

Казанский Федеральный Университет.

Кафедра технологии нефти, газа и углеродных материалов

Kazan Federal University.

Department of oil & gas technology and carbon materials

Газохимический комплекс по переработке углеводородных газов

различных месторождений

Gas chemical complex for processing hydrocarbon gases from various fields

Кемалов Руслан Алимович, Kemalov Ruslan Alimovich ¹

Кемалов Алим Фейзрахманович, Kemalov Alim Feizrakhmanovich ²

кандидат технических наук,

доцент кафедры технологии нефти, газа и углеродных материалов, профессор РАН ¹

заведующий кафедрой технологии нефти, газа и углеродных материалов,

профессор, академик РАН ²

УДК 66.074. Шифр научной специальности ВАК: 1.4.12. «Нефтехимия»

E-mail: kemalov@mail.ru, Alim.Kemalov@kpfu.ru

Аннотация: Производства по переработке природных газов (ПГ) относятся к крупнотоннажным промышленным производствам, перерабатывающим до нескольких миллиардов м^3 в год сырого газа (несколько миллионов тн в год). Однако в условиях интенсивного развития газовой промышленности объемы добычи ПГ резко возрастают именно в тех регионах, где отсутствуют дополнительные технические и кадровые ресурсы. Так, например, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке еще в 2010 году добывалось всего 33 млрд. м^3 в год ПГ, из которых только 65% подвергалось переработке, а остальные 35% закачивались обратно в пласт или сжигались на факелах, однако по перспективным планам развития этих регионов добыча в них ПГ к 2030 году должна быть доведена до 200 млрд. м^3 в год. При этом потребуется строительство десятков крупнотоннажных газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), что неизбежно должно привести к раздроблению экономического потенциала региона, удорожанию строительства ГПЗ и увеличению себестоимости переработки газа. С целью концентрации экономического потенциала при переработке 200 млрд. м^3 в год ПГ предполагается в этом

регионе построить 3 крупнейших ГПЗ и газохимического комбината (ГХК) с инвестициями до 2030 г. до 160 млрд. рублей [1]. Подобные ГПЗ мощностью от 20 до 70 млрд. nm^3 в год по перерабатываемому газу смогут обслуживать одновременно несколько месторождений ПГ. Так, например, на одном мультитоннажном ГПЗ в Иркутской области предполагается перерабатывать природный газ сразу с нескольких месторождений: Ковыктинского (40 млрд. nm^3 в год), Чиканского и Ангаро-Ленского (18 млрд. nm^3 в год). [2]. При подобной высокой мощности ГПЗ становится нецелесообразным обеспечивать на заводе только предварительную подготовку ПГ для последующей его транспортировки потребителям в качестве топлива.

Abstract: Natural gas (GHG) processing plants are large-scale industrial plants that process up to several billion nm^3 per year of crude gas (several million tons per year). However, in the context of the intensive development of the gas industry, the volume of GHG production increases sharply in those regions where additional technical and human resources are lacking. For example, in Eastern Siberia and the Far East, back in 2010, only 33 billion tons were mined. nm^3 per year of GHGs, of which only 65% were processed, and the remaining 35% were pumped back into the reservoir or flared, however, according to long-term development plans for these regions, GHG production in them should be increased to 200 billion nm^3 per year by 2030. At the same time, the construction of dozens of large-capacity gas processing plants (GPP) will be required, which will inevitably lead to a fragmentation of the economic potential of the region, an increase in the cost of GPP construction and an increase in the cost of gas processing. In order to concentrate the economic potential in the processing of 200 billion nm^3 per year of GHG, it is planned to build 3 largest gas processing plants and gas chemical plants in this region with investments up to 160 billion rubles by 2030 [1]. Similar gas processing plants with a capacity of 20 to 70 billion nm^3 per year for processed gas will be able to serve several GHG fields simultaneously. For example, one multi-tonnage GPP in the Irkutsk region is supposed to process natural gas from several fields at once: Kovyktinsky (40 billion nm^3 per year), Chikansky and Angarolensky (18 billion nm^3 per year). [2]. With such a high capacity of the GPP, it becomes impractical to provide only preliminary preparation of

GHG at the plant for its subsequent transportation to consumers as fuel.

Ключевые слова: газоперерабатывающий и газохимический комплекс, переработка природных газов, месторождения газа, газовая промышленность, подготовка газа, транспортировка газа, топливо.

Keywords: gas processing and gas chemical complex, natural gas processing, gas deposits, gas industry, gas treatment, gas transportation, fuel

1. ВВЕДЕНИЕ (INTRODUCTION)

ГПЗ и ГХК по переработке ПГ УВ (УВ) газов различных месторождений обеспечивают переработку газа газодобывающего региона, который может быть использован в газовой промышленности в условиях ее интенсивного развития.

В настоящее время известно значительное количество патентов, защищающих системы для переработки ПГ, направленные на решение частных задач, не обеспечивающие комплексного эффективного решения по квалифицированному использованию всех компонентов ПГ.

2. МЕТОДЫ (METHODS)

Природный газ, состоящий, в основном, из метана содержит в себе ряд примесей, в частности, воду, азот, сероводород, диоксид углерода, гелий, меркаптаны, легкие УВ (этан, пропан, бутан), которые являются примесями, ухудшающими качество товарного газа, при этом обогащены ценными компонентами, сырьем газохимической промышленности - производство метанола, эфиров, элементарной серы, сульфидов, непредельных УВ и т.д. Известно, что примеси к метану в ПГ снижают теплотворную способность ПГ как топлива. Выделение из ПГ легких УВ обуславливает транспортировку на далекие расстояния нецелесообразность с экономической точки зрения, особенно в условиях Сибири и Дальнего Востока, на нефтехимические предприятия. Этот факт ставит задачу формирования ГПЗ и газонефтехимического комплекса (ГНХК) с оптимальным его размещением в регионе.

РЕЗУЛЬТАТЫ (RESULTS)

Классификация ПГ по содержанию в них гелия включает ПГ богатые (более 0,5% гелия), рядовые (0,1÷0,5%) и бедные (менее 0,1%). В ПГ Ковыктинского месторождения содержится до 1% об. азота и гелия, что делает целесообразным выделение гелия [3], запасы гелия в ПГ Сибири и Дальнего Востока составляют 85% запасов страны [4]. Известно, что руководством ПАО «Татнефть» так же принято решение о модернизации МГПЗ для возобновления процессов выделения гелия, утилизации ПНГ, получения элементарной серы и ценной нефтегазохимической продукции.

ОБСУЖДЕНИЕ (DISCUSSION)

Известны многочисленные технологии переработки ПГ [5], целью которых служит выделение из ПГ гелиевого концентрата, азота, метана и жидких УВ (этана и выше). При анализе данных проектных технологических решений (ПТР) можно отметить высокую степень металлоемкости аппаратов в технологических схемах ГПЗ и ГНХК, в соответствии с многочисленными подходами в различных ПТР, данное обстоятельство возможно эффективно корректировать модернизацией на более совершенные аппараты, менее металлоемкие, с большим энергосбережением, и, что немаловажно постановку задачи полной утилизации диоксида углерода (CO_2) и диоксида серы (SO_2), что увеличит теплотворную способность вырабатываемого топливного газа, выделения и утилизации широкой фракции УВ (ШФЛУ), таким образом, степень утилизации ПНГ значительно увеличится. В ряде проектов [5] отмечается выделение жидких УВ от этана и выше как неэффективное ТПР, так как эта фракция не может служить товарным продуктом и должна транспортироваться для дальнейшей переработки, при этом отмечается, что сжижение этана требует излишних затрат по реализации процесса фракционирования при низких температурах. Здесь следует подчеркнуть, что необходимо учитывать все имеющиеся возможности технологических мощностей оператора – ВИНК по привязке подобных ТПР к существующему технологическому процессингу. Так, известны установки [6, 7], реализующие комбинированный способ подготовки и переработки ПНГ,

обеспечивающий адсорбционную осушку и очистку газа, выделение гелия, контактирование с ингибитором гидратообразования, где обогащенным парами ингибитора гидратообразования поток газа предварительно охлаждается до температур, °С: минус 30 - минус 65, где частично конденсируется и сепарируется. Данная УВ смесь направляется на глубокое охлаждение до температуры, °С: минус 80 - минус 110.

В ряде ТПР [8] по созданию установок по переработке ПГ, обеспечивающие ректификацию из автомобильного пропана и пропан-бутановой фракции, авиационного сконденсированного топлива и отбензиненного газа, отсутствует системный анализ и решение имеющихся технологических недостатков:

- наличие в ПГ неорганических примесей - вода, H_2S , CO_2 , гелий и азот, следствием этому - низкая калорийность получаемого отбензиненного газа;

- наличие в получаемом отбензиненном газе значительного количества этана, который целесообразнее использовать сырьем газохимического производства, так как имеет теплотворную способность ниже, чем метан.

В настоящее время присутствуют ТПР газохимической направленности [9], которые включают технологические блоки осушки и очистки газов, выделения газового конденсата, который подвергается процессам стабилизации, платформирования и ректификации с получением осушенного газа, УВ C_5 и выше и ароматических УВ. Здесь специалистами отмечается, что отбензиненные газы в такого типа ТПР характеризуются низкими значениями калорийности и теплотворной способности в виду содержащихся в значительном количестве УВ C_2-C_5 , таким образом, данные ТПР способны решать газохимические задачи. В связи с этим возможно увеличение ассортимента получаемой продукции.

Необходимо отметить, что существующие ТПР в современных реалиях должны учитывать необходимость решения экологических и топливно - энергетических задач, таких как:

- исключение выбросов в атмосферу продуктов регенерации адсорбентов осушки и очистки газа, в частности, CO_2 и SO_2 ;

- выделение в виде ценного газохимического сырья УВ, в первую очередь этана, что исключит их безвозвратную потерю при сжигании в качестве топлива и снижению, таким образом, его теплотворной способности;

- оценка необходимости глубокого охлаждения газа в процессе переработки, °С: до минус 80 - минус 110, так как дальнейшая транспортировка и переработка газа на месте не требуют столь глубокого охлаждения при использовании ингибиторов гидратообразования.

С целью проведения комплексного анализа действующих ТПР в практике газопереработки и газохимии РФ был изучен пример функционирования Оренбургского газоперерабатывающего и Гелиевого заводов по переработке ПГ, включающий технологические блоки для извлечения из газов воды, CO_2 , сероводорода (H_2S), гелия и УВ C_2 и выше, при этом сырьем Оренбургского ГПЗ является ПГ двух нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ): Оренбургского (ОНГКМ), и Карачаганакского (КНГКМ), существенно различающихся по своему составу. Данное производство относится к мультитоннажным. Оба вида ПГ существенно различаются по содержанию примесей, в частности, гелия, H_2S и CO_2 . Технологическая схема производства включает последовательно блоки аминовой очистки смеси газов ОНГКМ и КНГКМ от H_2S и CO_2 , блоки получения элементарной серы в процессе Клауса, на блоках криогенного разделения получение гелия, метана, этана, фракции УВ C_3 и выше, осушенного топливного газа. Одновременно с газом на производстве получают из нестабильного конденсата стабилизированный товарный конденсат, абсорбент для масляной абсорбции и природный одорант [10]. При детальном анализе данного ТПР возникает необходимость решения следующих задач:

1) повышение отбора гелия, так как настоящие значения низкие (80% от потенциала) вследствие использования гелий содержащего газа ОНГКМ для разбавления газа КНГКМ, содержащего значительное количество CO_2 . Это объясняется необходимостью поддержания реакций в процессе окисления серы методом Клауса;

2) значительные потери этана и пропана, вследствие переработки части газа на блоке низкотемпературной масляной абсорбции, где этан не выделяется,

а пропан абсорбируется маслом не более, чем 50%, а также по причине его использования для создания холода при получении гелия. Из-за этого отбор этана составляет не более 40% от потенциала, а пропана не более 83% от потенциала;

3) низкое качество осушки в процессе низкотемпературной масляной абсорбции - температура точки росы осушенного топливного газа составляет - не ниже минус 15°C, что осложняет его транспортировку потребителям в зимнее время из-за образования кристаллогидратов и необходимости применения метанола;

4) незначительная эффективность аминовой очистки ПГ от H₂S и CO₂ в связи с необходимостью извлечения этих примесей при их близкой концентрации в сырье, % об.: 2,88 H₂S и 2,57 CO₂. Это обстоятельство не позволяет осуществить селективное извлечение примесей и оптимизировать работу массообменного оборудования;

5) низкая селективность поглотительного масла по отношению к H₂S и R-SH приводит к повышенной концентрации (мг/м³) в топливном газе соединений H₂S и R-SH, соответственно, до 20 и 36, что не соответствует современным нормам для топливного газа, соответственно, 7 и 16;

б) низкая эффективность производства серы в виду высокого содержания CO₂ в кислом газе. Это обстоятельство снижает эффективность протекания процессов: а) извлечение серы из кислого газа методом Клауса; б) очистка хвостовых газов, так как содержащийся в составе ПГ CO₂ попадает в состав кислого газа, за исключением незначительного количества CO₂, которое не поглощается в процессе аминовой очистки и низкотемпературной масляной абсорбции и удаляется с топливным газом;

- в соответствие с современными требованиями к ТПР появилась необходимость повышения ассортимента газохимических продуктов.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ (CONCLUSION)

В статье авторами ставится задача изучения ТПР по созданию высокоэффективных ГПЗ и ГХК газодобывающего региона получением топливных, газохимических и химических продуктов с одновременным

снижением техногенного воздействия на окружающую среду. Увеличение мощности установок ГПЗ и ГХК приведет к повышению эффективности использования основных фондов предприятий.

4. ВЫВОДЫ (OUTPUT)

Поставленная задача решается за счет того, что в комплексе ГПЗ и ГХК должна быть разработана взаимосвязанная технологическая схема, позволяющая вырабатывать следующие продукты:

- товарная метановая фракция (товарный газ);
- гелий (газообразный и сжиженный);
- сжиженные метан и этан;
- пропан- бутановая фракция;
- пентан-гексановая фракция;
- пропан-бутан автомобильный и пропан-бутан технический;
- элементарная сера техническая;
- полиэтилен и полипропилен;
- метанол и этанол;
- этиленгликоли и технические растворители;

для внутренних нужд предприятия:

- водород и кислород;
- водяной пар;
- газообразное и жидкое топливо;

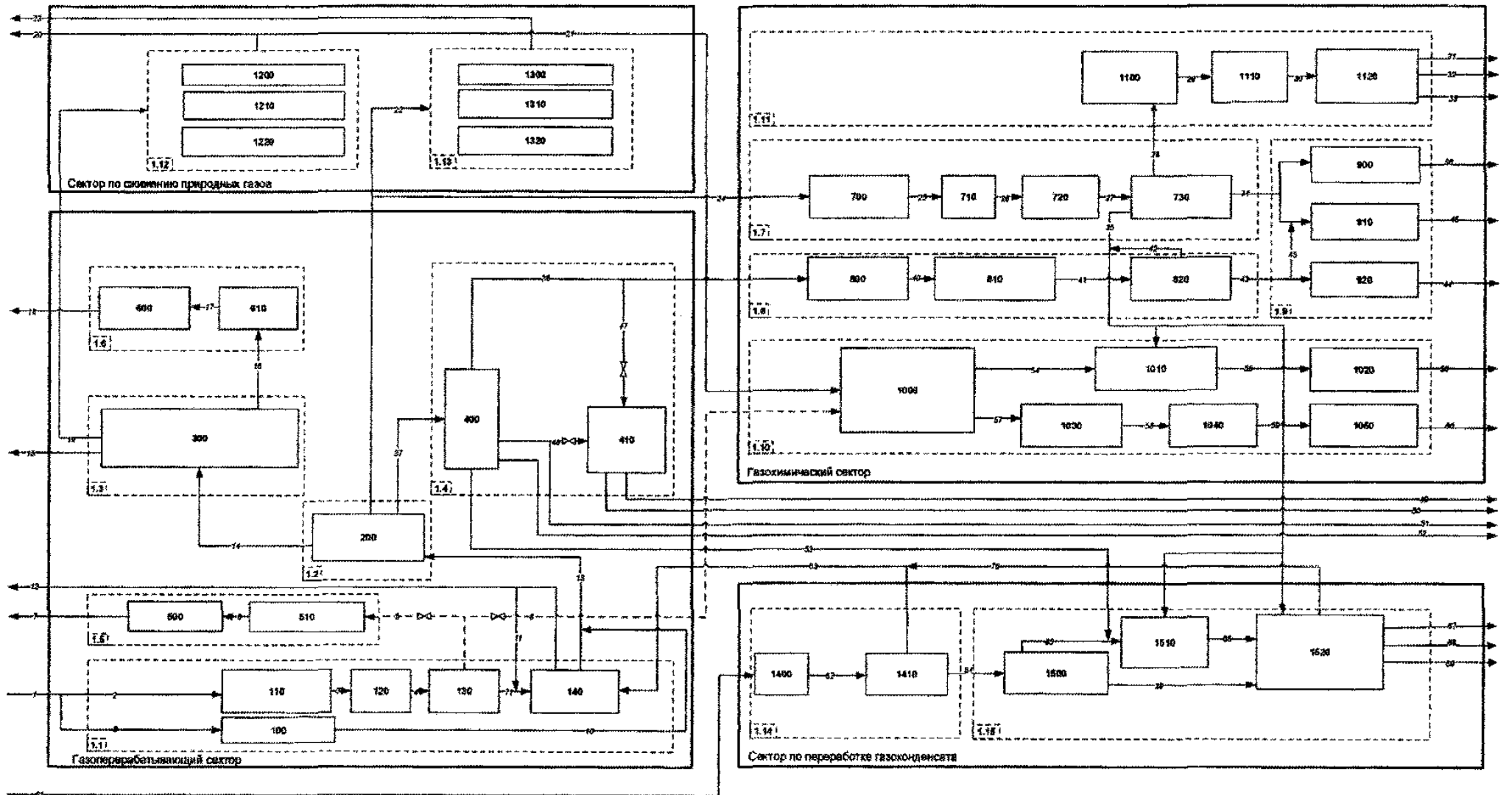


Рисунок 1 – Блок схема комплекса ГПЗ и ГХК

Таким образом, комплекс ГПЗ и ГХК (рис.1) состоит из блоков:

- 1.1 - подготовки сырья - кислый газ и водород; при этом отводимые предельные УВ газы с блока 1.15 и газ стабилизации с блока 1.14 направляются в блок 1.1, с учетом того, что перемещение технологических потоков между смежными секторами обеспечивается дополнительными перекачивающими станциями, позволяющими равномерно распределять потоки между секторами;
- 1.2 - низкотемпературного фракционирования сырья – получение азота, гелиевого концентрата, ШФЛУ, этановой фракции с получением этилена и водорода;
- 1.3 - получения товарной метановой фракции (товарного газа);
- 1.4 - получения суммы СУГ и пентан-гексановой фракции - получение пропановой, бутановой, изобутановой и пентан-гексановой фракции, пропан-бутана технического и автомобильного;
- 1.5 - получения элементарной серы;
- 1.6 - получения товарного гелия;
- 1.7 - получения этилена;
- 1.8 - получения пропилена;
- 1.9 - получения полимеров, сополимеров - получением полиэтилена, сополимера и полипропилена;
- 1.10 - получения синтез-газа, метанола и высших спиртов, аммиака;
- 1.11 - получения этиленгликолей - моно-, ди- и триэтиленгликолей;
- сектора по сжижению ПГ, состоящего из
- 1.12 - блока сжижения товарной метановой фракции (товарного газа);
- 1.13 - блока сжижения этановой фракции;
- 1.14 - сектора подготовки конденсата, в котором в качестве сырья блока стабилизации конденсата, газ стабилизации;
- 1.15 - нестабильный газоконденсат, блока получения моторных топлив, отводимые предельные углеводородные газы;
- 1.16 - стабильный газоконденсат;

При этом целесообразно, чтобы блок 1.1 газоперерабатывающего сектора ГПЗ и ГХК включал установку получения газа, обогащенного гелием, путем, например, мембранного извлечения части гелия из исходного ПГ, последовательно соединенные установки компаундирования ПГ возможно различных месторождений в сырьевой поток, сепарации подготовленной смеси УВ газов от капельной жидкости и механических примесей, поступивших в комплекс из сырьевого газопровода, очистки УВ газов от примесей кислых компонентов, содержащихся в исходном сырье,

включая CO_2 , H_2S , осушки УВ газа, с вовлечением газа стабилизации и предельных УВ газов от сектора по переработке газоконденсата, и удаления ртути, а также парк хранения газа, обогащенного гелием. Такая компоновка блока 1.1 обеспечивает не только качественную подготовку исходного сырья с удалением из него механических примесей, воды, H_2S , SO_2 , но и эффективное функционирование комплекса при изменениях в производительности и компонентного состава ПГ различных месторождений. При незначительном уменьшении концентрации гелия в ПГ снижается эффективность работы турбодетандеров при извлечении гелиевого концентрата в блоке 1.2. Для этого в блоке 1.1 предусмотрена установка мембранного извлечения гелия из потока ПГ. Гелиевый концентрат из парка хранения может при необходимости подаваться в звено 1.2 при снижении концентрации гелия в ПГ для стабилизации его состава.

Для предварительного разделения УВ сырья, блок 1.2 включает установку низкотемпературного фракционирования сырья для получения метановой, этановой фракции и ШФЛУ, блок 1.3 - установку деазотирования метановой фракции.

Для дальнейшей переработки УВ предусмотрено включение в блок 1.4 установку газофракционирования ШФЛУ для получения различных видов по составу СУГ, содержащих: 1) пропановую, бутановую фракции; 2) пропановую, бутановую и изобутановую фракции; 3) пропан-бутан автомобильный; 4) пропан-бутан технический; 5) пентан-гексановую фракцию.

Для контроля процесса очистки УВ газов от H_2S предусмотрены: установка Клауса, процессы: гидрирования SO_2 , доочистки хвостовых газов с вовлечением водорода из газохимического сектора и дегазации серы.

Для эффективного обеспечения гелием высокой степени чистоты (марки «А» и «Б») необходимо включение в блок 1.6 последовательно функционирующих процессов тонкой очистки гелиевого концентрата от примесей: 1) каталитическая очистка от H_2 и CH_4 ; 2) очистка от масла и осушка гелия, включая компримирование гелиевого концентрата до высокого давления, превышающее критическое давление азота, или среднего давления, ниже критического давления азота; 3) конденсация азота и/или расширения гелия, включая применение турбодетандера; 4) концевая адсорбционная очистка гелия от микропримесей, в том числе короткоцикловая адсорбция; 4) промежуточное хранение газообразного гелия в резервуарах; 5) сжижение очищенного гелия, состоящая из адсорбционной очистки, компрессии, теплообмена и расширения гелия с помощью нескольких турбодетандеров.

Для химической переработки УВ предусмотрено, чтобы блок газохимического сектора включал: установки подготовки этановой фракции и пиролиза, дегидрирования пропана, компрессии, газофракционирования, холодильных циклов, получение этилена, пропилена и водорода.

Для расширения ассортимента выпускаемой продукции и минимизации отходности предприятия целесообразно, чтобы газохимический сектор газоперерабатывающего и газохимического комплекса содержал звенья, перерабатывающие углеводородные полуфабрикаты, побочные продукты процессов пиролиза этана и дегидрирования пропана, диоксид углерода, а именно звено 1.9, которое включает установки подготовки сырья, полимеризации и/или сополимеризации, грануляции полимера и/или сополимера, звено 1.10, которое включает установку получения синтез-газа, установку получения метанола из синтез-газа, содержащего окись углерода и водород, состоящую из узлов синтеза метанола, его очистку в двухколонной системе дистилляции, установку получения аммиака из синтез-газа, содержащего азот и водород, состоящую из узлов синтеза аммиака, его охлаждения и выделения, звено 1.11, которое включает установку каталитического окисления этилена в окись этилена и гидратации окиси этилена до этиленгликолей с дальнейшим их фракционированием с выделением, по крайней мере, моно-, ди- и триэтиленгликолей и других гликолей.

Целесообразно, чтобы сектор по сжижению ПГ (СПГ) газоперерабатывающего и газохимического комплекса включал звено 1.12, который содержит узел компримирования газа, поступающего из звена 1.3, узел охлаждения и теплообмена, узел сепарации и замера сжиженного метана, и звено 1.13, который содержит узел компримирования газа, поступающего из звена 1.2, узел охлаждения и теплообмена, узел сепарации и замера жидкого этана для транспортировки.

Целесообразно также, чтобы сектор по переработке газоконденсата газоперерабатывающего и газохимического комплекса содержал звено 1.14, который включает последовательно соединенные установки электрообессоливания и стабилизации газоконденсата с получением обессоленного и обезвоженного нестабильного газоконденсата, стабильного газоконденсата и газа стабилизации, и звено 1.15, которое включает установку фракционирования стабильного газоконденсата с получением легкой части бензиновой фракции, которая в смеси с пентан-гексановой фракцией, полученной на установке газофракционирования широкой фракции легких УВ, подвергается каталитической изомеризации с получением изомеризата - и тяжелой части бензиновой фракции, которая

подвергается гидрооблагораживанию и риформированию, с последующим фракционированием и гидроизомеризацией (деароматизацией) с получением высокооктановых автобензинов, и керосиновой и дизельной фракции, с последующим их гидрооблагораживанием в зависимости от содержания серы и предельные углеводородные газы, выделяемые в процессе каталитических превращений дистиллятов, используемые для выработки водорода и в качестве сырья звеньев 1.5 и 1.6.

Целесообразно также, чтобы в газоперерабатывающем и газохимическом комплексе технологические установки формировались из следующей аппаратуры, обеспечивающей реализацию эффективного и экономичного технологического процесса:

- установка получения газа, обогащенного гелием, путем мембранного извлечения части гелия или иным способом из исходного природного углеводородного газа состоит из емкостей, конденсаторов, мембранных модулей, насосов, резервуаров и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой, и парка хранения газа, обогащенного гелием;

- установка компаундирования природных УВ газов состоит из системы уравнивания давлений поступающих, по крайней мере, двух потоков углеводородного газа различных месторождений, узлов замера расхода газов, диафрагменных смесителей, газгольдеров, промежуточных емкостей, в случае необходимости компрессора, обеспечивающего создание необходимого напора в сырьевом потоке и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка сепарации сырьевого потока от капельной жидкости и механических примесей состоит из насадочных сепараторов с отбойными устройствами непрерывного действия для улавливания капельной жидкости, отстойников для ее разделения на водную и углеводородную фазы, систем фильтров периодического действия для улавливания механических примесей с возможностью регенерации фильтрующей поверхности, узла замера расхода газа и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой; при этом сепараторы снабжены контактными устройствами перекрестноточного типа ПЕТОН;

- установка очистки углеводородного газа от кислых компонентов при помощи абсорбента аминового типа состоит из абсорбционной и десорбционной колонн, снабженных контактными устройствами и обеспечивающих содержание кислых компонентов в очищенном углеводородном газе не более 5 ppm, рекуперативных теплообменников, холодильников, нагревателей, вспомогательных емкостей, насосов и

трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой; при этом очистка углеводородного газа осуществляется либо от сероводорода, либо от CO₂, либо от их смеси, в зависимости от присутствия этих компонентов в сырье, а колонны снабжены контактными устройствами перекрестноточного типа ПЕТОН;

- установка очистки углеводородного газа от паров воды при помощи адсорбента на основе синтетических цеолитов типа А, состоит, по крайней мере, из трех адсорберов, функционирующих попеременно на основе циклограммы, системы клапанов переключающих адсорберы, печи для нагрева десорбирующего агента, рекуперативных теплообменников, холодильников, влагоотделителя и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка очистки углеводородного газа от паров ртути при помощи адсорбента на основе природных серосодержащих минералов, например: пирита, пирротина, пентландита, сфалерита, галенита, ковелина, халькозина, борнита, молибденита, или перечисленные выше природные минералы, нанесенные на инертный носитель, - состоит, по крайней мере, из двух адсорберов с периодической заменой адсорбента после его насыщения, трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой, и обеспечивает содержание паров ртути в очищенном углеводородном газе не более 2 ppb;

- установка низкотемпературного фракционирования сырья с получением метановой фракции, обедненной этаном, этановой фракции и широкой фракции легких УВ, состоит из собственного источника холода, включая турбодетандер, и внешнего источника холода путем испарения пропана, последовательно соединенных ректификационных колонн, включающих деметанизатор, низкотемпературный абсорбер метановой фракции, этановую колонну, рекуперативных теплообменников, сепараторов, ребойлеров, холодильников, промежуточных емкостей, насосов, систем циркуляционных орошений и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка деазотирования метановой фракции, обедненной этаном, состоит из блока холодильных машин, компрессора, нескольких последовательно соединенных криогенных ректификационных колонн, рекуперативных теплообменников, ребойлеров, холодильников, промежуточных емкостей, насосов, резервуаров и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка газофракционирования широкой фракции легких УВ состоит из нескольких ректификационных колонн, в том числе

депропанизатор и дебутанизатор, деизобутанизатор, работающих под давлением и оборудованных дефлегматором и ребойлером, рекуперативных теплообменников, холодильников, промежуточных емкостей, насосов и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка газофракционирования широкой фракции легких УВ дополнена узлом смешения пропановой и бутановой фракции с получением пропан-бутана автомобильного или пропан-бутана технического;

- установка Клауса с выработкой элементной серы окислением выделенного сероводорода, состоит из реакторов термического и каталитического окисления сероводорода, рекуперативных теплообменников, нагревателей, холодильников, сборников жидкой серы, насосов, колонны дегазации серы, блока доочистки хвостовых газов, с вовлечением водорода, выделенного на газохимическом секторе, состоящего из реактора каталитического гидрирования, с последующим окислением сероводорода или абсорбционным или адсорбционным выделением сероводорода и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка тонкой очистки гелиевого концентрата от примесей, состоящую из узла рекуперативных теплообменников, содержащего, по крайней мере, не менее двух переключающихся теплообменников, узла каталитической очистки от водорода и метана, содержащего теплообменник, подогреватель и каталитический реактор, узла очистки гелиевого концентрата от масла и осушки гелиевого концентрата, содержащего аппараты воздушного охлаждения, водяной холодильник, влагоотделители, компрессоры, фильтр, отделитель масла, осушители, теплообменники, узла конденсации азота, содержащего конденсаторы азота, узла адсорбционной очистки гелиевого концентрата от микропримесей, состоящего из адсорберов, заполненных активированным углем и оборудованных на выходе фильтрами для улавливания угольной пыли и/или заполненных адсорбентами и соединенных в систему аппаратов, соответствующих короткоциклового адсорбции, включая узел рецикла газа регенерации, состоящего из компрессора и трубопроводной системы, соединяющей либо с узлом конденсации азота этой установки, либо с установкой деазотирования метановой фракции, и резервуары для хранения газообразного гелия и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка сжижения очищенного гелиевого концентрата состоит из адсорбера, компрессора, теплообменников, турбодетандеров, емкостей, резервуаров и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка пиролиза состоит, по крайней мере, из одной печи пиролиза, закалочного аппарата, колонны промывки пирогаза, системы ректификационных колонн для выделения этилена, пропилена, метана, водорода, рециркулирующего этана и легких и тяжелых фракций УВ, возвращаемых на пиролиз или используемых в качестве товарных растворителей или котельного топлива для нужд предприятия, рекуперативных теплообменников, ребойлеров, холодильников, промежуточных емкостей, компрессоров, системы создания холода от внутреннего источника с применением турбодетандера и внешних источников, насосов и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- получение пропилена включает теплообменники, печи, реакторы дегидрирования, емкости, колонну регенерации, сепараторы, холодильники, фильтр, насосы, дезанизатор, колонны выделения пропилена, адсорбер, компрессоры, системы создания холода от внутреннего источника с применением турбодетандера и внешних источников, и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установки получения полимеров, сополимеров состоят из многоступенчатых компрессоров, предполимеризаторов, предсополимеризаторов, основных реакторов полимеризации, сополимеризации, сепараторов высокого и низкого давления, циклонов, теплообменников, емкостей, экструдеров, систем пневмотранспорта и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка получения синтез-газа состоит из подогревателя, адсорбера, печи реактора синтеза и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка синтеза метанола из синтез-газа состоит из теплообменников, реакторов, конденсаторов, сепараторов, промывочной колонны, очистка метанола состоит из емкости, промывочной колонны, стабилизационной и концентрационной колонн, оборудованных ребойлерами, насосов, конденсаторов, холодильников, сборника и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка получения аммиака включает колонну синтеза, котел-утилизатор, теплообменники, холодильники, испарители, сепараторы, компрессоры, конденсаторы, сборники, абсорберов, дистилляционную колонну, насосы и трубопроводную систему, связывающую аппараты установки между собой;

- установка каталитического окисления этилена в окись этилена и гидратации окиси этилена до этиленгликолей и дальнейшего фракционирования этиленгликолей состоит из реактора, теплообменников, парогенератора, холодильника, абсорберов, компрессоров, десорбера, отпарной колонны, ректификационной колонны, насоса, конденсатора, сепаратора, кипятильника и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- узел сжижения товарной метановой фракции - товарного газа включает сепараторы, компрессоры, аппараты воздушного охлаждения, теплообменники и холодильники, системы создания холода от внутреннего источника с применением турбодетандера и внешних источников и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- узел сжижения этановой фракции включает сепараторы, компрессоры, аппараты воздушного охлаждения, теплообменники и холодильники, системы создания холода от внешних источников и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой;

- установка электрообессоливания и обезвоживания газоконденсата и стабилизации газоконденсата включает теплообменники, доохладители, аппараты воздушного охлаждения, колонну стабилизации, печь, емкости, насосы, сепараторы, электродегидраторы, смесители и трубопроводную систему, связывающую аппараты установки между собой;

- установка получения моторных топлив состоит из ректификационных колонн, сепараторов, насосов, нагревательных печей, емкостей, аппаратов воздушного охлаждения, реакторов, компрессоров, теплообменников и холодильников и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

Целесообразно также, чтобы при переработке природных УВ газов с нескольких месторождений при наличии в одних потоках гелия выполнялось их объединение и переработка, при этом газоперерабатывающий сектор, включая последовательные и/или параллельные звенья технологических установок, предназначенных для получения товарных продуктов, 1.1-1.6, а при отсутствии в других потоках гелия выполнялось их объединение и переработка, при этом газоперерабатывающий сектор, включал последовательные и/или параллельные звенья технологических установок, предназначенных для получения товарных продуктов, 1.1-1.5.

На фигуре 1 представлена схематичная иллюстрация газоперерабатывающего и газохимического комплекса, состоящего из четырех секторов: газоперерабатывающий, газохимический, по сжижению

ПГ и по переработке газоконденсата, которые содержат следующие звенья, узел и установки:

- 1.1 - подготовка сырья;
- 1.2 - низкотемпературное фракционирование сырья;
- 1.3 - получение товарной метановой фракции (товарного газа);
- 1.4 - получение суммы сжиженных УВ газов (СУГ) и пентан-гексановой фракции;
- 1.5 - получение элементарной серы при присутствии сероводорода в исходном сырье;
- 1.6 - получение товарного гелия;
- 1.7 - получение этилена;
- 1.8 - получение пропилена;
- 1.9 - получение полимеров, сополимеров;
- 1.10 - получение синтез-газа, метанола и высших спиртов, аммиака;
- 1.11 - получение этиленгликолей;
- 1.12 - сжижение товарной метановой фракции - товарного газа;
- 1.13 - сжижение этановой фракции;
- 1.14 - стабилизация газоконденсата;
- 1.15 - получения моторных топлив;
- 100 - установка получения газа, обогащенного гелием;
- 110 - установка компаундирования и замера ПГ;
- 120 - установка сепарации;
- 130 - установка очистки от кислых компонентов;
- 140 - установка очистки углеводородного газа от воды и паров ртути;
- 200 - установка низкотемпературного фракционирования;
- 300 - установка деазотирования метановой фракции и выделения гелиевого концентрата;
- 400 - установка газофракционирования широкой фракции легких УВ;
- 410 - узел смешения;
- 500 - установка доочистки хвостовых газов и дегазации серы;
- 510 - установка Клауса;
- 600 - установка сжижения гелиевого концентрата;
- 610 - установка тонкой очистки гелиевого концентрата;
- 700 - установка подготовки сырья;
- 710 - установка пиролиза;
- 720 - установка компримирования и обработки пирогаза;
- 730, 820 - газофракционирующая установка;
- 800 - установка получения пропилена;
- 810 - установка компрессии и обработки газа;

900 - установка получения полиэтилена;
910 - установка получения сополимера;
920 - установка получения полипропилена;
1000 - установка получения синтез-газа;
1010 - установка синтеза метанола;
1020 - установка очистки метанола;
1030,1050 - установка получения аммиака;
1040 - установка охлаждения;
1100 - установка каталитического окисления этилена;
1110 - установка гидратации;
1120, 1500 - установка фракционирования;
1200 - установка компримирования сжиженного метана;
1210 - установка охлаждения и нагрева сжиженного метана;
1220 - установка сепарации и замера сжиженного метана;
1300 - установка компримирования этановой фракции;
1310 - установка охлаждения и нагрева этановой фракции;
1320 - установка сепарации и замера этановой фракции;
1400 - установка электрообессоливания и обезвоживания газоконденсата;
1410 - установка стабилизации газоконденсата;
1510 - установка каталитической изомеризации;
1520 - установка гидрооблагораживания, риформирования, фракционирования и гидроизомеризации.

Природный углеводородный газ по линии 1 поступает в газоперерабатывающий сектор в звено 1.1, в котором разделяется на два потока, первый поток последовательно поступает по линии 2 - на установку компаундирования и замера ПГ ПО, по линии 3 - на установку сепарации 120, по линии 4 - на установку очистки от кислых компонентов 130, а второй поток по линии 9 отправляется на установку получения газа, обогащенного гелием 100, путем мембранного извлечения части гелия или иным способом.

Если в исходном сырье содержится значительное количество сероводорода, тогда кислый газ отводится на переработку по линии 5 в звено 1.5, состоящего из установки термической и каталитической реакционной части, гидрирования двуокиси серы 510, после которого по линии 6 направляется на установку доочистки хвостовых газов, с вовлечением водорода, отводимого с газохимического сектора (на фиг. 1 не показано), и дегазации серы 500, откуда по линии 7 отводится элементная сера. При содержании в исходном сырье значительного количества CO₂, кислый газ отводится по линии 8 на установку получения синтез-газа 1000,

входящего в звено 1.10 газохимического сектора. Природный газ после очистки от кислых примесей по линии 71 поступает на установку очистки углеводородного газа от воды и паров ртути 140, откуда отводится газ регенерации, часть которого по линии 11 возвращается на установку очистки углеводородного газа от воды и паров ртути 140, а оставшаяся часть по линии 12 отводится из газоперерабатывающего сектора на собственные нужды. Осушенный и очищенный от ртути газ объединяется с потоком, отводимым по линии 10 с установки получения газа, обогащенного гелием 100, путем мембранного извлечения части гелия или иным способом, и по линии 13 направляется на низкотемпературное фракционирование 200, входящего в звено 1.2, где вырабатываются метановая фракция, обедненная этаном, этановая фракция и широкая фракция легких УВ. Метановая фракция, обедненная этаном, по линии 14 направляется на установку деазотирования метановой фракции и выделения гелиевого концентрата 300, входящего в звено 1.3, продуктами которой являются азот, отводимый с установки по линии 15, гелиевый концентрат, который по линии 16 направляется на установку тонкой очистки гелиевого концентрата от примесей 610 звена 1.6, далее по линии 17 поток очищенного гелия поступает на установку сжижения гелиевого концентрата 600, после которого сжиженный гелий по линии 18 отводится с газоперерабатывающего сектора. Очищенная товарная метановая фракция с установки деазотирования метановой фракции и выделения гелиевого концентрата 300 по линии 19 отводится в звено 1.12 сектора по сжижению ПГ на установку компримирования сжиженного метана 1200, установку охлаждения и нагрева сжиженного метана 1210, установку сепарации и замера сжиженного метана 1220, далее часть сжиженного метана отводится с сектора по сжижению ПГ по линии 20, а оставшаяся часть направляется по линии 21 на установку получения синтез-газа 1000 звена 1.10 газохимического сектора.

Отводимая с установки низкотемпературного фракционирования 200 этановая фракция делится на две части, одна из которых по линии 22 отправляется на установку компримирования этановой фракции 1300, установку охлаждения и нагрева этановой фракции 1310, установку сепарации и замера этановой фракции 1320 звена 1.13, после которого сжиженный этан отводится с сектора по сжижению ПГ по линии 23, другая часть этановой фракции по линии 24 направляется на получение этилена (звено 1.7), а именно на установку подготовки сырья 700, после которой по линии 25 направляется на установку пиролиза 710, продукты которой направляются по линии 26 на установку компримирования и обработку

пирогаза 720, по линии 27 на газофракционирующую установку 730, включающей холодильные циклы, при этом полученные продукты распределяются следующим образом: одна часть выделенного этилена направляется на получение этиленгликолей (звено 1.11), а именно поступает по линии 28 на установку каталитического окисления этилена 1100, где вырабатывается окись этилена, направляемая далее по линии 29 на установку гидратации 1110, после которой смесь этиленгликолей по линии 30 направляется на установку фракционирования 1120, продуктами которого являются моно-, ди- и триэтиленгликоли, отводимые, соответственно, по линиям 31, 32 и 33, другая часть выделенного этилена по линии 34 отводится на установку получения полиэтилена 900 или установку получения сополимера 910 звена 1.9, откуда по линии 36 отводится полиэтилен с газохимического сектора, а водород по линии 35 отправляется либо на установку синтеза 1010 метанола, либо на установку каталитической изомеризации 1510, либо на установку гидрооблагораживания, риформирования, фракционирования, гидроизомеризации 1520, либо на установку доочистки хвостовых газов (последнее на фиг. 1 не показано).

Отводимая с установки низкотемпературного фракционирования 200 широкая фракция легких УВ по линии 37 поступает на установку газофракционирования широкой фракции легких УВ 400, входящего в состав звена 1.4 газоперерабатывающего сектора. Пропановая фракция по линии 38 направляется на установку получения пропилена 800 в звено 1.8 газохимического сектора, далее по линии 40 - на установку компрессии и обработки газа 810, после которой по линии 41 на газофракционирующую установку 820, включающая холодильные циклы, откуда выделенный водород по линии 42 объединяется с водородом, отводимым по линии 35, а пропилен отводится либо по линии 43 на установку получения полипропилена 920, либо по линии 45 на установку получения сополимера 910, при этом по линиям 44 и 46 отводятся с газохимического сектора, соответственно, полипропилен и сополимер. Звено 1.4 газоперерабатывающего сектора включает установку смешения 410, сырьем которого является пропановая и бутановая фракции, отводимые, соответственно, по линиям 47 и 48. Продукты узла смешения: пропан-бутан автомобильный и пропан-бутан технический, - отводятся с газоперерабатывающего сектора, соответственно, по линиям 49 и 50. Выделенные на газофракционирующей установке широкой фракции легких УВ 400 бутановая и изобутановая фракции также отводятся с газоперерабатывающего сектора, соответственно, по линиям 51 и 52, а

пентан-гексановая фракция по линии 53 направляется на установку каталитической изомеризации 1510, входящего в состав звена 1.15 сектора по переработке газоконденсата.

При получении метанола синтез-газ по линии 54 водород поступает на установку синтеза метанола 1010, откуда выделенный метанол по линии 55 направляется на установку очистки метанола 1020, после которой очищенный метанол отводится с газохимического сектора по линии 56. При получении аммиака синтез-газ по линии 57 направляется на установку получения аммиака 1030, далее продукты синтеза по линии 58 направляются на установку охлаждения 1040 и по линии 59 отправляются на установку получения аммиака 1050, который отводится из газохимического сектора по линии 60.

Нестабильный газоконденсат поступает по линии 61 на установку электрообессоливания и обезвоживания газоконденсата 1400 звена 1.14, после которой по линии 62 обезвоженный и обессоленный газоконденсат отправляется на установку стабилизации газоконденсата 1410, откуда газ стабилизации по линии 63 отводится на установку очистки углеводородного газа от воды и паров ртути 140, а стабилизированный газоконденсат по линии 64 на установку фракционирования 1500 звена 1.15, после которой легкая часть бензиновой фракции по линии 65 отправляется на установку каталитической изомеризации 1510, откуда полученный изомеризат по линии 66 поступает на установку гидрооблагораживания, риформирования, фракционирования и гидроизомеризации 1520, куда также поступает по линии 39 поток из установки фракционирования 1500 звена 1.15. Выделенные продукты звена 1.15: высокооктановый бензин, керосиновая и дизельная фракции, - отводятся с сектора по переработке газоконденсата, соответственно, по линиям 67, 68 и 69, а предельные углеводородные газы по линии 70 объединяются с газами стабилизации, выделенными на установке стабилизации газоконденсата 1410, и подаются на установку очистки углеводородного газа от воды и паров ртути 140.

Пример 1. В качестве примера приводятся конкретные данные по практической разработке заявляемого изобретения с целью создания газоперерабатывающего и газохимического комплекса на базе ПГ Чаяндинского месторождения, который является ценным продуктом, что обусловлено его компонентным составом.

Наименование компонента	Содержание, мольная доля
метан	0,85151
этан	0,04529
пропан	0,01476
i-бутан	0,00162
n-бутан	0,00380
i-пентан	0,00028
n-пентан	0,00027
гексан	0,00111
гептан	0,00066
октан	0,00017
водород	0,00105
гелий	0,00505
азот	0,07236
двуокись углерода (CO ₂)	0,00164
вода	0,00006
метанол	0,00037
Итого	1,0000

Из приведенного состава следует, что в исходном газе в высоких концентрациях присутствует гелий, который является стратегическим продуктом, необходимым для развития ракетно-космических и атомных технологий, этан, пропан, бутаны, являющиеся ценнейшим сырьем для производства целого спектра полимеров, оксигенатов и других.

Для данного состава ПГ Чаяндинского месторождения целесообразно, чтобы газоперерабатывающий и газохимический комплекс включал газоперерабатывающий сектор, состоящий из подготовки газа (звено 1.1), низкотемпературного фракционирования (звено 1.2), деазотирования и выделения гелиевого концентрата (звено 1.3) и получения товарного гелия (звено 1.6), сектор по переработке ПГ с выработкой сжиженного метана (звено 1.12) и сжиженного этана (звено 1.13) и газохимический сектор, состоящего из получения этилена (звено 1.7) с его последующей полимеризацией в звене 1.9 с выработкой товарного полиэтилена, получения пропилена (звено 1.8) с его последующей полимеризацией в звене 1.9 с выработкой товарного полипропилена.

Также возможен и второй вариант, в котором газоперерабатывающий и газохимический включал газоперерабатывающий сектор, состоящий из подготовки газа (звено 1.1), низкотемпературного фракционирования (звено 1.2), деазотирования и выделения гелиевого концентрата (звено 1.3) и получения товарного гелия (звено 1.6), сектор по переработке ПГ с выработкой сжиженного метана (звено 1.12) и сжиженного этана (звено 1.13) и сектор по переработке газоконденсата, включающий электрообессоливание и обезвоживание, стабилизацию (звено 1.14),

фракционирование, каталитическую изомеризацию, гидрооблагораживание, риформирование, фракционирование и гидроизомеризацию (звено 1.15).

Таким образом, в таблице 1 представлен материальный баланс по переработке ПГ Чаяндинского месторождения согласно двум вариантам.

Выработанную товарную продукцию целесообразно отправлять в КНР, которая в настоящее время испытывает острую потребность в подобных ресурсах. В связи с этим газоперерабатывающий и газохимический комплекс территориально предлагается разместить возле реки для отправки товарной продукции (полиэтилен и полипропилен), по водному транспорту в КНР, а газы по морскому транспорту.

1. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс, включающий газоперерабатывающий сектор, в котором в качестве сырья звена подготовки сырья 1.1 подается природный углеводородный газ с получением очищенного и осушенного газа и кислого газа, направляемых, соответственно, в звено низкотемпературного фракционирования сырья 1.2 и в звено получения элементарной серы при присутствии сероводорода в исходном сырье 1.5, звена получения товарной метановой фракции (товарного газа) 1.3 подается метановая фракция со звена 1.2 с получением азота, гелиевого концентрата, направляемого на звено получения товарного гелия 1.6, и метановой фракции, звена получения суммы сжиженных УВ газов (СУГ) и пентан-гексановой фракции 1.4 подается ШФЛУ со звена 1.2 с получением пропановой, бутановой, изобутановой и пентан-гексановой фракции, пропан-бутана технического и автомобильного, сектор по сжижению ПГ, состоящий из звена сжижения товарной метановой фракции (товарного газа) 1.12, соединяющегося потоком метановой фракции из звена 1.3, и звена сжижения этановой фракции 1.13, соединяющегося потоком этановой фракции из звена 1.2 с получением товарного газа, газохимический сектор, в котором в качестве сырья звена получения этилена 1.7 подается со звена 1.2 этановая фракция с получением этилена и водорода, звена получения пропилена 1.8 подается со звена 1.4 пропановая фракция, звена получения синтез-газа, метанола и высших спиртов, аммиака 1.10 подается со звеньев 1.12, 1.1 и 1.7-1.8, соответственно, товарный газ, кислый газ и водород с получением метанола и аммиака, звена получения полимеров, сополимеров 1.9 подается из звеньев 1.8 и 1.7, соответственно, пропилен и частично этилен с получением полиэтилена, сополимера и полипропилена, звена получения этиленгликолей 1.11 подается со звена 1.7 оставшаяся часть этилена с получением моно-, ди- и триэтиленгликолей, сектор подготовки конденсата, в котором в качестве сырья звена стабилизации конденсата 1.14

подается нестабильный газоконденсат, звена получения моторных топлив 1.15 подается стабильный газоконденсат, пентан-гексановая фракция и водород, соответственно, со звеньев 1.14, 1.4 и 1.7-1.8 с получением высокооктанового автобензина, керосиновой и дизельной фракций, при этом отводимые предельные углеводородные газы со звена 1.15 и газ стабилизации со звена 1.14 направляются в звено 1.1, с учетом того, что перемещение технологических потоков между смежными секторами обеспечивается дополнительными перекачивающими станциями.

2. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.1 включает установку получения газа, обогащенного гелием, путем мембранного извлечения части гелия или иным способом из исходного природного углеводородного газа, последовательно соединенные установки компаундирования природных УВ газов, по крайней мере, с одного или нескольких месторождений в сырьевой поток, сепарации подготовленной смеси УВ газов от капельной жидкости и механических примесей, поступивших в комплекс из сырьевого газопровода, очистки углеводородного газов от примесей кислых компонентов, содержащихся в исходном сырье, включая диоксид углерода, сероводород, осушки углеводородного газа, с вовлечением газа стабилизации и предельных УВ газов от сектора по переработке газоконденсата, и удаления ртути, а также парк хранения газа, обогащенного гелием.

3. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.2 включает установку низкотемпературного фракционирования сырья с получением метановой фракции, обедненной этаном, этановой фракции и широкой фракции легких УВ.

4. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.3 включает установку деазотирования метановой фракции, обедненной этаном с выделением из него избыточного азота, примесного гелия в виде гелиевого концентрата, включая его промежуточное хранение в резервуарах, и товарной метановой фракции (товарного газа).

5. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.4 включает установку газодифракционирования широкой фракции легких УВ с получением СУГа в виде пропановой и бутановой фракции или пропановой, бутановой и изобутановой фракции, или пропан-бутана автомобильного или смеси пропан-бутана технического, а также пентан-гексановой фракции.

6. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.5 включает установку Клауса с выработкой элементарной серы окислением выделенного сероводорода, состоящую из термической и

каталитической реакционной части, гидрирования двуокиси серы, доочистки хвостовых газов и дегазации серы.

7. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.6 включает последовательно соединенные установки тонкой очистки гелиевого концентрата от примесей, состоящие из узлов рекуперативных теплообменников, каталитической очистки от водорода и метана, очистки от масла и осушки гелия, включая компримирование гелиевого концентрата до высокого давления, превышающее критическое давление азота, или среднего давления, ниже критического давления азота, конденсации азота и/или расширения гелия, включая применение турбодетандера, концевой адсорбционной очистки гелия от микропримесей, в том числе короткоциклового адсорбции, а также промежуточное хранение газообразного гелия в резервуарах, и установки сжижения очищенного гелия, состоящей из узлов адсорбционной очистки, компрессии, теплообмена и расширения гелия с помощью, по крайней мере, нескольких турбодетандеров.

8. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.7 включает установки подготовки сырья (этановой фракции) и его пиролиза, компрессии и обработки пирогаза, газофракционирования и холодильных циклов с получением этилена и водорода.

9. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.8 включает установки дегидрирования пропана, компрессии и обработки газа и газофракционирования и холодильных циклов с получением пропилена и водорода.

10. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 8 и 9, в котором газофракционирование выполнено единым.

11. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.9 включает установки подготовки сырья, полимеризации и/или сополимерации, грануляции полимера и/или сополимера.

12. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.10 включает установку получения синтез-газа.

13. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.10 включает установку получения метанола из синтез-газа, содержащего окись углерода и водород, состоящую из узлов синтеза метанола, его очистки в двухколонной системе дистилляции.

14. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.10 включает установку получения аммиака из синтез-газа, содержащего азот и водород, состоящую из узлов синтеза аммиака, его охлаждения и выделения.

15. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.11 включает установку каталитического окисления этилена в окись этилена и гидратации окиси этилена до этиленгликолей и дальнейшим их фракционированием с выделением, по крайней мере, моно-, ди- и триэтиленгликолей и других.

16. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.12 включает узел компримирования товарной метановой фракции, поступающего из звена 1.3, узел охлаждения и теплообмена, узел сепарации и замера сжиженного метана.

17. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.13 включает узел компримирования этановой фракции, поступающего из звена 1.2, узел охлаждения и теплообмена, узел сепарации и замера сжиженного этана для транспортировки.

18. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.14 включает последовательно соединенные установки электрообессоливания и обезвоживания и стабилизации газоконденсата с получением обессоленного и обезвоженного нестабильного газоконденсата, стабильного газоконденсата и газа стабилизации.

19. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором звено 1.15 включает установку фракционирования стабильного газоконденсата с получением легкой части бензиновой фракции, которая в смеси с пентан-гексановой фракцией, полученной на установке газофракционирования широкой фракции легких УВ, подвергается каталитической изомеризации с получением изомеризата, и тяжелой части бензиновой фракции, которая подвергается гидрооблагораживанию и риформированию, с последующим фракционированием и гидроизомеризацией (деароматизацией) с получением высокооктановых автобензинов, керосиновой и дизельной фракции, с последующим их гидрооблагораживанием в зависимости от содержания серы, и предельных УВ газов, выделяемых в процессе каталитических превращений дистиллятов, используемых для выработки водорода и в качестве сырья звеньев 1.5 и 1.6.

20. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 2, в котором установка получения газа, обогащенного гелием, путем мембранного извлечения части гелия или иным способом из исходного природного углеводородного газа состоит из емкостей, конденсаторов, мембранных модулей, насосов, резервуаров и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой, и парка хранения газа, обогащенного гелием.

21. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 2, в котором установка компаундирования природных УВ газов состоит из системы уравнивания давлений поступающих, по крайней мере, двух потоков углеводородного газа различных месторождений, узлов замера расхода газов, диафрагменных смесителей, газгольдеров, промежуточных емкостей, в случае необходимости компрессора, обеспечивающего создание необходимого напора в сырьевом потоке, и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

22. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 2, в котором установка сепарации сырьевого потока от капельной жидкости и механических примесей состоит из насадочных сепараторов с отбойными устройствами непрерывного действия для улавливания капельной жидкости, отстойников для ее разделения на водную и углеводородную фазы, систем фильтров периодического действия для улавливания механических примесей с возможностью регенерации фильтрующей поверхности, узла замера расхода газа и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

23. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 2, в котором установка очистки углеводородного газа от кислых компонентов при помощи абсорбента аминового типа состоит из абсорбционной и десорбционной колонн, снабженных контактными устройствами и обеспечивающих содержание кислых компонентов в очищенном углеводородном газе не более 5 ppm, рекуперативных теплообменников, холодильников, нагревателей, вспомогательных емкостей, насосов и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

24. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 23, в котором очистку углеводородного газа осуществляют либо от сероводорода, либо от CO₂, либо от их смеси, в зависимости от присутствия этих компонентов в сырье.

25. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 22 и 23, в котором колонны и сепараторы снабжены контактными устройствами перекрестноточного типа ПЕТОН.

26. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 2, в котором установка очистки углеводородного газа от паров воды при помощи адсорбента на основе синтетических цеолитов типа А состоит, по крайней мере, из трех адсорберов, функционирующих попеременно на основе циклограммы, системы клапанов, переключающих адсорберы, печи для нагрева десорбирующего агента, рекуперативных теплообменников, холодильников, влагоотделителя и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

27. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 2, в котором установка очистки углеводородного газа от паров ртути при помощи адсорбента на основе природных серосодержащих минералов, например: пирита, пирротина, пентландита, сфалерита, галенита, ковелина, халькозина, борнита, молибденита, или перечисленные выше природные минералы, нанесенные на инертный носитель, состоит, по крайней мере, из двух адсорберов с периодической заменой адсорбента после его насыщения, трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой, и обеспечивает содержание паров ртути в очищенном углеводородном газе не более 2 ppm.

28. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 3, в котором установка низкотемпературного фракционирования сырья с получением метановой фракции, обедненной этаном, этановой фракции и широкой фракции легких УВ состоит из собственного источника холода, включая турбодетандер, и внешнего источника холода путем испарения пропана, последовательно соединенных ректификационных колонн, включающих деметанизатор, низкотемпературный абсорбер метановой фракции, этановую колонну, рекуперативных теплообменников, сепараторов, ребойлеров, холодильников, промежуточных емкостей, насосов, систем циркуляционных орошений и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

29. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 4, в котором установка деазотирования метановой фракции, обедненной этаном, состоит из звена холодильных машин, компрессора, нескольких последовательно соединенных криогенных ректификационных колонн, рекуперативных теплообменников, ребойлеров, холодильников, промежуточных емкостей, насосов, резервуаров и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

30. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 5, в котором установка газодифракционирования широкой фракции легких УВ состоит из нескольких ректификационных колонн, в том числе депропанизатор и дебутанизатор, деизобутанизатор, работающих под давлением и оборудованных дефлегматором и ребойлером, рекуперативных теплообменников, холодильников, промежуточных емкостей, насосов и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

31. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 30, в котором установка газодифракционирования широкой фракции легких УВ дополнена узлом смешения пропановой и бутановой фракций с получением пропан-бутана автомобильного или пропан-бутана технического.

32. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 6, в котором установка Клауса с выработкой элементарной серы окислением выделенного сероводорода, состоит из реакторов термического и каталитического окисления сероводорода, рекуперативных теплообменников, нагревателей, холодильников, сборников жидкой серы, насосов, колонны дегазации серы, звена доочистки хвостовых газов, с вовлечением водорода, выделенного на газохимическом секторе, состоящего из реактора каталитического гидрирования, с последующим окислением сероводорода или абсорбционным или адсорбционным выделением сероводорода и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

33. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 7, в котором установка тонкой очистки гелиевого концентрата от примесей, состоящая из узла рекуперативных теплообменников, содержащего, по крайней мере, не менее двух переключающихся теплообменников, узла каталитической очистки от водорода и метана, содержащего теплообменник, подогреватель и каталитический реактор, узла очистки гелиевого концентрата от масла и осушки гелиевого концентрата, содержащего аппараты воздушного охлаждения, водяной холодильник, влагоотделители, компрессоры, фильтр, отделитель масла, осушители, теплообменники, узла конденсации азота, содержащего конденсаторы азота, узла адсорбционной очистки гелиевого концентрата от микропримесей, состоящего из адсорберов, заполненных активированным углем и оборудованных на выходе фильтрами для улавливания угольной пыли и/или заполненных адсорбентами и соединенных в систему аппаратов, соответствующих короткоцикловой адсорбции, включая узел рецикла газа регенерации, состоящего из компрессора и трубопроводной системы, соединяющей либо с узлом конденсации азота этой установки, либо с установкой деазотирования метановой фракции, и резервуары для хранения газообразного гелия и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

34. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 7, в котором установка сжижения очищенного гелиевого концентрата состоит из адсорбера, компрессора, теплообменников, турбодетандеров, емкостей, резервуаров и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

35. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 8, в котором установка пиролиза состоит, по крайней мере, из одной печи пиролиза, закалочного аппарата, колонны промывки пирогаза, системы

ректификационных колонн для выделения этилена, пропилена, метана, водорода, рециркулирующего этана и легких и тяжелых фракций УВ, возвращаемых на пиролиз или используемых в качестве товарных растворителей или котельного топлива для нужд предприятия, рекуперативных теплообменников, ребойлеров, холодильников, промежуточных емкостей, компрессоров, системы создания холода от внутреннего источника с применением турбодетандера и внешних источников, насосов и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

36. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 9, в котором получение пропилена включает теплообменники, печи, реакторы дегидрирования, емкости, колонну регенерации, сепараторы, холодильники, фильтр, насосы, деэтанализатор, колонны выделения пропилена, адсорбер, компрессоры, системы создания холода от внутреннего источника с применением турбодетандера и внешних источников и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

37. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 11, в котором установки получения полимеров, сополимеров состоят из многоступенчатых компрессоров, предполимеризаторов, предсополимеризаторов, основных реакторов полимеризации, сополимеризации, сепараторов высокого и низкого давления, циклонов, теплообменников, емкостей, экструдеров, систем пневмотранспорта и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

38. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 12, в котором установка получения синтез-газа состоит из подогревателя, адсорбера, печи реактора синтеза и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

39. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 13, в котором установка синтеза метанола включает теплообменники, реакторы, конденсаторы, сепараторы, промывочную колонну, очистка метанола включает емкости, промывочную колонну, стабилизационную и концентрационную колонны, оборудованные ребойлерами, насосы, конденсаторы, холодильники, сборник и трубопроводную систему, связывающую аппараты установки между собой.

40. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 14, в котором установка получения аммиака включает колонну синтеза, котел-утилизатор, теплообменники, холодильники, испарители, сепараторы, компрессоры, конденсаторы, сборники, абсорберы, дистилляционную колонну, насосы и трубопроводную систему, связывающую аппараты установки между собой.

41. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 15, в котором установка каталитического окисления этилена в окись этилена и гидратации окиси этилена до этиленгликолей и дальнейшего фракционирования этиленгликолей состоит из реактора, теплообменников, парогенератора, холодильника, абсорберов, компрессоров, десорбера, отпарной колонны, ректификационной колонны, насоса, конденсатора, сепаратора, кипятильника и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

42. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 16, в котором узел сжижения товарной метановой фракции (товарного газа) включает сепараторы, компрессоры, аппараты воздушного охлаждения, теплообменники и холодильники, системы создания холода от внутреннего источника с применением турбодетандера и внешних источников и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

43. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 17, в котором сжижение этановой фракции включает сепараторы, компрессоры, аппараты воздушного охлаждения, теплообменники и холодильники, системы создания холода от внешних источников и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

44. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 18, в котором установка электрообессоливания и обезвоживания и стабилизации газоконденсата включает теплообменники, доохладители, аппараты воздушного охлаждения, колонну стабилизации, печь, емкости, насосы, сепараторы, электродегидраторы, смесители и трубопроводную систему, связывающую аппараты установки между собой.

45. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 19, в котором звено 1.15 получение моторных топлив состоит из ректификационных колонн, сепараторов, насосов, нагревательных печей, емкостей, аппаратов воздушного охлаждения, реакторов, компрессоров, теплообменников и холодильников, и трубопроводной системы, связывающей аппараты установки между собой.

46. Газоперерабатывающий и газохимический комплекс по п. 1, в котором при переработке природных УВ газов с нескольких месторождений при наличии в одних потоках гелия выполняется их объединение и переработка, при этом газоперерабатывающий сектор включает последовательные и/или параллельные звенья технологических установок, предназначенных для получения товарных продуктов, 1.1-1.6, а при отсутствии в других потоках гелия выполняется их объединение и переработка, при этом газоперерабатывающий сектор, включает последовательные и/или параллельные звенья технологических установок, предназначенных для получения товарных продуктов, 1.1-1.5.

КОНФЛИКТ ИНТЕРЕСОВ (CONFLICT OF INTEREST)

Авторы подтверждают, что представленные данные не содержат конфликта интересов.

БИБЛИОГРАФИЯ (BIBLIOGRAPHY)

1. Коржубаев, А.Г. Перспективы комплексного развития нефтяной и газовой промышленности Восточной Сибири и Дальнего Востока / Коржубаев А.Г., Филимонова И.В. - текст : непосредственный // Газовая промышленность. – 2011. - № 6. – с. 10-16.
2. Патент 2478569 Российская Федерация, МПК C01B 23/00, C07C 1/04. Способ извлечения гелия из природного газа : № 2011146306 : заявл. 16.11.2011 : опубл. 10.04.2013 / Столяревский А.Я.; заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение "Национальный исследовательский центр "Курчатовский институт". – 9 с. – Текст : непосредственный.
3. Канторович, А.Э. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности / Канторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. - - текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – № 4. – с. 1-24.
4. Патент 2502545 Российская Федерация, МПК B01D 53/00, F25J 3/00, C07C 7/00. Способ переработки природного газа и устройство для его осуществления : № 2012134078 : заявл. 08.08.2012 : опубл. 27.12.2013 / Лебедев Ю.В., Новиков Д.В., Юмашев А.Б., Мамаев А.В., Сиротин С.А., Бахметьев А.П., Гоголева И.В., Блинов В.В.; заявитель Открытое акционерное общество "Газпром". – 13 с. – Текст : непосредственный.
5. Патент 2384359 Российская Федерация, МПК B01D 53/26, F23J 3/06. Газохимический комплекс : № 2017130576 : заявл. 29.08.2017 : опубл. 22.03.2018 / Мнушкин И.А., заявитель Мнушкин И.А. – 13 с. – Текст : непосредственный.

6. Патент 2486945 Российская Федерация, МПК В01D 53/22, В01D 61/00, F25J 3/00. Газохимический комплекс : № 2017130576 : заявл. 29.08.2017 : опубл. 22.03.2018 / Мнушкин И.А., заявитель Мнушкин И.А. – 13 с. – Текст : непосредственный.
7. Патент 116980 Российская Федерация, МПК F25J 3/02 (2006.01). Установка переработки углеводородного газа : № 2012100758 : заявл. 11.01.2012 : опубл. 10.06.2012 / Аджиев А.Ю., Пуртов П.А., Бащенко Н.С., Карепина Л.Н. – 17 с. – Текст : непосредственный.
8. Патент 2435827 Российская Федерация, МПК G10G 5/00, C10L 3/10, C07C 9/00. Способ переработки углеводородных газов нефтяных или газоконденсатных месторождений и установка для его осуществления : № 2010146408 : заявл. 15.11.2010 : опубл. 10.12.2011 / Попов М.В., Фридман А.М., Минигулов Р.М., Шевкунов С.Н. – 9 с. - Текст : непосредственный.
- Канторович, А.Э. Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности / Канторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. - - текст : непосредственный // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2009. – № 4. – с. 1-24.
9. Иванов, С.И. Разработка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). / Иванов С.И. - - текст : непосредственный // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2006. - № 7. – с. 3-9.
10. Патент 2570795 Российская Федерация, МПК C10G 5/00 (2006.01), В01D 53/00 (2006.01), В01D 61/00 (2006.01), C07C 7/00 (2006.01), F25J 3/00 (2006.01)
11. Кемалов, А.Ф. Внедрение научных разработок в современных технологиях комплексной подготовки и переработки природных битумов и сверхтяжелых нефтей и природных битумов республики Татарстан / А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов. – Текст : непосредственный // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление производства запасов углеводородного сырья: материалы Международной научно – практической конференции. 2011 год / Академии наук РТ. - Казань: Изд – во ФЭН., 2011. - С. 515- 517.

12. Кемалов, А.Ф. Энергосберегающая технология производства окисленных битумов / А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов. – Текст : непосредственный // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление производства запасов углеводородного сырья: материалы Международной научно – практической конференции. 2011 год / Академии наук РТ. - Казань: Изд – во ФЭН., 2011. - С. 512- 515.