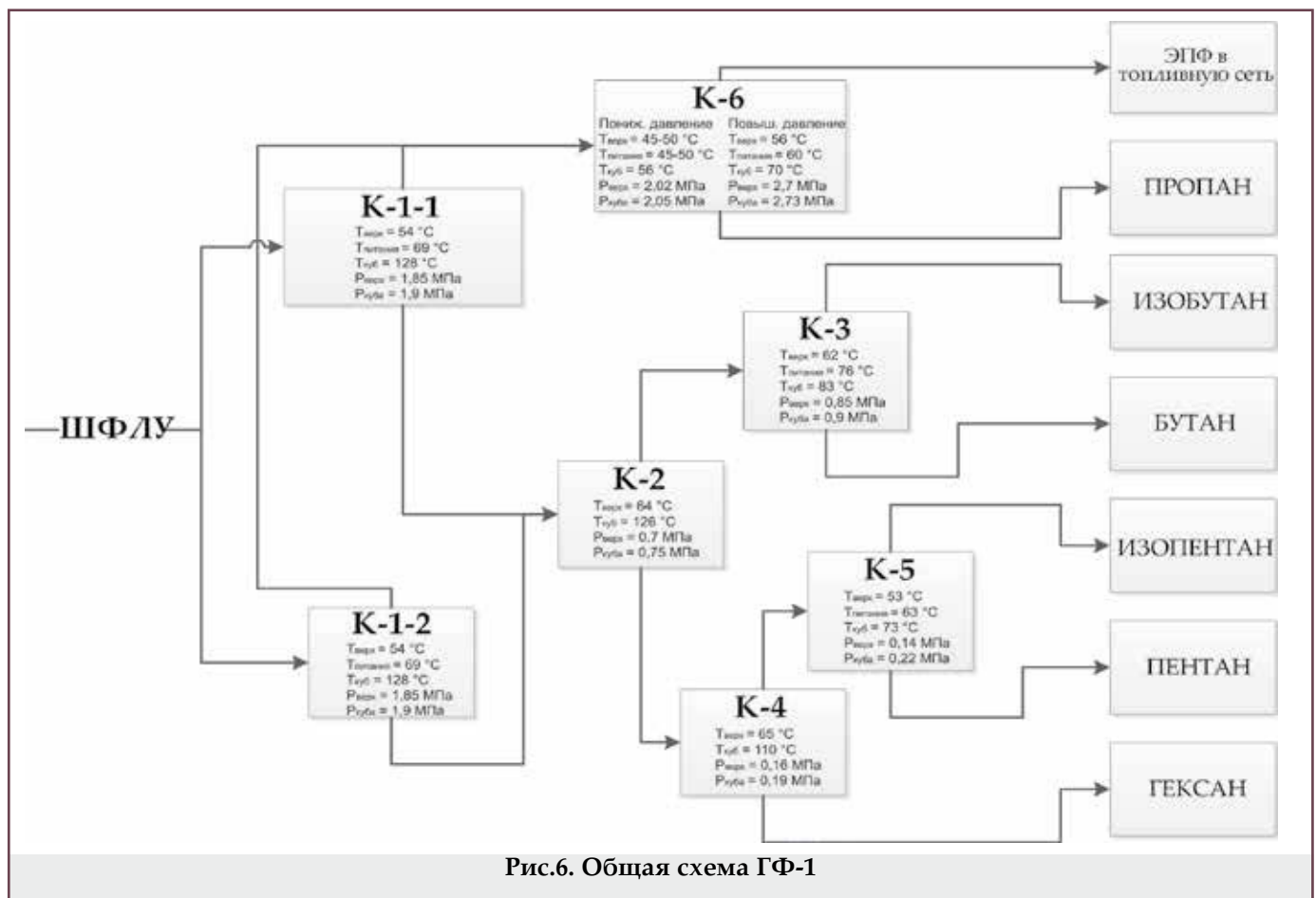
- дегидрирование бутана с целью производства бутадиена. Процесс осуществляется по технологии фирмы «ГУДРИ» на стационарном слое Алюмохромового катализатора под вакуумом. Температура дегидрирования 580 - 620 °С. Бутадиен используется в дальнейшем для производства каучуков.



- дегидрирование изобутана с целью производства изобутилена. Процесс осуществляется по технологии «Ярсинтез» в кипящем слое Алюмохромового катализатора под давлением. Температура дегидрирования 560-600 °С. Изобутилен используется в дальнейшем для производства каучуков, и МТБЭ (высокооктановая добавка в бензины).



- дегидрирование пропана для производства пропилена и далее полипропилена на движущемся слое платинового катализатора.



Так, на наш взгляд может быть представлена поступенчатая переработка и преобразование нефтяного промышленного газа (рис.7).

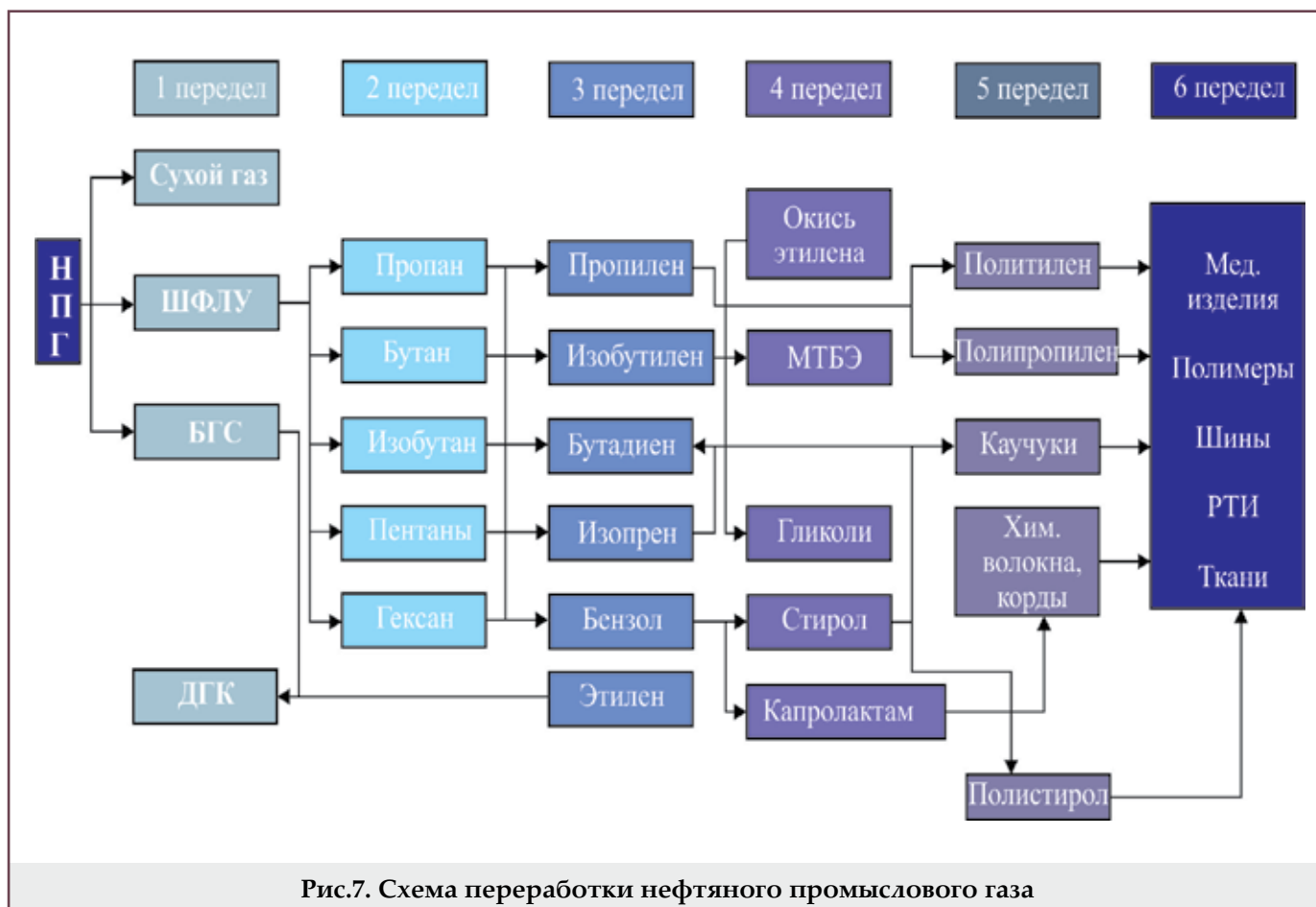


Рис.7. Схема переработки нефтяного промышленного газа

Литература

1. Э.М.Мовсумзаде, А.Л.Лapidус, С.А.Михайлов и др. Газопереработка месторождений Урало-Поволжья и Оренбургской области. М.: ОАО «ЦНИИТЭ Нефтехим», 2000.
2. Л.В.Андреикина, А.Н.Булкатов, М.Э.Мовсумзаде. Становление газопереработки в Западной Сибири. //Нефть, газ и бизнес. -2003. -№6. -С.58-61.
3. А.Л.Лapidус, И.А.Голубева, Ф.Г.Жагфаров. Газохимия. Часть I. Первичная переработка углеводородных газов. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004.
4. Н.Ч.Мовсумзаде, Т.М.Нагиев. Роль теории рециркуляции М.Ф.Нагиева в расчетах химико-технологических процессов //Нефть, газ и бизнес. -2003. -№6. -С.7-10.
5. Н.Ч.Мовсумзаде. Некоторые аспекты развития теоретических принципов математического моделирования химических процессов //Нефтепереработка и нефтехимия. -2003. -№11. -С.54-59.
6. Л.В.Андреикина, А.Н.Булкатов, М.Э.Мовсумзаде. Выделение углеводородов C₃-C₆ на установках ГПЗ Западной Сибири //Нефтепереработка и нефтехимия. -2004. -№9. -С. 23-26

References

1. E.M.Movsumzade, A.L.Lapidus, S.A.Mihaylov i dr. Gazopererabotka mestorojdenij Uralo-Povolzhja i Orenburzhskoj oblasti. M.: ОАО «ЦНИИТЭ Нефтехим», 2000.
2. L.V.Andreykina, A.N.Bulkatov, E.M.Movsumzade. Stanovlenie gazopererabotki v Zapadnoy Sibiri. //Neft, gaz i biznes. -2003. -№6. -S.58-61.
3. A.L.Lapidus, I.A.Golubeva, F.G.Zhagfarov. Gas chemistry. Part 1. Primary processing of hydrocarbon gases. M.: the Gubkin Russian State Oil and Gas University, 2004.
4. N.Ch.Movsumzade, T.M.Nagiev. Rol teorii recirkulyacii M.F.Nagieva v raschetah himiko-tehnologicheskikh processov //Neft, gaz i biznes. -2003. -№6. -S.7-10.
5. N.Ch.Movsumzade. Nekotorye aspekty razvitiya teoreticheskikh principov matematicheskogo modelirovaniya himicheskikh processov //Neftepererabotka i neftehimiya. -2003. -№11. -S.54-59.
6. L.V.Andreykina, A.N.Bulkatov, M.E.Movsumzade. Videlenie uglevodorodov C₃-C₆ na ustanovkah GPZ Zapadnoy Sibiri //Neftepererabotka i neftehimiya. -2004. -№9. -S.23-26

**The step of refining of petroleum craft gas
up to get monomers, polymers and rubbers**

S.A.Vertiagin, A.V.Borodin, E.M.Movsumzade
(Ufa State Petroleum Technological University)

Abstract

Processing of associated petroleum gas is of great interest, as the available hydrocarbons are valuable raw material for the production of various chemical products. This article describes methods for recovering hydrocarbons from petroleum gas, such as absorption, compression, adsorption and low-temperature rectification. In more details here is presented a flow diagram of associated petroleum gas processing at the enterprises of western siberia, as well as the separation of broad fraction of light hydrocarbons at the gas fractionation plant.

**Neft mädən qazının mähäləli emalı və monomerlərə,
polimerlərə və kauçuklara çevrilməsi**

S.A.Vertyaqin, A.V.Borodin, E.M.Movsumzade
(Ufa Dövlət Neft Texniki Universitet)

Xülasə

Səmt neft qazlarından ayrılan karbohidrogenlər müxtəlif kimyəvi məhsulların istehsalında qiymətli xammal olduğu üçün həmin qazların emalı böyük əhəmiyyət kəsb edir. Bu məqalədə karbohidrogenlərin neft qazlarından ayrılmasının absorpsiya, kompressiya, absorpsiya və aşağı temperaturda reftifikasiya kimi üsullarına baxılmışdır. Qərbi Sibir müəssisələrində səmt neft qazlarının emalının texnoloji sxemi, həmçinin qazayırma qurğularında yüngül karbohidrogenlərin geniş fraksiyalara ayrılması daha ətraflı təqdim edilmişdir.