

ВЫСШЕЕ ОБРАЗОВАНИЕ

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

И. А. Голубева
И. В. Мещерин
Е. В. Родина



ЛАНЬ

E.LANBOOK.COM

И. А. ГОЛУБЕВА,
И. В. МЕЩЕРИН,
Е. В. РОДИНА

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

Монография

Издание второе, стереотипное

Под редакцией члена-корреспондента РАН,
профессора А. Л. Липидуса



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
МОСКВА
КРАСНОДАР
2021

УДК 665.72
ББК 65.304.13я73

Г 62 Голубева И. А. Газоперерабатывающие предприятия России : монография / И. А. Голубева, И. В. Мещерин, Е. В. Родина ; под редакцией А. Л. Лапидуса. — 2-е изд., стер. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 456 с. : ил. — Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-8114-7172-0

Рассмотрены история развития газоперерабатывающей промышленности в РФ, даны общие сведения о технологических процессах газоперерабатывающих заводов, используемом оборудовании, выпускаемой продукции, состоянии и перспективах развития газоперерабатывающей отрасли в России.

Приведены сведения о всех газоперерабатывающих предприятиях Российской Федерации — промышленных предприятиях по переработке природных газов и газового конденсата с получением индивидуальных углеводородов и их смесей, сопутствующих продуктов (серы, гелия) и газомоторных топлив.

Содержит материал о становлении и развитии газоперерабатывающих предприятий и компаний, в состав которых они входят, процессах подготовки и переработки природных газов и газоконденсатов, применяемых технологиях, производимой продукции, состоянии и перспективах развития российских газоперерабатывающих предприятий, о поставках углеводородного сырья для нефте- и газохимических производств; для каждого предприятия приведена контактная информация.

Предназначена для студентов вузов, обучающихся по направлениям подготовки и специальностям, входящим в УГС: «Химия», «Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия», «Химические технологии», и специалистов, занимающихся вопросами переработки и использования природных газов. Книга также будет полезна для специалистов газовой, нефтяной, нефтегазохимической промышленности и других отраслей, связанных с потреблением углеводородных газов и продуктов их переработки.

УДК 665.72
ББК 65.304.13я73

Рецензенты:

Ю. И. ВАЖЕНИН — член комитета Совета Федерации РФ по экономической политике;

Р. М. ТАГИЕВ — председатель Экспертного совета по пожарной безопасности при ООО «Газпром Проектирование».

Обложка
Е. А. ВЛАСОВА

© Издательство «Лань», 2021
© Коллектив авторов, 2021
© Издательство «Лань»,
художественное оформление, 2021

ПРЕДИСЛОВИЕ

Огромные ресурсы природных газов позволяют рассматривать их в качестве основного источника энергии и химического сырья в XXI в. Этим объясняется большой интерес ко всему комплексу вопросов, связанных с ресурсами природных газов, их добычей и переработкой. Монография позволит читателю ознакомиться с каждым этапом переработки природных газов от получения сырого газа до поступления товарного газа и продуктов переработки на рынок. Приведенная информация дает полную картину различных современных технологий, применяемых на российских газоперерабатывающих предприятиях.

Первые в России заводы по переработке нефтяных газов созданы в 1920-х гг. и были в основном ориентированы только на отбензинивание газа. В 1930-х гг. в бывшем СССР построены ГПЗ для переработки попутных и природных газов в Башкирии, Татарстане и Куйбышевской области, на Северном Кавказе и др. Возникновение газопереработки как самостоятельной подотрасли относится к концу 1960-х — началу 1970-х гг.

Россия обладает крупнейшими в мире запасами природных газов — 47,8 трлн м³, что составляет 27,8% от общемировых запасов.

Объем добычи газа в России в 2016 г. вырос на 0,7%, до 640,007 млрд м³, крупнейшей газовой компанией ПАО «Газпром» в 2016 г. добыто 419,07 млрд м³ газа, что примерно на 11 млрд м³ больше плана и на 0,57 млрд м³ больше объема добычи в 2015 г. В 2016 г. Россия экспортировала 77% добытой нефти, 33% газа и 55% угля. Экспорт нефти вырос на 2% до 8,5 млн баррелей в сутки, что составило более 13% мирового экспорта. Экспорт газа увеличился на 6%, достиг 20% мирового экспорта, так что Россия сохранила позицию крупнейшего в мире экспортера нефти и газа. Экспорт газа «Газпромом» в дальнее зарубежье достиг в 2016 г. максимума за всю историю газовой отрасли — 179,3 млрд м³ газа, на 12,5% (в абсолютном выражении на 19,9 млрд м³) больше, чем в 2015 г. Независимые производители газа в 2016 г. увеличили добычу по сравнению с предыдущим годом на 1,9% — до 231,374 млрд м³. Лидерами стали: «Русс-нефть» — на 22,3%, «Башнефть» — на 13,5%, «Татнефть» — на 7,3%, «Рос-нефть» — на 6,8%. Однако независимая компания «Новатэк» снизила добычу на 2,2%, добыча газа сократилась и у нефтяной компании «Лукойл» — на 2,3%.

Газоперерабатывающий (или конденсатоперерабатывающий) завод (ГПЗ) — это промышленное предприятие по переработке природного и попутного газа, газового конденсата с получением индивидуальных углеводородов и их смесей, а также сопутствующих продуктов (серы, гелия) и моторных топлив.

Современные ГПЗ — это предприятия, перерабатывающие десятки млрд куб. м газа и газового конденсата в год. На газоперерабатывающих предприятиях осуществляются различные технологические операции: сепарация газа (идентична сепарации газа на промысле), глубокая осушка и извлечение легких углеводородов низкотемпературной конденсацией и ректификацией, производство гелия и этана фракционированной конденсацией газа при его глубоком охлаждении, абсорбционная и адсорбционная очистка газа от кислых компонентов, разделение газа с помощью низкотемпературных процессов на фракции

и индивидуальные углеводороды, стабилизация и переработка газоконденсатов с получением углеводородных топлив.

В состав ГПЗ входят: пункт приема и подготовки газа и конденсата, компрессорные станции, технологические установки очистки газов от кислых примесей, отбензинивания и осушки газа, разделения газа, стабилизации и переработки газового конденсата, вспомогательные объекты, товарные парки и службы водо-, паро- и электроснабжения, на некоторых ГПЗ — производства технического углерода, серы и гелия.

Продуктами производства являются: товарный газ, сжиженные углеводородные газы в виде пропан-бутановой фракции (СУГ), широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), технические индивидуальные углеводороды, жидкие топлива, технический углерод, элементарная сера, гелий.

Газоперерабатывающие заводы нефтяных компаний и компании ПАО «Сибур Холдинг», перерабатывающей сырье различных российских нефтяных компаний, обеспечивают переработку добываемого в России попутного нефтяного газа (ПНГ), производя товарный газ, подаваемый в газотранспортную систему ПАО «Газпром», широкую фракцию легких углеводородов (ШФЛУ), а также жидкие углеводороды.

Многие продукты газоперерабатывающих предприятий востребованы в нефтехимических производствах для получения непредельных углеводородов, полимеров и кислородсодержащих соединений на их основе.

Учитывая сложность и невысокую селективность прямого окисления низших парафиновых углеводородов, многие ценные химические продукты получают на основе синтез-газа (смеси оксида углерода и водорода в различных пропорциях), получаемого конверсией метана.

На основе синтез-газа можно получать разнообразные кислородсодержащие продукты: метанол, высшие спирты, формальдегид, другие альдегиды и спирты (методом оксосинтеза), метил-трет-бутиловый эфир и диметилловый эфир, карбоновые кислоты, их сложные эфиры, кетоны, карбонаты, карбаматы и т. д. Некоторые из этих продуктов могут быть синтезированы непосредственно из синтез-газа или получаемого из него метанола. Из синтез-газа получают также синтетические углеводороды, на основе которых производят моторные топлива, он является также одним из основных источников водорода, необходимого для производства, например, аммиака.

В настоящее время в России 31 предприятие по переработке газов и газоконденсатов, это, конечно, очень мало для страны с огромными, самыми большими запасами газа в мире; кроме того, основное количество газа экспортируется в качестве энергетического сырья. По запасам природный газ превосходит все известные разрабатываемые ископаемые источники энергии, он является и наиболее экологически чистым топливом, поэтому в текущем столетии несомненно станет основным источником энергии. Но необходима и разработка новых технологий химической переработки газа с получением химической продукции высокого передела, с высокой добавленной стоимостью. Развитие газохимии — неперенное условие развития экономики в нашей стране, что повышает значение подготовки высококвалифицированных специалистов в этой области. Однако в данной монографии не рассматриваются нефтегазохимические

предприятия, которые предназначены для химической переработки компонентов углеводородных газов и нефти.

В настоящее время природный газ является наиболее динамично развивающимся первичным источником энергии для мировой экономики. Уровень мировой добычи природного газа превысил 2,5 трлн м³ и продолжает расти. Международное Энергетическое Агентство (IEA) прогнозирует на период до 2025 г. темпы роста потребления газа в 2,8% по сравнению с 1,8% для нефти и 1,5% для угля. Потенциальные ресурсы традиционного природного газа могут втрое и более превышать доказанные. Это позволяет Международному агентству прогнозировать устойчивый рост мировой добычи газа до 5 трлн м³ к 2025 г. А дальнейший прогноз предсказывает достижение к середине столетия уровня 7 трлн м³, втрое превышающего современный объем добычи газа.

Газопереработка является одной из наиболее перспективных и динамично развивающихся отраслей современного топливно-энергетического комплекса. В ближайшие годы ее развитие будет в значительной степени определять общие тенденции развития и структуру мировой энергетики и химической промышленности. Перед отечественной газопереработкой и газохимией стоит большой комплекс важнейших технико-экономических задач. В первую очередь это разработка современных экономичных и технологичных процессов конверсии газообразных углеводородов в жидкие энергоносители, экологически чистые моторные топлива и сырье для химической промышленности. В России, как и в других нефтедобывающих странах, попутный нефтяной газ (ПНГ) перестал рассматриваться как побочный продукт нефтедобычи. Сегодня его рассматривают как ценнейшее углеводородное сырье, поэтому сокращение объемов сжигания ПНГ является актуальной задачей.

Решение этой проблемы является особенно сложным для малых и средних нефтегазовых месторождений, удаленных от существующей инфраструктуры по переработке попутного нефтяного газа. Простые, апробированные технические решения оказываются неэффективны с экономической точки зрения. Доля таких месторождений в России с ее огромными сухопутными пространствами значительна, и на них формируются основные объемы сжигания газа. Решение задачи по нахождению и практическому внедрению экономически эффективных методов переработки ПНГ на удаленных месторождениях — создание мини-ГПЗ, перерабатывающих газ для местных нужд.

Предлагаемая монография представляет собой систематизацию и анализ материалов по предприятиям, предназначенным для одного из важнейших в нашей стране направлений экономического развития — переработки природных газов. Предназначена для студентов, магистров и аспирантов нефтегазовых, химико-технологических и химических вузов, а также для специалистов, занимающихся вопросами переработки и использования природного газа.

Для удобства изложения материал монографии разбит на четыре главы.

В первой главе описаны история создания и становления, состояние газоперерабатывающей промышленности РФ, перспективы ее развития.

Вторая глава посвящена общим сведениям о газопереработке: источникам природного газа, их составу, подготовке газа к переработке, разделению и переработке газа, основным товарным продуктам.

Третья глава рассматривает основные технологические процессы газоперерабатывающих предприятий: извлечение тяжелых углеводородов из газов, очистка газов от примесей, производство газовой серы, осушка газов, получение товарного газа, производство сжиженных углеводородных газов, производство жидкого гелия, переработка жидких углеводородов.

Четвертая глава — основная, в ней рассмотрены все газоперерабатывающие предприятия РФ, история их создания, становления, развития, поточные и технологические схемы, оборудование, выпускаемая товарная продукция, перспективы развития.

Построение монографии соответствует курсу лекций по технологиям переработки природных газов на газоперерабатывающих предприятиях, читаемых студентам, а также курсу лекций по газоперерабатывающим предприятиям России, читаемых магистрам РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, но представленный материал шире, с более глубоким анализом рассматривает стратегию развития газопереработки в РФ, ее проблемы и перспективы.

Авторы выражают глубокую благодарность сотрудникам кафедры газохимии РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, а также главному технологу Астраханского ГПЗ О. Н. Каратун, ведущему инженеру технологического отдела управления «Татнефтегазпереработка» В. В. Доможирову за помощь в работе и замечания, которые они сделали при подготовке рукописи к печати.

Все критические замечания и пожелания по структуре, содержанию и изложению представленного материала авторы примут с благодарностью.

ГЛАВА 1. ИСТОРИЯ СОЗДАНИЯ, ОСНОВНЫЕ ЭТАПЫ СТАНОВЛЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РФ

Газоперерабатывающая промышленность — быстро развивающаяся отрасль экономики многих промышленно развитых стран, предпочитающих энергоноситель с лучшими энергетическими и экологическими характеристиками — газовое топливо. Природный газ как топливо обладает рядом экологических преимуществ перед нефтью и углем, сжигание нефтяных и угольных топлив дает в 1,4–1,75 раза больше диоксида углерода — парникового газа, который является вероятной причиной климатических изменений.

Природный газ используется главным образом как топливо, но он является также источником углеводородов для химической переработки, основным источником уникального гелия, во многом определяющего развитие в стране высоких технологий, и серы — важного промышленного химреагента. По прогнозам экспертов роль природного газа как сырья газо- и нефтехимических производств в ближайшие годы значительно возрастет и составит конкуренцию нефти.

1.1. Истоки развития газовой промышленности

Первыми использовать природный газ в широких масштабах начали древние китайцы около 2400 лет тому назад. Газ добывали из неглубоких скважин, транспортировали по бамбуковым трубам и использовали для получения соли из рассола в нагреваемых газом испарителях. В конце XVII — начале XVIII в. городской газ, получаемый из угля, применялся на Британских островах и в Соединенных Штатах для освещения улиц и домов. Еще одно направление коммерческого применения природного газа, о котором имеются письменные свидетельства, относится к 1821 г.: Уильям Харт пробурил неглубокую 30-футовую (9 м) скважину во Фредонии, штат Нью-Йорк, откуда по деревянным трубам подавал газ в близлежащие дома и магазины [1]. В исторических источниках имеются упоминания и о других попытках применения природного газа для различных целей.

Однако крупномасштабное потребление газа началось только в первые годы XX в., а бурное развитие отрасли произошло только после Второй мировой войны, когда инженерные достижения позволили сооружать надежные магистральные газопроводы.

Переходя к истокам развития газовой промышленности на территории современной России, следует отметить, что первые упоминания о природных газах, как о «священных», «неугасимых» огнях, были обнаружены за несколько тысяч лет до нашей эры на территории Кавказа. Факелы горящих газов на Апшеронском полуострове и Дагестанском побережье Каспийского моря в начале нашей эры служили маяками для морских судов. В VII в. выделение горючих газов послужило основой для строительства храма огнепоклонников.



Петр Григорьевич Соболевский —
пионер российского газового дела

С конца XV в. проявляется научный интерес к изучению горючего газа и к его коммерческому применению. Об этом свидетельствуют найденные записи русских и зарубежных купцов, путешественников, ученых о газовых источниках. Пионером российского газового дела не без оснований называют Петра Григорьевича Соболевского, который не был открывателем природного газа, но был изобретателем технологии производства искусственного светильного газа, получая его обжигом древесины. Соболевский работал переводчиком в Министерстве юстиции. С 1809 г. основная задача, над которой он работал в свободное от работы время, — создание установки для производства искусственного газа, в ноябре 1811 г. в результате его работы из древесного сырья был получен светильный газ.

В начале 1812 г. были разработаны конкретные меры по внедрению газового уличного освещения в российской столице. Согласно проекту Петра Соболевского и на основе его расчетов Адмиралтейский бульвар должен был освещаться 100 газовыми фонарями, однако чиновническая бюрократическая машина поставила крест на этом проекте.

В 1815 г. Петр Соболевский принял предложение известного предпринимателя Всеволода Всевожского заняться усовершенствованием заводского производства на его Пожевском заводе, расположенном в 150 верстах от Перми. И одним из первых значимых нововведений на производстве стало внедрение газового освещения в заводских производственных помещениях. Уже к марту 1816 г. под непосредственным руководством Соболевского на заводе была сооружена мощная газовая установка на три печи и четыре «газометра». После проведенных испытаний цеха осветило яркое пламя светильного газа, поступающего из «термолампа» по металлическим и деревянным трубкам. В августе 1816 г. стал возможен полный отказ в производственных помещениях от свечей и переход на газовое освещение.

История отечественной газовой промышленности начинается с 1835 г., когда в Санкт-Петербурге был построен первый газовый завод, на котором газ получали из каменного угля, доставляемого из Англии. Первые сведения о практическом использовании природного газа на территории Российской империи относятся к концу 1837 г.: на построенном на территории Апшеронского

полуострова горным инженером Николаем Воскобойниковым опытным нефтеперегонным заводе природный газ, выходящий из близлежащей расщелины, использовался в качестве основного вида топлива для нагревания перегонных кубов.

Через тринадцать лет на Апшеронском полуострове на нефтеперегонном заводе в Сураханах «Закаспийское торговое товарищество» вновь стало использовать природный газ в качестве топлива для нефтеперегонных кубовых установок, здесь также был сооружен первый в этом регионе газгольдер [2]. В 1859 г. предприниматель В. А. Кокорев в Сураханах впервые осуществил промышленное применение нефтяного газа в России в качестве топлива при перегонке нефти на керосиноделательном заводе.

Таким образом, промышленное использование нефтяного газа началось значительно раньше, чем природного, — только в 1906 г. в районе г. Дербента на месторождении Дагестанские Огни была пробурена первая скважина, природный газ из которой использовался на построенном здесь стекольном заводе. Так что нефтяную промышленность можно считать прародительницей газовой отрасли.

Газодобывающая скважина в Ставрополе, которую также называют первой российской газовой скважиной, была пробурена в 1911 г. Открытию газового месторождения в Ставрополе предшествовала случайность. В октябре 1909 г. владелец пивоваренного завода Антон Груби на своей территории заложил артезианскую скважину, бурение которой производили опытные мастера братья Ваверы. 27 (14) февраля 1911 г. при достижении глубины в 87 саженей и 5 футов из скважины начал интенсивно выделяться природный газ, который от неосторожно зажженной спички воспламенился.

Для тушения газового горящего факела высотой в 5 аршин вызвали пожарную команду, которой не без труда удалось «заглушить» огненную скважину. Химиком Н. П. Ромодановским был проведен первичный физико-химический анализ состава добытого природного газа, показавший его пригодность для промышленного применения.

Владелец пивоваренного завода Антон Груби сумел правильно распорядиться этим подарком судьбы. По проекту инженера А. В. Карпова в короткие сроки был проложен подземный газопровод от скважины в заводское котельное отделение, где слесари соорудили простейшее устройство для сжигания газа. Через некоторое время примитивные горелки были заменены оригинальными форсунками, предложенными инженером Алоизом Эргартом, которые и обеспечили эффективное и безопасное сгорание природного газа. Вскоре определилось еще одно практическое направление использования ставропольского газа. По результатам исследований, проведенных в лаборатории Московского отделения Русского технического общества, этот газ по своим свойствам был признан пригодным для использования в «газомоторах». Антон Груби пригласил из Ростова инженера Микутского, который смонтировал и пустил в эксплуатацию газовый двигатель фирмы «Отто Дейтц» в 35 л. с., а весной того же года на территории завода заложили вторую скважину, которая также стала выдавать значимые объемы газа с глубины 84 сажени. Впоследствии обе скважины были соединены общей трубой с газовым насосом, он закачивал газ в «газовый сборник», из которого шло его распределение к промышленным установкам.

К началу XX в. в России уже было открыто несколько газовых месторождений. Одно из них — Мельниковский газовый промысел, обнаруженный в Саратовской области в 1906 г. при бурении артезианской скважины инженером Н. А. Мельниковым [3]. Известие об открытии месторождения газа вызвало огромный интерес к проблеме бурения и использования газа, для исследования этого открытия были приглашены ученые — геолог, академик А. П. Павлов и химик В. В. Челинцев, было решено соорудить трубопровод от скважины до хутора, где газом начали топить русские печи, стали публиковаться научные статьи. Газ стали использовать для освещения и отопления, для газовых моторов, для работы кирпичного и стекольного заводов. Важным открытием стало обнаружение геологом Н. Н. Тихоновичем в составе газа Мельниковского месторождения гелия, так что Н. Н. Тихонович по праву является первооткрывателем гелия в России, он же доказал, что обнаруженный газ является сланцевым газом.

Таким образом, случайно обнаруженное газовое месторождение в степных районах Саратовского Заволжья (тогда Самарской губернии) сыграло большую роль в начальном этапе развития будущей газовой промышленности региона.

1.2. Этапы становления газопереработки в России

Развитие газопереработки в России принято разделять на три периода — «эры»: 1920–1940-е гг. — эра газового бензина, 1950–1960-е гг. — эра сжиженных газов, с середины 1960-х гг. — эра этана. Затем этот исторический список дополнили еще эрой сжиженных природных газов (СПГ), развивающейся с 90-х гг. прошлого века, и эрой GTL (производство из газов жидких топлив), зародившейся в конце XX в.

Первый этап (1920–1940-е гг.)

Этот этап назван «эрой газового бензина», так как первые газоперерабатывающие предприятия в России — газобензиновые заводы — строили с целью извлечения газового бензина (отбензинивания газа) и подготовки газа к транспортировке, удаляли механические примеси и жидкие компоненты (вода и углеводородный конденсат), производились осушка газа до заданной точки росы и извлечение из газа газового бензина (состоящего в основном из пентанов и углеводородов C_6 – C_7). Газовый бензин затем использовали в качестве компонента моторного топлива.

Осушка и отбензинивание газа проводились с целью предупреждения образования кристаллогидратов (соединений воды и углеводородов) и конденсации тяжелых углеводородов в процессе транспортирования газа по газопроводам (газ быстро охлаждается в газопроводе до температуры грунта), что приводит к нарушению нормальной эксплуатации газопровода.

Как уже было отмечено, промышленное использование нефтяного газа в России началось значительно раньше, чем природного. Впервые в СССР в промышленных масштабах бензин из нефтяного газа был получен 11 августа 1924 г. в городе Грозном на газолиновом заводе № 5, который находился на территории толуолового завода бывшего морского ведомства, переоборудованного инженером И. Н. Аккерманом для производства газового бензина. Эту дату

принято считать началом переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) в России [4]. Газ из Солёной Балки от буровой по восьмидюймовому газопроводу длиной 9 км под собственным давлением поступал в заводской газгольдер. В сутки завод перерабатывал 20 тыс. м³ газа, из которого получал до 10 т газолина (газового бензина). В 1928 г. в СССР почти весь утилизируемый ПНГ использовался как топливо и не более 15% шло на выделение газолина.

Расскажем кратко о судьбе и вкладе в создание российской газопереработки российского инженера, «открывшего эпоху газопереработки», — Иллариона Николаевича Аккермана [5].



Илларион Николаевич Аккерман —
создатель российской газопереработки

И. Н. Аккерман родился 14 (26) сентября 1888 г., в 1906 г. поступил в Михайловское артиллерийское училище в Петербурге, в 1912 г. — в Михайловскую артиллерийскую академию. Перед академией отслужил три года в Уссурийском крае. Окончить академию ему помешала Первая мировая война. Он пробыл на фронте с августа 1914 г. до весны 1915 г. В 1915 г. под руководством В. Н. Ипатьева Аккерман начинает заниматься организацией отечественного производства взрывчатых веществ, проектированием и строительством нитротолуоловых заводов в Екатеринодаре (ныне Краснодар) и Грозном. К концу 1916 г. оба завода уже работали, а инженер получил новое задание — построить в Грозном тротильный завод. В апреле 1923 г. ему предложили развивать газовое хозяйство в тресте «Грознефть». Как уже было отмечено, в 1924 г. в Заводском районе Грозного был пущен первый в СССР газолиновый завод, а через 5 мес. — второй. За первый год только один из заводов произвел более 1 млн пудов бензина. По результатам работы за 1924 г. главный инженер по заводскому строительству треста «Грознефть» И. Н. Аккерман был удостоен звания Героя Труда. Газолиновые заводы выводили на новый уровень утилизацию нефтяного газа: он отбензинивался, а затем сжигался.

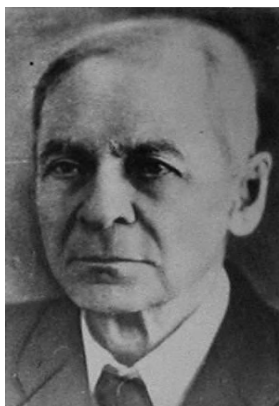
В 1925 г. в тресте «Грознефть» была создана специализированная контора по заводскому строительству — «Заводстрой» для строительства газолиновых заводов, проектирования и строительства парафинового завода и крекинг-установки, ее директором был назначен И. Н. Аккерман. С принятием решения о прокладке нефтепровода Грозный — Черное море на новую контору возлагались проектирование и строительство НПЗ и нефтеперевалочной базы в Туапсе.

Постепенно директор «Заводстроя» становился главным проектировщиком всех новых объектов «Грознефти».

В Грозном заработал парафиновый завод, а в мае 1929 г. была пущена в эксплуатацию первая очередь Туапсинского НПЗ. Однако вскоре блестящая карьера инженера закончилась — с 1927 г. в стране шла кампания по борьбе с «вредительством». В 1929 г. И. Н. Аккерман был арестован, было осуждено около 50 инженеров, возглавлявших ключевые подразделения в Директорате нефтяной промышленности. В 1931 г. И. Н. Аккерман был приговорен к расстрелу, замененному 10-летним заключением в концлагере, а затем — высылкой в Нижний Новгород для работы на заводе «Нефтегаз № 2». В 1934 г. он стал главным инженером строительства крупнейшего Горьковского нефтекомбината. Однако в конце 1936 г. началась новая волна репрессий, которая достигла своего пика в 1937 г. В октябре 1937 г. И. Н. Аккерман был арестован во второй раз, осужден Военной коллегией Верховного суда СССР и приговорен к расстрелу, приговор был приведен в исполнение. В 1957 г. та же Военная коллегия Верховного суда СССР отменила приговор и прекратила уголовное дело за отсутствием состава преступления.

У истоков отечественной газопереработки

В числе выдающихся деятелей советской нефтегазовой промышленности особое место занимает доктор технических наук, профессор Иван Николаевич Стрижов (1872–1953) — один из организаторов отечественной научной газовой школы, исследователь и разработчик северокавказских, ухтинских и тимано-печерских нефтяных и газовых месторождений.



Иван Николаевич Стрижов — один из организаторов отечественной научной газовой школы

Проблемы газового дела заинтересовали Ивана Стрижова еще в начале XX в. По его предложению был сооружен газопровод длиной около 214 саженей для подвода газа в промышленную котельную, где имелись три паровых котла. Затем на трех скважинах был установлен эксгаустер, отсасывающий газ из скважины и способствующий интенсификации его притока. Отметив, что «самым главным применением газа из скважин на Грозненских промыслах есть отопление им паровых котлов и приведение в действие газомоторов», Иван Стрижов поставил «вопрос о том, нельзя ли с практической выгодой приготовить из нашего естественного газа бензин» [2].

К решению проблемы получения моторного топлива из газа Иван Стрижов вернулся в начале 1920-х гг. В конце 1923 г. Научно-технический совет геологии и горного дела заслушал доклад И. Н. Стрижова и принял постановление, в котором было отмечено «важное значение утилизации природного газа и получения из него бензина и необходимость создания в СССР газовой промышленности». Конструктивные предложения по развитию газового дела были одобрены советским правительством, и вскоре в Грозном было начато строительство абсорбционного и компрессионного газолиновых заводов, а в 1924 г. впервые в стране на газолиновом заводе № 5 из попутного нефтяного газа был получен бензин в промышленных объемах.

В 1926 г. началась плодотворная и многолетняя научно-педагогическая деятельность И. Н. Стрижова — он возглавил кафедру газового дела в Московской горной академии. 1 июня 1929 г., в самый разгар судебного процесса в Москве по «Шахтинскому делу», профессор Стрижов был арестован. Коллегия ОГПУ, без всяких судебных заседаний, вынесла смертный приговор, который был заменен на 10 лет лагерей. Осенью 1939 г. после истечения десятилетнего срока Иван Стрижов возвратился в Москву, вернулся к преподавательской деятельности. Вначале он исполнял обязанности профессора кафедры транспорта и хранения нефти Московского нефтяного института, а в 1940 г. возглавил вновь созданную кафедру «Газовое дело». В 1945 г. И. Н. Стрижов был назначен заведующим кафедрой добычи, транспорта и переработки углеводородных газов, где и трудился до последних дней своей жизни.

Продолжая описание первого этапа, следует отметить, что в 1925 г. в СССР были построены два абсорбционных и два компрессионных ГБЗ. В период с 1928 по 1941 г. резко возрастает добыча нефти в Баку и Грозном. В связи с этим усиливается внимание к проблеме отбензинивания газа. Вводится в эксплуатацию Майкопская углеадсорбционная газоотбензинивающая установка. В Баку в 1932 г. были построены три завода, которые производили газовую сажу. В 1936 г. пущен в работу газолиновый завод в Малгобеке (Ингушетия). В 1948 г. был введен в эксплуатацию газолиновый завод № 4 на Ташкале в Старогрозненском районе. Существующая сегодня схема промыслового сбора попутного газа была разработана в 1939 г. группой бакинских инженеров.

Таким образом, на первом этапе (1920–1940-е гг.) российская переработка нефтяного газа развивалась в основном на Кавказе, где была сосредоточена основная часть нефтедобычи СССР. Уже в первые годы существования газопереработки в России в ней были представлены все три основных способа газоразделения: конденсация, абсорбция и адсорбция. Это были единичные установки в промысловом и нефтезаводском обустройстве с минимальной собственной инфраструктурой. В 1924 г. в г. Бориславе были построены установки по отбензиниванию нефтяного газа адсорбцией на активированном угле. После воссоединения Западной Украины с СССР в 1939 г. был построен старейший в стране Бориславский ГПЗ, ставший первоосновой первого в России современного ГПЗ — Сосногорского, причем, первым заводом, построенным изначально для переработки именно нефтяного газа, стал Туймазинский ГПЗ в Башкирии.

В военные и послевоенные годы большую роль в развитии газовой отрасли сыграл Николай Константинович Байбаков. На его счету — эвакуация предприятий, снабжение фронта горючим, создание нефтегазодобывающих промы-

слов в Урало-Поволжье, строительство трубопроводов. Председатель Госплана Н. К. Байбаков был одним из тех, кто предопределил ускоренное развитие газовой отрасли нашей страны [2].



Николай Константинович Байбаков — один из родоначальников отечественной нефтегазовой промышленности

Говоря о строительстве первых отечественных газопроводов, необходимо упомянуть Антона Булгакова, который стоял у истоков советского трубопроводного строительства, проектировал и сооружал первые северные газопроводы. Как и Аккерман, он дважды был арестован, в 1959 г. реабилитирован, но дальнейшая судьба пионера советского трубопроводного строительства неизвестна.



Антон Викторович Булгаков — пионер советского трубопроводного строительства

Второй этап (1950–1960-е гг.)

Этот этап принято считать «эрой сжиженных газов», так как газоперерабатывающие заводы стали строить в основном с целью извлечения сжиженных газов (пропана и бутанов), которые использовали в качестве коммунально-бытового и моторного топлива и нефтехимического сырья. При этом одновременно с пропаном и бутаном из газа извлекали газовый бензин. В связи с необходимостью извлечения сжиженных газов схемы переработки нефтяного и природного газа усложнились.

Вначале были применены абсорбционные схемы с водяным (воздушным) охлаждением потоков, в дальнейшем стали использовать процесс абсорбции

при низких температурах и высоких давлениях — масляная абсорбция уступила место более экономичному и эффективному методу — процессу низкотемпературной абсорбции. Извлечение пропана составляет на таких заводах 80–85%. На некоторых ГПЗ наряду с низкотемпературной абсорбцией (НТА) начали применять схемы низкотемпературной конденсации (НТК).

Третий этап (с середины 1960-х гг.)

Этот этап назван аналитиками «эрой этана», так как на заводах наряду с традиционными продуктами стали получать товарный этан (этановую фракцию). Для извлечения этана используют в основном схемы НТА и НТК с различными холодильными циклами, в том числе и с турбодетандерными расширительными машинами. На современных ГПЗ исходный газ охлаждают до минус 80–100°C, а извлечение этана может достигать 80–90% от его потенциального содержания.

На этом этапе стало несколько ускоряться создание ряда ГПЗ в Урало-Поволжье, на Кавказе, на Украине в 1960-х и начале 1970-х гг. В 1964 г. на Кавказе заработал Карабулакский газобензиновый завод. В 1965 г. в СССР была разработана программа развития газопереработки, которая включала генеральную схему размещения и строительства объектов сбора и переработки попутного газа. В 1968 г. в станции Вознесенской пущен в эксплуатацию Вознесенский газобензиновый завод. В 1973 г. в поселке Долинском — пригороде Грозного — введен в эксплуатацию Грозненский газоперерабатывающий завод.

В 1974 г. в Западной Сибири была введена первая очередь Нижневартовского ГПЗ. В 1975 г. на строящиеся в Западной Сибири ГПЗ начали съезжаться высококвалифицированные специалисты и молодежь со всех уголков страны. Освоение Самотлора уже шло полным ходом. Проблема экологического оздоровления региона стояла остро: следовало прекратить сжигание ПНГ и научиться рационально его использовать. В кратчайшие сроки в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах были построены восемь газоперерабатывающих заводов и десять компрессорных станций, более 3000 км газопроводов, наливные эстакады, товарные парки, базы обслуживания и комплектации.

Всем этим хозяйством долгое время заведовало производственное объединение «Сибнефтегазпереработка», организованное на базе Дирекции строящихся газоперерабатывающих заводов, его создание в 1975 г. стало значимой вехой для нефтяного сибирского края, оно позволило развить мощную топливную базу для предприятий Кузбасса, сырьевую базу для нефтехимии Урало-Поволжья, а впоследствии и для Тобольского нефтехимического комплекса.

К этому периоду (к концу 1960-х — началу 1970-х гг.) относят возникновение газопереработки в бывшем СССР как самостоятельной подотрасли. Тем не менее отставание России от зарубежных стран было огромным, особенно от США и Канады, в которых насчитывались к этому времени сотни крупных и мелких газоперерабатывающих заводов, практически исключивших промышленное сжигание попутного газа на факелах.

С началом 1990-х гг. отечественная газопереработка, как и вся экономика, оказалась в кризисе. Невнятные реформы, передел собственности, падение добычи нефти, снижение поставок сырья самым пагубным образом отразились на состоянии предприятий этой подотрасли. Речь шла об их выживании. Наступи-

ла пора реорганизаций, «слияний и поглощений», но, несмотря на трудности, падение, снижение набранного в 1960–1980-е гг. темпа, газопереработчики не допустили развала отрасли.

Россия не была участницей четвертого этапа развития газопереработки, который можно назвать «эрой СПГ» (он развивался в зарубежных странах в 1980–1990-е гг.), и тем более пятого этапа — «эры GTL» (GastoLiquid — газ в жидкость, получение из природного газа синтетических жидких углеводородов, а на их основе — моторных топлив). Но с опозданием на 30 лет Россия включилась в *четвертый этап* — началом был ввод крупнейшего завода СПГ на о. Сахалин в 2009 г., продолжением — строительство предприятия Ямал-СПГ, работа над целым рядом проектов заводов по сжижению природных газов. В России огромный толчок к развитию газоперерабатывающей подотрасли дали ресурсы ПНГ во многих нефтедобывающих регионах страны, требующие утилизации при интенсивной добыче нефти, начатой в 1950-е гг. Строительство газоперерабатывающих заводов в европейской части СССР происходило в период 1957–1969 гг., в Западной Сибири — в 1975–1991 гг. Миннефтехимпром СССР определил основное направление использования ПНГ — переработка на ГПЗ с получением сухого отбензиненного газа (СОГ) и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Постановление коллегии Миннефтепрома от 09.10.1968 № 41 предусматривало при проектировании и строительстве объектов переработки ПНГ использование не менее 97% его ресурсов.

Современная газовая промышленность включает газовые промыслы, установки подготовки газа, компрессорные станции, внутрипромысловые и магистральные газопроводы, газоперерабатывающие заводы и т. д. Современный уровень газоперерабатывающей промышленности достигнут благодаря разработкам технологий специального бурения и добычи газа, систем хранения и транспортировки газа, развитию энергетических агрегатов (горелочных устройств, котлов), а также увеличению использования газового сырья в нефтехимическом синтезе.

1.3. Регионы газопереработки России

Северный Кавказ

Нефтекумский (рис. 1.1), Карабулакский (рис. 1.2), Вознесенский ГПЗ

Нефтекумский завод, запроектированный Гипрогазнефтью и пущенный в эксплуатацию в 1965 г., совмещает на своей площадке подготовку (обессоливание, осушку, стабилизацию) нефти и переработку ПНГ с получением сжиженных газов.



Рис. 1.1
Нефтекумский ГПЗ



Рис. 1.2
Карабулакский ГПЗ

В 1950-е гг. были открыты верхнемеловые месторождения нефти в Чечено-Ингушетии: Карабулак, Вознесенская, Эльдарово и др. Они заменили истощенные грозненские нефтяные месторождения. Были запроектированы заводы в Карабулаке и у станции Вознесенской, возле Малгобека. Впоследствии Карабулакский ГПЗ стал цехом Вознесенского ГПЗ — одного из немногих промышленных объектов Республики Ингушетия [7].

Позднее Вознесенский ГПЗ вошел в состав ОАО «Ингушнефтегазпром». Однако эта компания с 26 июля 2017 г. на основании определения Арбитражного суда относится к категории ликвидируемой в связи с банкротством. Это определение внесено в Единый государственный реестр юридических лиц (ЕГРЮЛ).

Грозненский ГПЗ

Грозненский ГПЗ (рис. 1.3) — самый молодой из северокавказских ГПЗ. Построен в 1973 г. по проекту киевского ВНИПИ-трансгаза с использованием импортного оборудования в пригороде Грозного — поселке Долинском. Завод обеспечивал широкой гаммой ценных углеводородов сырьевую базу газохимической отрасли Грозного и других предприятий Северного Кавказа. В 1976 г. Грозненский ГПЗ стал центром ПО «Севкавнефтегазпереработка», объединившего все ГПЗ Северного Кавказа. Как и другие предприятия Грозного, завод был разрушен в ходе военных действий в Чечне во второй половине 90-х гг. [6].



Рис. 1.3
Грозненский ГПЗ

Северо-Запад

Сосногорский ГПЗ

Исходной точкой в истории Сосногорского ГПЗ принято считать дату 6 ноября 1941 г. — день получения первой продукции. Мощность по переработке природного газа — 3 млрд м³.

Продукция СГПЗ: газы горючие природные, бензин автомобильный — Регуляр-92, углерод технический, конденсат газовый стабильный, газы углеводородные сжиженные.

Сосногорский ГПЗ (рис. 1.4) — лидер в России по производству технического углерода, используемого в качестве активного наполнителя в составе

резин, лакокрасочных покрытий, печатных красок, пластмасс и других композиционных материалов, а также в металлургических процессах и ряде специальных производств. Высокоэффективное производство позволяет достигать практически 100% извлечения всех ценных компонентов из Вуктыльского газа (пропан, бутаны, C_{5+}) [8].



Рис. 1.4
Сосногорский ГПЗ

Усинский ГПЗ

Годом основания Усинского ГПЗ (рис. 1.5) считают 1980 г. Завод осуществляет подготовку, переработку и поставку попутного нефтяного газа (ПНГ) северных месторождений Тимано-Печорской провинции потребителям Усинского района и Печорской ГРЭС. Производительность ГПЗ по сырьевому газу — 600 млн m^3 в год [7].

Выпускаемая продукция: сухой отбензиненный газ, бензин газовый стабильный, газы углеводородные сжиженные.



Рис. 1.5
Усинский ГПЗ

Комплекс ООО «Новатэк-Усть-Луга» (рис. 1.6)

В 2013 г. было завершено строительство и начата эксплуатация комплекса по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга на Балтийском море. Мощность комплекса составляет 6 млн т в год по сырью.

Комплекс представляет собой современный высокоавтоматизированный завод с высоким уровнем промышленной и экологической безопасности. Уникальность его заключается в расположении на искусственно намытой территории, ставилась задача расположить производственные объекты максимально компактно.

Основной продукцией являются стабильный газовый конденсат, легкая и тяжелая нефтя, дизельная фракция, керосин.



Рис. 1.6

Комплекс ООО «Новатэк-Усть-Луга»

Урало-Поволжье

Туймазинское ГПП (рис. 1.7)

Завод введен в строй 3 ноября 1953 г. Мощность ГПП по сырьевому газу — 730 млн м³ в год. Основное сырье предприятие получает из Оренбургской области.



Рис. 1.7

Туймазинское ГПП

Готовая продукция — сжиженный углеводородный газ (СУГ) для бытового потребления, стабильный газовый бензин и изопентан для нефтехимии.

Производство электроэнергии осуществляется четырьмя современными ветряными электростанциями, находящимися рядом с д. Тюпкильды. Потребители продукции — предприятия России, ближнего и дальнего зарубежья, в том числе Финляндии, Швеции, Венгрии, Чехии, Словакии, Польши [6].

Шкаповское ГПП (рис. 1.8)

Строительство завода началось 5 марта 1958 г. 25 июня 1959 г. пустили первую очередь завода. ПНГ из Шкаповского месторождения стали качать с минимальной подготовкой на Магнитогорский металлургический комбинат [6]. Проектная мощность по ПНГ — 937 млн м³/год.

Основная продукция: сухой отбензиненный газ, стабильный газовый бензин, смесь ПБТ, ШФЛУ, фракции изобутановая и н-бутана.



Рис. 1.8
Шкаповское ГПП

Миннибаевский ГПЗ (рис. 1.9)

3 декабря 1956 г. актом Государственной комиссии была принята в эксплуатацию первая очередь Миннибаевского газобензинового завода производительностью 438 млн м³/год по выработке жидких продуктов [7]. Проектная мощность завода — 0,976 млрд м³/год.



Рис. 1.9
Миннибаевский ГПЗ

Завод производит: стабильный газовый бензин, топливо дизельное, ШФЛУ, фракции изобутановую и н-бутана, смесь ПБТ, сухой отбензиненный газ, масла промышленные.

Отраденский и Нефтегорский ГПЗ

Отраденский и Нефтегорский ГПЗ (рис. 1.10) были спроектированы «Гипровостокнефтью» и запущены в 1962 и 1969 гг. соответственно.



Рис. 1.10
Нефтегорский ГПЗ

Сегодня Отраденский и Нефтегорский ГПЗ входят в структуру «Роснефти». Суммарная мощность заводов составляет 1,9 млрд м³ газа в год. Заводы осуществляют подготовку, компримирование и переработку ПНГ, добываемого в регионе.

Продукцией ГПЗ являются: сухой отбензиненный газ, который сдается в систему газопроводов ПАО «Газпром», ШФЛУ, этановая фракция, а также техническая сера [7].

Коробковский ГПЗ (рис. 1.11)

Завод пущен в 1966 г. Наряду с получением сухого газа завод производит всю гамму индивидуальных жидких углеводородов: пропана, бутана, изобутана, стабильного газового бензина.



Рис. 1.11
Коробковский ГПЗ

Была построена установка сероочистки газа, стоящая недалеко от ГПЗ. Завод рассчитан на переработку 470 млн м³/год нефтяного газа и получение 127 тыс. т жидких углеводородов. Проведены работы по техническому перевооружению ГПЗ. В составе завода построена новая установка сероочистки газа с высоким уровнем автоматизации [7].

Астраханский ГПЗ (рис. 1.12)

В 1986 г. была введена в эксплуатацию 1-я очередь, в 1987 г. — 2-я очередь. Мощность: 12 млрд м³/год — газовое сырье, 3 млн т/год — конденсат.

Основная продукция завода: товарный газ, бензины автомобильные, сжиженные углеводородные газы (СУГ), сера, дизельное топливо, мазут. АГПЗ — основной производитель и экспортер газовой серы в России.



Рис. 1.12
Астраханский ГПЗ

Пермский ГПЗ

В 1967 г. началось строительство Пермского ГПЗ (рис. 1.13). Пуск первой очереди состоялся в 1969 г. Завод предназначен для переработки ПНГ.



Рис. 1.13
Пермский ГПЗ

Первоначально Пермский ГПЗ состоял из двух линий по переработке газа. Первая линия построена в 1969 г. и ориентирована на переработку местного сырья, вторая — в 1974 г. — на переработку сырья, поступающего из Сибири.

Мощность: 505 млн м³/год газа и 1000 тыс. т/год ШФЛУ.

Производит: сухой отбензиненный газ, стабильный газовый бензин, СУГ, изопентан, гидросульфит натрия [7].

Оренбургье

Оренбургский ГПЗ

29 июня 1974 г. принят в эксплуатацию пусковой комплекс 1-й очереди Оренбургского ГПЗ (рис. 1.14) производительностью по сырью 15 млрд м³ в год, нестабильного конденсата 1,6 млн т в год. Первая очередь завода включила в себя: три установки очистки и осушки природного газа, установку очистки и стабилизации углеводородных конденсатов, три установки производства элементарной серы, три установки доочистки отходящих газов, компрессорный цех, установку дегазации, а также все необходимые вспомогательные узлы. Все технологические процессы на заводе были полностью автоматизированы.



Рис. 1.14
Оренбургский ГПЗ

В 1985 г. Оренбургское ГКМ вступило в период падающей добычи. Начали использовать мощное Карачаганакское месторождение в Казахстане. Оренбургский ГПЗ через газопроводы и конденсатопроводы, каждый протяженностью 150 км, заблаговременно был связан с этим месторождением, где добыча газа началась в 1984 г. Карачаганский газ вдохнул новую жизнь в работу Оренбургского ГПЗ [7]. Проектная мощность каждой из трех очередей Оренбургского ГПЗ — 15 млрд м³ сырого газа.

Оренбургский комплекс выпускает широкий спектр продукции: газ горючий природный, СУГ, конденсат газовый стабильный, одорант, сера, гелий.

Зайкинское газоперерабатывающее предприятие

Этот завод стал первым новым крупным предприятием газопереработки России XXI в. Пуск первых объектов очереди завода начался в середине 2000 г., а официальная приемка в эксплуатацию 1-й очереди — в 2001 г.

Зайкинское ГПП (рис. 1.15) — одно из самых высокотехнологичных предприятий в России. Проектная мощность первой очереди — 2,2 млрд м³/год.



Рис. 1.15
Зайкинское ГПП

Основная продукция — сухой отбензиненный газ, бензин газовый стабильный, пропан-бутан технический, сера газовая комовая и электроэнергия.

Западная Сибирь

Нижневартовский ГПЗ

Вступил в строй 24 мая 1974 г. В настоящее время переработка ПНГ на Нижневартовском ГПЗ (рис. 1.16) ведется на двух технологических установках с применением технологий низкотемпературной абсорбции и низкотемпературной конденсации. Проектная мощность завода по переработке ПНГ 6,2 млрд м³ в год.

Выпускаемая продукция: бензин стабильный газовый, газ сухой, широкая фракция легких углеводородов [9].



Рис. 1.16
Нижневартовский ГПЗ

Белозерный ГПЗ

Белозерный ГПЗ (рис. 1.17) построен в 1980 г. на северной стороне Самотлорского месторождения и предназначен для переработки наряду с самотлорским газом газа перспективных прилегающих месторождений: Варьеганнского, Хохряковского, Бахиловского и др.

Белозерный ГПЗ уже с момента ввода в число действующих работал в напряженном режиме, принимая на переработку 4,7 млрд м³ газа в год [7].



Рис. 1.17
Белозерный ГПЗ

Южно-Балыкский ГПЗ

В 1978 г. в районе поселка Пыть-Ях построен и пущен в эксплуатацию Южно-Балыкский ГПЗ (рис. 1.18).

Сегодня с учетом новых мощностей завод может принимать и перерабатывать ПНГ в объеме 3–3,5 млрд м³ в год [7].

Основная продукция завода: сухой газ, ШФЛУ, сжиженная пропан-бутановая смесь, стабильный газовый бензин.



Рис. 1.18
Южно-Балыкский ГПЗ

Локосовский ГПЗ

Локосовский ГПЗ (рис. 1.19) мощностью 2300 млн м³/год введен в эксплуатацию в 1983 г. с целью переработки ПНГ с месторождений Западной Сибири. Продукция завода — отбензиненный газ, ШФЛУ, стабильный газовый бензин, пропан. Предприятие досталось ЛУКОЙЛу от СИБУРа в 2002 г., когда из-за спада производства ГПЗ был на грани банкротства.

В октябре 2006 г. в Лангепасе после модернизации создан Локосовский газоперерабатывающий комплекс. Производственные мощности увеличились с 1 до 1,9 млрд м³ в год. В составе комплекса — ГПЗ и дожимная насосная станция, сеть газопроводов протяженностью более 100 км [7].

29 июня 2016 г. в районе компрессорной станции завода произошло возгорание на Локосовском ГПЗ. После аварии во втором полугодии 2016 г. пред-

приятие снизило среднемесячное производство СУГ примерно вдвое: до 35–40 тыс. т в месяц. В 2016 г. на ГПЗ была проведена модернизация технологического оборудования.



Рис. 1.19

Локосовский ГПЗ

Основная продукция Локосовского ГПЗ: ШФЛУ, бензин газовый стабильный, СУГ, сухой отбензиненный газ.

Сургутское УПГ (Сургутский ГПЗ)

Начатое в 1978 г. строительство Сургутского ГПЗ (сегодня Сургутское УПГ) (рис. 1.20) завершилось в рекордно короткие сроки. Уже в 1980 г. была пущена его первая очередь, способная переработать 2 млрд м³ газа. Сегодня суммарная мощность переработки ПНГ 7 млрд м³/год.



Рис. 1.20

Сургутское УПГ

Уникальность Сургутского УПГ прежде всего в чрезвычайно выгодном его расположении — неподалеку от постоянного, стабильного потребителя сухого газа — ГРЭС-1 и ГРЭС-2. Получая сырье с нефтегазовых месторождений Западной Сибири, завод должен взамен дать потребителю два готовых продукта — сухой газ и ШФЛУ. Очищенный от примесей и осушенный газ поступает в топки двух сургутских электростанций. ШФЛУ уходит на дальнейшую переработку на Тобольский нефтехимический комбинат, другим потребителям. Сургутское УПГ производит для собственных нужд пропан-бутановую смесь, азот и кислород [7].

«Няганьгазпереработка» (Красноленинский ГПЗ)

В 1988 г. была введена в эксплуатацию первая очередь, началось строительство второй очереди. В 1989 г. ГПЗ принял в переработку первый миллиард кубометров ПНГ. Через год вошла в строй вторая очередь. В январе 2002 г. Красноленинский завод был преобразован в «Няганьгазпереработку» (рис. 1.21).

Сегодня сырьевую базу предприятия составляет ПНГ с месторождений Красноленинского свода, расположенных на территории ХМАО Тюменской области. Недавно проведенная модернизация «Няганьгазпереработки» позволила довести выпуск жидких углеводородов до 180 тыс. т в год [7].



Рис. 1.21
«Няганьгазпереработка»

Предприятие вырабатывает сухой отбензиненный газ, поставляемый в ГТС Газпрома, а также ПБТ и бензин газовый стабильный (БГС), которые отгружаются потребителям на наливной эстакаде, открытой в 2007 г. [9].

Губкинский ГПЗ

Губкинский ГПЗ (рис. 1.22) — самый северный ГПЗ на карте России. Предприятие было образовано в составе «Сибнефтегазпереработки» в 1988 г.



Рис. 1.22
Губкинский ГПЗ

Мощности по переработке — 2 млрд 140 млн м³ газа в год.

Основная продукция: сухой газ, ШФЛУ, поставляемые в продуктопровод Пуровский ЗПК — Ноябрьск, сухой газ, направляемый в магистральный газопровод Уренгой — Челябинск [9].

Муравленковский ГПЗ

Муравленковский ГПЗ (рис. 1.23) входит в состав ООО «Ноябрьский газоперерабатывающий комплекс» (НГПК), осуществляющего полный цикл переработки ПНГ. В 1987 г. вошла в эксплуатацию первая очередь Муравленковского ГПЗ. Вторая была введена в 1990 г. Каждая очередь рассчитана на прием газа в количестве 1,07 млрд м³/год.

ГПЗ был основан для переработки газа Ноябрьской группы месторождений, на юге Ямало-Ненецкого автономного округа. Сейчас на Муравленковский ГПЗ поступает и газ с Сургутского месторождения — одного из крупнейших в «Ноябрьскнефтегазе».



Рис. 1.23

Муравленковский ГПЗ

В настоящее время на заводе ведется прием попутного газа, его осушка и переработка, получают ШФЛУ и отбензиненный газ [8].

Вынгапуровский ГПЗ

В сентябре 2012 г. на базе Вынгапуровской КС был запущен Вынгапуровский ГПЗ (рис. 1.24).



Рис. 1.24

Вынгапуровский ГПЗ

Реализация проекта позволила увеличить производительность завода по приему ПНГ и довести степень извлечения целевых компонентов до 99%. Производительность завода по приему ПНГ возросла на 0,75 млрд м³, превысив 2,4 млрд м³ в год. Мощности по выработке ШФЛУ увеличены более чем вдвое — до 640 тыс. т в год, в том числе ШФЛУ с содержанием этана — до 221 тыс. т в год.

Выпускаемая продукция: ШФЛУ, этанизированная ШФЛУ, сухой отбензиненный газ [10].

Якутский ГПЗ

Строительство Якутского ГПЗ (рис. 1.25) началось в 1991 г., в 1994 г. введена в эксплуатацию первая очередь завода с получением глубоко осушенного природного газа, СУГ и бензиновой фракции. Проектная мощность завода по газу — 15 тыс. т в год.



Рис. 1.25
Якутский ГПЗ

Основная продукция завода: осушенный природный газ, сжиженный углеводородный газ (СУГ — смесь пропан-бутановая техническая), бензин газовый стабильный.

Южно-Приобский ГПЗ (рис. 1.26)

Строительство завода началось в феврале 2014 г. на базе Южно-Приобской компрессорной станции, в 2015 г. завод введен в эксплуатацию.



Рис. 1.26
Южно-Приобский ГПЗ

Мощность переработки Южно-Приобского ГПЗ — 900 млн м³ ПНГ в год. Основная продукция завода: сухой отбензиненный газ (СОГ) и ШФЛУ [11].
Пуровский ЗПК (рис. 1.27)

Пуровский завод по переработке конденсата (Пуровский ЗПК) основан в 2005 г. и находится вблизи Восточно-Таркосалинского месторождения в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа. На месторождениях НОВАТЭКа добывается нестабильный газовый конденсат, который требует дополнительной переработки перед поставкой потребителю. Назначение завода — переработка деэтанализованного конденсата Восточно-Таркосалинского, Ханчейского, Юрхаровского и других месторождений.



Рис. 1.27
Пуровский ЗПК

В начале 2014 г. завершился третий этап расширения мощности завода, которая была увеличена с 5 до 11 млн т деэтанализованного газового конденсата в год, что позволяет производить более 8 млн т стабильного газового конденсата (СГК) и около 3 млн т СУГ в год [9].

Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту (рис. 1.28)

В 1985 г. на Новоуренгойском заводе была пущена первая очередь по переработке газового конденсата, в 2001 г. — вторая. Суммарная мощность по переработке нестабильного конденсата около 12 млн т/год.



Рис. 1.28
Новоуренгойский ЗПКТ

Продукция, выпускаемая на Новоуренгойском ЗПКТ: газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения, конденсат газовый стабильный, нефтя, СУГ (пропан, пропан-бутан технический, пропан-бутан автомобильный), бензин автомобильный Регуляр-92, зимнее дизельное топливо, сера $\leq 0,2\%$, авиационный керосин марки ТС-1.

Сургутский завод стабилизации конденсата

Проект Сургутского ЗСК (рис. 1.29) был утвержден в 1983 г., и уже в 1985 г. на завод поступил первый конденсат. Проектная перерабатывающая мощность завода 1 млн т в год — установки УСК-1, УСК-2, УСК-3. Особенностью завода является наличие установок нефтеперерабатывающего профиля (каталитический риформинг, гидроочистка).



Рис. 1.29
Сургутский ЗСК

На Сургутском заводе выпускаются: ШФЛУ, нефтя, СУГ (бутан технический, пропан), авиационный керосин, бензин автомобильный, дизельное топливо.

Приразломный и Западно-Салымский мини-ГПЗ

Уникальными производственными объектами, расположенными в Уральском ФО, являются Приразломный (рис. 1.30) и Западно-Салымский (рис. 1.31) мини-ГПЗ, расположенные непосредственно на месторождениях. Заводы были построены в 2012 г., что было обусловлено необходимостью увеличения уровня утилизации ПНГ до 95% и более на промыслах, располагающихся удаленно от ГПЗ. Центральной установкой на обоих заводах является установка переработки ПНГ.



Рис. 1.30
Приразломный мини-ГПЗ



Рис. 1.31
Западно-Салымский мини-ГПЗ

Проектная мощность Приразломного мини-ГПЗ достигает 200 млн м³ ПНГ в год, Западно-Салымского мини-ГПЗ — 360 млн м³ ПНГ в год.

Основная продукция: сухой отбензиненный газ (СОГ), пропан-бутан, бензин газовый стабильный (БГС).

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 1

1. *Кидни, А. Дж.* Основы переработки природного газа : пер. с англ. / А. Дж. Кидни, У. Р. Парриш, Д. Маккартни ; под ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. — СПб. : Центр образовательных программ «Профессия», 2014. — 663 с.
2. *Матвейчук, А. А.* Истоки газовой отрасли России. 1811–1945 гг. Исторические очерки / А. А. Матвейчук, Ю. В. Евдошенко. — М. : Граница, 2011. — 592 с.
3. *Быков, В. Ю.* Из истории Мельниковского месторождения природного газа // Научный журнал Российского газового общества. — 2017. — № 2. — С. 63–66.
4. История и традиции отечественного нефтяного и газового дела. — М. : Нефть и газ, 1997. — 154 с.
5. *Евдошенко, Ю. В.* Забытые имена нефтяников. И. Н. Аккерман — пионер утилизации газа // Нефтяное хозяйство. — 2009. — № 5. — С. 120–122.
6. *Седых, А. Д.* История развития газовой промышленности. — М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. — 282 с.
7. *Буксина, О. В.* Укрощение строптивого. История отечественной газопереработки в воспоминаниях, очерках, документах. — Ханты-Мансийск : Принт-Класс, 2011. — 352 с.
8. ООО «Газпром переработка». Структура Компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://pererabotka.gazprom.ru/about/organization/> (дата обращения 20.08.2017).
9. Западно-Сибирский газохимический кластер [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://sdelanounas.ru/blogs/55355> (дата обращения 15.04.2017).
10. Вынгапуровский ГПЗ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.vyngapur.ru/dir/predpriyatija/vyngapurovskij_gpz/10-1-0-212 (дата обращения 20.08.2017).
11. АО «Сибур Тюмень Газ» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.sibur.ru/SiburTumenGaz/about/history/> (дата обращения 15.04.2017).

ГЛАВА 2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

От потребления энергоносителей напрямую зависит уровень жизни страны, ее экономическое развитие. Решающую роль в энергетическом балансе играют нефть, природный газ и твердые органические вещества (каменные угли, горючие сланцы и нефтебитумы) — природные невозобновляемые источники энергии. Их абсолютный вклад в общий энергетический баланс постоянно растет, но постоянно изменяется и их относительный вклад.

В 2002 г. природный газ впервые занял второе место в мировой энергетике, обойдя уголь и уверенно приближаясь к лидеру — нефти. В настоящее время природный газ является наиболее динамично развивающимся источником энергии для мировой экономики.

Мировое потребление энергии постоянно растет, в основном за счет развивающихся стран. Восполняемые источники энергии — солнечная энергия, энергия движущихся масс воздуха и воды, атомная энергия — занимают пока небольшое место в общем энергетическом балансе, однако их роль постоянно возрастает.

Таким образом, развитие сырьевой базы 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 и роста затрат на транспорт;

- стабильным ростом объемов добычи природного газа, используемого в качестве бытового и промышленного топлива [1].

2.1. Ресурсная база, состав природных газов и конденсатов

Россия по разведанным запасам газа занимает первое место в мире, что является серьезной предпосылкой к тому, чтобы именно природный газ не только использовался как бытовое и промышленное топливо, но и стал будущей сырьевой базой для производства широкого ассортимента химических продуктов.

Однако сегодня Россия, являющаяся мощной газовой державой, располагающей огромными запасами природных газов и газоконденсата, не использует все потенциальные возможности сырьевой базы, а переработка полезных компонентов газа не соответствует уровню мировой практики развитых стран. Более 1800 газоперерабатывающих предприятий действует сегодня за рубежом, более 700 — в США, и только 31 — в России, что, конечно, несоизмеримо с газовыми запасами страны и не позволяет использовать потенциал природного газа как ценного химического сырья в полном объеме.

По современному уровню производства и потребления пластмасс, синтетических волокон, смол, моющих средств на душу населения Россия на порядок отстает от развитых стран, а этот показатель является одним из индикаторов степени развития экономики в стране.

Россия располагает самым большим количеством в мире крупнейших газовых месторождений [2]. По объемам добычи Россия занимает второе место в мире. Запасы природного газа составляют 40 трлн м³, а разведанность неосвоенных сырьевых ресурсов (НСР) — 24,6%.

Крупнейшие газовые месторождения России, относящиеся к категории сверхгигантских, с запасами более 1 трлн м³ в каждом, обеспечивают основную долю добычи газа и представлены в таблице 2.1. В то же время несколько сот месторождений с запасами менее 10 млрд м³, значительная часть из которых расположена в европейской части России, не вовлечены в промышленную разработку из-за отсутствия рентабельных способов транспортировки или технологий переработки их углеводородных ресурсов [1].

Таблица 2.1

Крупнейшие газовые месторождения России [1]

Название месторождений	Регион
Супергиганты:	
Уренгойское	Западная Сибирь
Ямбургское	Западная Сибирь
Оренбургское	Волго-Уральский район
Заполярье	Западная Сибирь
Астраханское	дельта Волги
Бованенковское	п-в Ямал
Штокмановское	Баренцево море
Ковыктинское	Восточная Сибирь
Новопортовское	п-в Ямал
Харасавэйское	п-в Ямал
Арктическое	Арктика
Гиганты:	
Вуктыльское	Тимано-Печорская провинция
Медвежье	Западная Сибирь
Вынгапурское	Западная Сибирь
Надымское	Западная Сибирь
Ямсовейское	Западная Сибирь
Комсомольское	Западная Сибирь
Русановское	Западная Сибирь
Харампурское	Западная Сибирь
Крузенштернское	п-в Ямал
Среднее	Западная Сибирь

В настоящее время крупнейшие отечественные месторождения природного газа находятся в северных районах Западной Сибири — Уренгойское, Медвежье, в Заполярье (полуостров Ямал), в Оренбургской области и Прикаспии (Астраханское).

В Тюменской, Томской, Новосибирской областях, Краснодарском крае расположено более 70 газовых и газоконденсатных месторождений (ГКМ). В перспективе начнется освоение Ямальского газодобывающего района [1].

Объемы газов, добываемых в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, к 2020 г. могут полностью покрыть потребности в газе в этих регионах и обеспечить поставку более половины добываемого газа на экспорт в Китай, Японию, Южную Корею, Монголию. По оценке компании RussiaPetroleum, объем добычи и потребления газа в этих регионах может достичь к 2020 г. 88 млрд м³ (табл. 2.2).

**Объемы добычи газа в Восточной Сибири
и на Дальнем Востоке, млрд м³ [1]**

Показатели	2000 г.	2005 г.	2010 г.	2015 г.	2020 г.
Добыча	2,9	3,9	42,9	74,9	88,0
Потребление, в том числе:	2,9	3,9	42,9	74,9	88,0
— внутри РФ	2,9	3,9	10,4	14,4	17,5
— на экспорт	—	—	32,5	60,5	70,5
Из них:					
Китай	—	—	15,0	25,0	25,0
Япония	—	—	5,0	10,0	15,0
Южная Корея	—	—	12,0	25,0	30,0
Монголия	—	—	0,5	0,5	0,5

Основные газодобывающие районы Северного Кавказа находятся в периоде падающей добычи. Наиболее крупные месторождения в этом районе — Восточно-Камышанское, Русский хутор, Степное, Солончаковые и ряд других.

Россия обладает богатыми запасами гелийсодержащих природных газов. В РФ 90% запасов этого уникального компонента природных газов находится в газовых месторождениях Восточной Сибири и Якутии (табл. 2.3). Потребление гелия служит показателем степени развития в стране высоких технологий, поскольку он широко применяется для создания сверхчистых сред, сверхпроводимых материалов, сверхмощных магнитных полей, сверхнизких температур, широко используется в различных областях науки и техники, однако Россия потребляет менее 1% мирового потребления гелия [2, 3].

Таблица 2.3

**Потенциал главных гелийсодержащих месторождений
Восточной Сибири и Якутии**

Месторождение	Основные компоненты, % об.				
	Метан	Азот	Гелий	Этан	C ₃ –C ₆
Ковыктинское*	92,22	1,58	0,26	4,6	1,36
Чаяндинское	85,5	5,5	0,30	5,2	3,2
Юрубчено-Тохомское	80,0	9,5	0,19	5,4	4,6
Среднеботубинское	88,6	2,9	0,45	4,9	3,1
Собинское	62,0	28,0	0,58	5,2	4,2

* — Запасы месторождения оцениваются в 2,1 трлн нм куб.

Нетрадиционные ресурсы природного газа

Мы не рассматриваем альтернативные возобновляемые источники энергии на Земле (солнечная, ветровая, получаемая при сжигании биомассы), вклад которых в энергетику на Земле не превышает долей процента, и современные источники энергии, такие как уголь, атомная энергетика и гидроэнергетика. Рассмотрим кратко нетрадиционные источники природного газа. В недрах земли газообразные углеводороды, прежде всего метан, могут находиться не только в виде крупных залежей природного газа в осадочных породах или в растворенном виде в нефти; большое количество метана рассеяно в угольных пластах, в пористых и трещиноватых осадочных породах, может скапливаться в толще жестких песков, в сланцевых пластах, в мраморах, гней-

сах, гранитах и других горных породах, причем на каждый килограмм породы приходится до $0,1 \text{ м}^3$ метана. В небольших концентрациях метан растворен в пресной и морской воде, входит в состав почвенного воздуха и является одной из важных составляющих земной атмосферы. Много метана растворено в пластовых водах на глубинах 1,5–5 км, а также в виде кристаллических газогидратов в толще морского дна.

Метан угленосных толщ — важный источник практически чистого метана. Мировые ресурсы угля составляют примерно 104 млрд т, таким образом, содержание газа в угольных залежах сопоставимо с его содержанием в газовых месторождениях, поэтому даже умеренная добыча газа из угольных пластов могла бы внести существенный вклад в обеспечение мира природным газом.

Биогаз — один из нетрадиционных источников углеводородных газов. Образуется в результате бактериального брожения органического вещества и может стать серьезным дополнительным источником углеводородного сырья, так как ежегодные воспроизводимые ресурсы биомассы в мире составляют 200 млрд т [1].

Газовые гидраты — твердые кристаллические соединения с общей формулой $C_nH_{2n+2}mH_2O$, которые образуются при высоком давлении и пониженной температуре за счет взаимодействия газообразных углеводородов с водой. По структуре газовые гидраты представляют собой соединения включения — клатраты, образующиеся при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды.

В природных условиях гидраты метана широко распространены и образуют крупные залежи метанового газа. Мировые ресурсы газа в газогидратных залежах на материках составляют около 10^{14} м^3 , а ресурсы газа в гидратном состоянии в акватории Мирового океана, в пределах шельфа и материкового склона, — $1,5 \cdot 10^{16} \text{ м}^3$ по средним оценкам. Около 98% ресурсов газовых гидратов сконцентрировано в акваториях Мирового океана на глубинах более 200–700 м, в придонных осадках толщиной до 400–800 м, и только 2% — в приполярных частях материков, что соответствуют 300 трлн м^3 газа, что вдвое превышает мировые разведанные запасы природного газа [4].

В настоящее время залежи газогидратов открыты в России, США, Канаде, Японии, Индии. Имеются сведения о более чем 100 выявленных крупных газогидратных залежах, а потенциальные мировые запасы газа в гидратном состоянии по оценкам специалистов превышают $16 \times 10^{12} \text{ т}$ в нефтяном эквиваленте.

Около 30% территории России является благоприятной для накопления гидратов, что позволит вовлечь в топливно-энергетический баланс страны в перспективе $300 \cdot 10^{12} \text{ м}^3$ запасов газа, залегаемых в Приполярье. Освоение газогидратных месторождений позволит полностью удовлетворить потребность в энергии районов Крайнего Севера, Чукотки, Дальневосточного Приморья на многие десятилетия [1].

В России газовые гидраты имеют наибольшие потенциальные ресурсы среди других нетрадиционных источников газа, что показано в таблице 2.4.

Нетрадиционные источники газа в России [1]

№ п/п	Источники природного газа	Ресурсы газа, 10^{12} м^3
1	Газы гидратонасыщенных толщ	100–1000
2	Водорастворенные газы подземной гидросферы	50–200
3	Газы угленосных толщ	20–50
4	Газы многолетнемерзлых пород	10–40
5	Газы плотных формаций	50–70
6	Газы глубоких месторождений	50–200

Таким образом, сегодня природные газогидраты рассматриваются как один из главных нетрадиционных источников газа, который займет важное место в мировом энергетическом балансе нашего столетия. Все большее число стран, включая США, Канаду, Индию, Китай, Японию, организуют хорошо финансируемые национальные программы по исследованиям газогидратов и поискам их скоплений. Однако остаются сложности создания рентабельных технологий извлечения метана из газогидратов [1].

Сланцевый газ является разновидностью природного газа и хранится в коллекторах, в толще сланцевого слоя осадочной породы Земли. Скопление сланцевых залежей характерно для всех континентов, то есть практически любая энергозависимая страна может себя обеспечить необходимым энергоресурсом. Особенностью сланцевого газа является его биовозобновляемость. Технология добычи сланцевого газа существует более 100 лет: первая коммерческая добыча газа из сланцевого месторождения была осуществлена в 1821 г. Вильямом Хартом на месторождении Fredonia (New York), промышленная добыча сланцевого газа в США связана с Томом Л. Уордоном Джорджем П. Митчелом (начало 2000-х гг.).

Актуальность разработки сланцевых месторождений в США была признана в результате устойчивого увеличения спроса, недостатка ресурса и, соответственно, увеличения стоимости природного газа, добываемого традиционным путем. Таким образом, первой страной, использовавшей у себя потенциал добычи сланцевого газа, стали США, которые в 2009 г. забрали у России пальму первенства крупнейшего мирового газодобытчика.

Ресурсы сланцевого газа в мире — 200 трлн м^3 , из которых 12 трлн м^3 пригодны для эффективной разработки. Основные месторождения расположены в США, Канаде, Китае, Польше, Франции и др.

По оценкам IHS CERA, к 2018 г. объем добычи сланцевого газа составит 180 млрд м^3 в год. Прогноз добычи в США к 2020 г. — 100 млрд м^3 в год, согласно другому прогнозу, добыча сланцевого газа в США к 2030 г. будет не более 150 млрд м^3 в год. Основные промышленно-разрабатываемые газосланцевые месторождения сосредоточены в США, комплексная оценка которых показывает объем доказанных технически извлекаемых месторождений от 7,1 до 24,4 трлн м^3 .

Параметры разработки сланцевого газа в Северной Америке представлены в таблице 2.5.

**Параметры разработки сланцевого газа
в Северной Америке на месторождении Барнетт и Вудфорд**

Запасы на скважину, млн м ³	80–140	Примечания
Дебит на начальном этапе, тыс. м ³ /день	100–150	В течение года они падают на 70%, затем начинается медленное дальнейшее падение до 10%?
Жизненный цикл скважины, лет	8–12	Нет данных
Удельная плотность ресурсов, млн м ³ /км ²	150–3500	Нет данных
Стоимость скважины, млн \$	3–10	Нет данных
Стоимость добычи газа, \$/тыс. м ³	100–150	Себестоимость газпромовского газа 10\$
Структура затрат, %		Для ГРП и интенсификации притока
— буровая установка	20–25	
— насосы высокого давления	30–40	
— трубная продукция	10–15	

Ведется также разведка сланцевых месторождений в Канаде, Европе, Австралии, Израиле, а также в других странах, которые не имеют достаточных запасов природного газа.

Проблемы при добыче и использовании сланцевого газа:

- на стадии добычи: необходимость бурения большого числа скважин для разработки запасов, быстрое падение дебита скважины после достижения пика добычи, высокие издержки производства и экологические проблемы;
- низкая теплотворная способность сланцевого газа — в 2 раза ниже, чем у природного газа, большое количество вредных примесей — углекислого газа, азота и сероводорода, повышенное содержание радона;
- капитальные и операционные расходы добычи сланцевого газа минимум в 5 раз выше, чем природного газа. Так, себестоимость добычи сланцевого газа, по данным разных компаний, колеблется в пределах 100–283 USD за 1000 м³.

Тем не менее, даже учитывая негативные факторы, связанные с несовершенной технологией добычи и загрязнением окружающей среды, сланцевый газ является наиболее перспективным энергоресурсом в долгосрочной перспективе и сможет бросить вызов природному, но не раньше, чем через 20 лет.

Состав природных газов и газоконденсатов

Все углеводородные газы по происхождению можно разделить на две большие группы: природные газы и газы нефтеперерабатывающих заводов.

Природные газы — это газы, добываемые непосредственно из земных недр, в зависимости от условий залегания они имеют различный состав. Угле-

водородные природные газы могут быть извлечены из месторождений трех типов: чисто газовых, нефтяных и газоконденсатных.

Газы чисто газовых месторождений (сухой газ) в основном состоят из метана, содержание которого достигает 98%, в газах газоконденсатных месторождений значительно выше содержание более тяжелых углеводородов. В таблице 2.6 приведен состав природных газов основных газовых и газоконденсатных месторождений.

Общее, что характеризует газы чисто газовых месторождений, — высокое содержание метана от 75 до 98% и соответственно высокая теплота сгорания, достигающая 11900 ккал/кг. Содержание тяжелых углеводородов (C_5 и выше) невелико: 0,02–0,20% (об). Большинство газов содержит 1–5% (об) неуглеводородных примесей: инертные газы (азот и диоксид углерода) и сероводород; природные газы газовых и газоконденсатных месторождений могут содержать также в небольших количествах гелий, аргон, COS и CS_2 , меркаптаны.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — это углеводородный газ, сопровождающий сырую нефть, растворенный в нефти в условиях пластового давления и выделяющийся в процессе ее добычи. В зависимости от месторождения с 1 т нефти получают от 25 до 800 м³ ПНГ.

В состав ПНГ входят метан (в среднем 30–80%), этан (10–26%), пропан (7–22%), н- и изобутаны (4–7%), н- и изопентаны, гексан и более тяжелые алканы (1–3%), а также сероводород, меркаптаны, углекислый газ, азот, гелий. По содержанию тяжелых углеводородов (C_3 и выше) ПНГ делятся на «тощие» — менее 50 г/м³, «жирные» — более 150 г/м³ и промежуточные 50–150 г/м³ [1]. В таблице 2.7 приведен состав ПНГ некоторых нефтяных месторождений России и стран СНГ.

Газы газоконденсатных месторождений, близкие по составу к ПНГ, выносятся на поверхность в сконденсированном виде в небольших количествах (50–500 г/н. куб. м газа) более тяжелые углеводороды (конденсаты), кипящие до 200–300°C. В отличие от природных газов, газовые конденсаты наряду с парафиновыми углеводородами содержат нафтеновые и ароматические углеводороды. Газовые конденсаты разных месторождений существенно различаются по групповому химическому составу и содержанию серы. Количество и состав газоконденсатов зависят от ряда факторов: характера залежи, сроков разработки и условий эксплуатации месторождения. Характеристика газовых конденсатов некоторых месторождений России и стран СНГ приведена в таблице 2.8.

Газоконденсаты являются существенным ресурсом углеводородного сырья: их суммарная добыча достигает около 25–28 млн т/год, что в среднем составляет около 40 г на 1 м³ добываемого газа. Однако на месторождениях России извлечение конденсата от потенциала не превышает 50–60%, в то время как в развитых капиталистических странах, обладающих крупными газоконденсатными месторождениями, таких как США и Канада, отбор составляет до 95%.

Таблица 2.6

Состав природных газов некоторых газовых и газоконденсатных месторождений

Месторождения	Содержание компонентов, % об							Плотность, кг/м ³	Выход конденсата, г/м ³	Содер. в газе C ₃ H ₈ +, г/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	N ₂	H ₂ S	CO ₂		
Уренгойское, Зап. Сибирь	97,88	0,82				1,09		0,21	0,724	—
Уренгойское, Зап. Сибирь	85,31	5,81	5,31	2,05	0,18	0,90	—	0,44	0,870	200–250
Медвежье, Зап. Сибирь	98,56	0,17	0,01	0,02	0,02	1,00		0,22	0,724	5–10
Мессояхское, Зап. Сибирь	99,00	0,06	0,04	—	—	0,40	—	0,50	0,738	—
Оренбургское, Оренбургская область	85,10	3,80	1,70	0,80	1,50	4,80	1,7	0,60	0,862	75–100
Покровское, Оренбургская область	66,99	5,20	1,97	2,60	—	22,94	0,2	0,10	0,952	—
Вуктыльское, Республика Коми	84,10	7,40	2,00	0,60	0,30	5,10		0,10	0,838	350–400
Астраханское, Астраханская область	47,48	1,92	0,93	1,06	2,58	1,98	22,50	21,55	—	260–270
Карачаганакское, Казахстан	82,05	5,33	2,13	0,81	0,27	0,79	3,62	5,00	—	—
Газлинское, Узбекистан	94,60	2,06	0,27	0,32	0,22	2,30	0,07	0,16	0,755	15–20
Шатлыкское, Туркменистан	95,05	1,63	0,20	0,07	0,10	1,75	—	1,20	0,759	20–25
Шебелинское, Украина	92,95	3,90	1,15	0,20	0,21	1,50	—	0,09	0,782	10–15
										30

Таблица 2.7

Состав нефтяных попутных газов некоторых нефтяных месторождений РФ и СНГ

Месторождение	Содержание компонентов, % об								C ₃ H ₈ +, г/м ³	Плотность, кг/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₃ H ₁₂	N ₂	H ₂ S	CO ₂	CH ₄	
Самотлорское, Зап. Сибирь	82,88	4,23	6,48	3,54	1,05	0,32	1,17	—	0,32	0,936
Варьеганское, Зап. Сибирь	77,25	6,95	9,42	4,25	0,90	0,12	0,93	—	0,18	0,988
Правдинское, Зап. Сибирь	58,40	11,65	14,53	9,20	3,62	0,57	0,66	—	1,37	1,271
Южно-Балыкское, Зап. Сибирь	68,16	9,43	15,98	4,50	0,51	0,66	0,64	—	0,12	1,096
Ромашкинское, Татарстан	43,41	20,38	16,23	6,39	1,64	0,43	11,23	—	0,29	1,285
Кулешовское, Самарская обл.	39,91	23,32	17,72	5,78	1,01	0,09	11,36	0,35	0,46	1,217
Коробковское, Волг. обл.	76,25	8,13	8,96	3,54	1,04	—	1,25	—	0,83	0,958
Яринское, Пермская обл.	23,90	24,90	23,10	13,90	7,80	—	6,40	—	—	1,664
Каменноложское, то же	28,90	25,90	20,30	9,30	3,10	—	11,1	1,4	—	1,475
Гнединцевское, Украина	5,5	27,39	38,35	12,82	3,14	0,43	—	—	12,37	1,846
Узень, Казахстан	83,53	8,73	3,98	1,92	0,70	0,36	—	—	0,78	0,893
Жетгбай, Казахстан	78,06	8,49	6,32	3,46	1,01	—	2,66	—	—	0,951
Речицкое, Беларусь	51,6	15,74	16,11	9,15	3,47	0,65	3,28	—	—	1,310

Показатели качества газовых конденсатов некоторых месторождений

Месторождение	Плотность при 20°C, кг/с ³	Содержание серы, % (мас.)	Фракционный состав, °C					Грузовой химический со- став*, % (масс.)		
			н.к.	10% (об.)	50% (об.)	90% (об.)	к.к	АрУ	НфУ	ПрУ
Уренгойское (БУ ₁₄), Зап. Сибирь	746	0,001	30	75	141	290	360	1-10	20-60	25-60
Оренбургское, Орен- бургская область	715	1,18	25	43	95	190	197	46	25	59
Вуктыльское (Республика Коми)	750	0,04	47	68	141	303	344	15	25	60
Астраханское,	806	1,37	58	98	183	320	360	34	—	—
Астраханская область										
Карачаганакское, Казахстан	772	0,08	40	97	195	345	>360	18	21	61
Газлинское, Узбекистан	773	0,03	56	94	132	202	234	22	28	50
Шатлыское, Туркмени- стан	780	0,02	103	131	207	290	322	—	—	—
Шабелиновское, Украина	—	—	44	81	128	245	289	15	34	51
Соленинское, Зап. Сибирь	758	0,01	60	85	120	206	285	—	—	—
Медвежье, Зап. Сибирь	—	—	210	233	254	296	360	—	—	—
*АрУ, НфУ и ПрУ — соответственно ароматические, нафтеновые и парафиновые углеводороды										

2.2. Транспортировка и хранение природных газов

Сырой газ и переработанный природный газ необходимо доставить от источника к конечному потребителю — промышленному или бытовому. Хранение газа требуется, когда не вся продукция газоперерабатывающего завода предназначена одному коммерческому потребителю. Транспортировка и хранение природного газа значительно сложнее, чем таких энергоносителей, как уголь или бензин: при равном объеме в нормальных условиях энергосодержание бензина и угля примерно в 1000 и 700 раз соответственно больше, чем природного газа.

При транспортировке и хранении газа возникает несколько проблем:

- для увеличения плотности газа и повышения его удельного энергосодержания — мер, позволяющих повысить экономичность его транспортировки по газопроводам, — нужны сравнительно высокие давления (давления в магистральных газопроводах составляют обычно 60–100 бар);
- в сравнительно простых и недорогих наземных сооружениях, аналогичных тем, которые применяются для хранения менее летучих жидких нефтепродуктов, невозможно хранить большие объемы природного газа. Критическая температура метана, который является основным компонентом природного газа, составляет -83°C , поэтому при нормальной температуре 15°C метан в жидкое состояние невозможно перевести ни при каком давлении. Природный газ сжижают при чрезвычайно низких (криогенных) температурах.

Транспортировка газов

На рисунке 2.1 представлены варианты транспортировки природного газа и продуктов его переработки [1].

Газоконденсатные жидкости транспортируют по трубопроводам почти тем же способом, что нефть и нефтепродукты, хотя они и более летучи.



Рис. 2.1

Варианты транспортировки природного газа и продуктов его переработки

Трубопроводный транспорт газа

Основное количество природного газа, как и нефти и нефтепродуктов, поставляется потребителям по трубопроводам, в данном случае газопроводам, как в России, так и за рубежом. Мировая система газопроводных магистралей имеет протяженность свыше 1 млн км. В настоящее время в России имеется более 200 тыс. км магистральных газопроводов, а с учетом распределительных сетей — более 1,5 млн км.

Однако трубопроводная транспортировка газа значительно менее эффективна по сравнению с трубопроводной транспортировкой нефти, она обходится в 6–7 раз дороже. Стоимость магистральных газопроводов составляет в среднем 1 млн долл. за 1 км.

Ниже приведено приблизительное распределение сметных затрат на строительство газопроводов:

1. *Материалы*: 810 тыс. долл./км — 35% от суммарных затрат. Сюда входит стоимость катодной защиты, а также материала труб и их покрытий.
2. *Оплата труда*: 870 тыс. долл./км — 38% от суммарных затрат.
3. *Прочие затраты*: 470 тыс. долл./км — 20,5% от суммарных затрат. Сюда входят затраты на опытно-конструкторские и изыскательские работы, телекоммуникационное оборудование, перевозку грузов, налоги, компенсации за средства, использованные при строительстве, затраты на надзор за ведением работ, администрирование, непроизводительные издержки, регистрационные сборы и непредвиденные затраты.
4. *Отвод земельного участка и ущерб при строительстве*: 150 тыс. долл./км — 6,5% от суммарных затрат. Сюда входят затраты на получение права прокладки трубопровода и возмещение ущерба при строительстве.

Для обеспечения процесса перекачки примерно через каждые 100–200 км необходимо устанавливать компрессорные станции, потребляющие большое количество энергии для поддержания давления в газопроводе. В результате для удаленного потребителя стоимость природного газа может значительно превышать себестоимость его добычи. Поэтому трубопроводная транспортировка природного газа на расстояние свыше 5 тыс. км считается экономически нерентабельной. Три крупнейшие мировые газотранспортные системы: европейская, североамериканская и ближневосточно-среднеазиатская обеспечивают доставку газа потребителям в этих регионах. Остальные регионы вынуждены довольствоваться относительно небольшими локальными сетями или пользоваться другими способами транспортировки природного газа. Сложность транспортировки природного газа серьезно влияет на динамику его добычи и потребления. Это основная причина, препятствующая вовлечению в промышленную эксплуатацию тысяч давно открытых мелких месторождений во всем мире [1].

Классификация газопроводов

Газопроводы могут быть: магистральными — сооружают с целью передачи газа из мест добычи к конечным пунктам; местными — с целью сбора природного газа для распределения его в городах, на промышленных предприятиях. В зависимости от рабочего давления магистральные газопроводы классифицируют на газопроводы: I класса — высокого давления, более 25 кгс/см²; II класса — среднего давления, 12–25 кгс/см²; III класса — низкого давления, до 12 кгс/см².

Магистральные газопроводы России имеют разную производительность, которая определяется базирываясь на данных: по топливно-энергетическому балансу тех районов, где предполагается создание газопровода, и по рациональному годовому количеству газа с учетом объемов использования ресурса на перспективу.

Одоризация газа

Природный газ, очищенный до трубопроводного качества, имеет очень слабый запах или вовсе не пахнет. Для обнаружения утечек в газ необходимо добавлять одорант в количестве долей процента (%). Наиболее распространены одорантами являются смеси третбутилмеркаптана (ТБМ) с пропиловыми и бутиловыми меркаптанами, тетрагидротиофен, диметилсульфид или метилэтилсульфид. Типичные дозировки составляют 8–16 мг/н. м³.

Общепринятые одоранты распознаются в чрезвычайно низких концентрациях: например, ТБМ можно обнаружить по запаху в концентрации 0,3 *ppb* (частей на миллиард), но запах исчезает, когда из газа теряется меркаптан [5].

История развития магистрального транспорта газа

В России магистральный транспорт газа как самостоятельная отрасль газовой промышленности сложился уже к началу 60-х гг. XX века. К этому времени общая протяженность магистральных газопроводов была невелика и составляла всего 12,0 тыс. км. Из крупных газопроводов действовал лишь первый, построенный в СССР, газопровод «Саратов — Москва» (1946 г.), а также газопроводы «Ставрополь — Москва», «Дашава — Киев — Брянск — Москва» плюс несколько небольших газопроводов в Ленинградской, Куйбышевской (ныне Самарской), Саратовской и Волгоградской областях.

Последующие 10 лет (1960–1970-е гг.) характеризовались интенсивным строительством новых газопроводов — было построено более 30,0 тыс. км магистральных газопроводов, в том числе известные газопроводы «Средняя Азия — Центр», «Ростов — Донецк», «Бухара — Урал», «Серпухов — Ленинград». Следует отметить, что если раньше строились единичные газопроводы для газоснабжения отдельных районов страны, то к концу 1960-х гг. уже создавались связанные системы, относящиеся к крупнейшим газодобывающим районам страны.

К началу 1980-х гг. из отдельных газотранспортных магистралей в СССР сформировалось несколько систем магистральных газопроводов. В эти годы началась большая работа по кольцеванию магистральных газопроводов для создания единой системы транспорта газа, а также существенному расширению городских газовых сетей. Весомый вклад в развитие газотранспортных магистралей внес первый Министр газовой промышленности СССР А. К. Кортунов [1].

Современное состояние и перспективы развития магистрального транспорта газа

С открытием в 1970-х гг. новых газовых месторождений на севере западной части Сибири начался новый весьма бурный этап развития газовой промышленности в целом и газотранспортной системы в частности, который продолжается до сих пор. Ниже представлена характеристика основных газопроводов России (рис. 2.2).

Газопровод «Союз» был построен в 1975–1978-х гг. и предназначен для поставок газа потребителям в Центральной и Западной Европе. Проектная мощность — 26 млрд куб. м газа в год.



Рис. 2.2

Маршруты транспортировки российского газа в Европу

«Уренгой — Южгород» предназначен для поставок газа потребителям в Центральной и Западной Европе. Построен в 1982–1984 гг., проектная мощность 32 млрд куб. м газа в год. Общая протяженность — 4451 км.

«Голубой поток» в Турцию начал функционировать в феврале 2003 г. Проектная мощность газопровода 16 млрд куб. м. газа в год. Стоимость проекта 3,2 млрд долл. Общая протяженность газопровода составляет 1213 км, из них 373 км ($D = 1420$ мм) по сухопутной территории России, 396 км — по дну Черного моря на глубинах до 2200 м (самый глубоководный трубопровод в мире) и 444 км ($D = 1168$ мм) по территории Турции. Ставятся задачи развития существующих систем и создания новых.

«Ямал — Европа» и «Прогресс» берут начало от газовых месторождений Вуктыла (северная часть Урала, район Тимано-Печорского кряжа), Ямбурга и Уренгоя (район Обской губы) и осуществляют транспортировку газа двумя потоками по многониточным магистралям большого диаметра через центральную часть России, Белоруссию, Польшу и Германию на запад и юго-запад, в страны Европы — Германию, Венгрию, Румынию, страны бывшей Югославии, Италию и Францию, а также в Турцию. Поставки газа по газопроводу «Ямал — Европа» начались в 2006 г. Проектная мощность 32,9 млрд м^3 газа в год. Общая протяженность более 2000 км. Протяженности газопроводов «Ямал — Европа» и «Прогресс» в окончательном варианте составят более 6,0 тыс. км каждая; мощностью более 100 млрд м^3 газа в год.

«Северный поток» был введен в эксплуатацию в ноябре 2011 г. и предназначен для поставок газа в Германию, Великобританию, Нидерланды, Францию, Данию и др. через Финляндию и Балтийское море. Проектная мощность

55 млрд куб. м газа в год, общая протяженность — 1224 км. Объем инвестиций составил 7,4 млрд евро.

«Северный поток-2» — новый экспортный газопровод из России в Европу через Балтийское море, хотя Германия объявляла не один раз, что ей не нужны дополнительные нитки этого газопровода, поскольку у нее не такое большое собственное потребление [8]. Тем не менее вероятность реализации данного проекта оценивается аналитиками как весьма высокая.

«Южный поток» — нереализованный международный проект газопровода, который планировалось проложить мимо Украины по дну Черного моря из Анапского района в болгарский порт Варну. Проектная мощность — 63 млрд куб. м газа в год. Проект заморожен, так как Болгария не дала разрешения на строительство по решению Европейской комиссии. Отказ был объяснен несоответствием этого проекта нормам «третьего энергопакета» ЕС [6].

«Турецкий поток» был анонсирован в качестве замены «Южному потоку». Его планировалось направить в Европу через Грецию, Македонию, Сербию и Венгрию. Турция — основной участник потока, неоднократно откладывала его реализацию [7]. Ухудшение отношений между Россией и Турцией в ноябре 2015 г. после сбитого Турцией российского самолета поставило реализацию этого проекта под вопрос, но позднее была достигнута новая договоренность о строительстве.

Высокий уровень потребления природного газа в странах Европы предопределяет строительство новых газопроводов для транспортирования дополнительных объемов газа как от внешних экспортеров (России, Северной Африки), так и от внутренних (Норвегии, Нидерландов и Великобритании). На рынке Западной Европы главными поставщиками газа являются Россия и Норвегия.

В развитие уже имеющихся планов экспортных поставок российского природного газа на европейский рынок предполагается разработать проекты разветвления газотранспортной системы «Ямал — Европа» с целью последующего подключения к ней: южноевропейского транзитного коридора (в Италию, Швейцарию, Словакию, Венгрию и Словению); балканского транзитного коридора (в Болгарию, Румынию, Молдавию, Албанию, Македонию, Грецию и Турцию); североευропейского транзитного коридора (в Финляндию, Швецию и Данию).

«Сила Сибири» — магистральный газопровод для транспортировки газа из Иркутского и Якутского центров газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай («восточный» маршрут) в соответствии с 30-летним договором от 2014 г. между «Газпромом» и Китайской Национальной Нефтегазовой Корпорацией (CNPC) (рис. 2.3) [9]. Протяженность газопровода около 3000 км, диаметр — 1420 мм, рабочее давление — 9,8 МПа, экспортная производительность — 38 млрд куб. м в год. Газопровод пройдет по территориям Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Амурской области с экстремальными природно-климатическими условиями, где абсолютные минимальные температуры воздуха составляют от -62 до -41°C .

В сентябре 2014 г. «Газпром» начал строительство первого участка длиной около 2200 км от Чаяндинского месторождения в Якутии до Благовещенска (граница с Китаем). На втором этапе будет построен участок от Ковыктинского месторождения в Иркутской области до Чаяндинского — около 800 км, на третьем — планируется расширение газотранспортных мощностей на участке

от Чаюдинского месторождения до Благовещенска. При строительстве «Силы Сибири» используются современное оборудование и технологии, которые позволяют снизить затраты энергии на транспортировку газа и обеспечат надежность и экономичность эксплуатации газопровода [9].



Рис. 2.3

Маршрут транспортировки российского газа в Китай [9]

В сентябре 2016 г. «Газпром» и CNPC подписали ЕРС-контракт на строительство подводного перехода трансграничного участка под рекой Амур.

Сегодня ПАО «Газпром» эксплуатирует самую протяженную в мире систему газопроводов (ЕСГ — Единая система газопроводов), которая включает в себя 171,4 тыс. км магистральных газопроводов, 246 компрессорных станций, в их составе — 693 компрессорных цеха и более 4050 агрегатов общей установленной мощностью 42 млн кВт, 22 объекта подземного хранения газа, более 3400 газораспределительных станций, транспортируется около 600 млрд м³ газа в год. ПАО «Газпром» осуществляет экспортные поставки газа при дальности более 4 тыс. км, а средняя дальность транспортировки газа потребителям в России — 2,5 тыс. км.

Что касается физического состояния российских газопроводов, то 57% из них эксплуатируются от 10 до 30 лет, а 16% отработали свой нормативный срок — 30 лет. 15% парка газоперекачивающих агрегатов выработали свой расчетный ресурс — более 100 тыс. машино-часов. Тем не менее российская Единая система газоснабжения демонстрирует достаточно высокую надежность поставок природного газа.

Общее устройство системы магистрального транспорта газа

Газопроводы можно подразделить на три категории:

1) системы сбора — состоят из линий малого диаметра, по которым газ транспортируется от устья скважин на перерабатывающий завод. Если после промысловой подготовки газ отвечает требованиям трубопроводной транспортировки, системы сбора могут быть подключены к магистральным линиям;

2) магистральные линии — состоят из линий большого диаметра, предназначенных для перемещения немалых объемов газа на значительные расстояния;

3) местные распределительные сети.

Система магистрального транспорта газа состоит из периодически повторяющихся элементов «компрессорная станция — участок газопровода». По участку газопровода газ движется от сечения с большим напором к сечению с меньшим напором (напор уменьшается вследствие потерь энергии на трение, поэтому через некоторые расстояния (100–150 км) на трубопроводах устанавливают устройства, повышающие напор, — компрессорные станции (КС)). Часть существующих в России газопроводов рассчитана на максимальное давление 64 атм., часть — на более высокое — 75 атм.; функционируют газопроводы с давлением 83 атм. (Ямал — Европа, участок Торжок — Белосток), с давлением 100 атм. (Россия — Турция, участок КС Краснодарская — КС Береговая), с давлением 120 атм. (Ямал — Европа, участок Бованенково — Ухта), морские газопроводы «Голубой поток» и «Северный поток» имеют рабочее давление 250 атм.

Терминалами — конечными пунктами магистральных газопроводов — являются либо газораспределительные станции (ГРС), либо подземные хранилища газа (ПХГ).

ГРС предназначены для снижения давления газа, дополнительной очистки и одоризации, регулирования и учета количества газа, отпускаемого потребителям. Основным элементом ГРС является узел редуцирования давления путем пропускания газа через дроссельное устройство, он содержит также регулирующее устройство, по большей части мембранного типа, которое поддерживает давление на выходе ГРС на заданном уровне.

Транспортировка сжиженного природного газа

По ряду прогнозов до 2030 г. большая часть роста межрегиональной торговли газом (87%) будет обеспечена поставками СПГ. Трубопроводные поставки газа будут расти гораздо медленнее, в основном за счет ввода в строй новых трубопроводов из России и Центральной Азии. Если Россия и Саудовская Аравия продолжат проводить политику поддержания высоких цен на углеводороды, глобальный рынок природного газа ожидает новый виток бурного роста сегмента СПГ.

Множество новых проектов к 2020 г. суммарно добавят 22 млрд фут³ в сутки [10]. По некоторым оценкам суммарные поставки СПГ к 2035 г. вырастут на 48 млрд фут³ в сутки. Аналитики, скептически настроенные по отношению к российскому газу, считают, что к 2035 г. Китай станет вторым по величине импортером СПГ (12 млрд фут³ в сутки), уступив только Японии (13 млрд фут³ в сутки). Европейская рыночная доля по импорту СПГ между 2015 и 2035 гг. увеличится с 16 до 19% [10]. Как результат, к концу прогнозируемого периода СПГ станет доминирующей формой торгуемого газа.

Технология сжижения газа весьма сложна и дорогостояща. Главная сложность состоит в том, что для превращения природного газа в жидкость необходимо охладить его на 161,5°C ниже нуля и далее транспортировать в особых сосудах (танках) со сложной технологией поддержания газа в жидком агрегатном состоянии. Во многих случаях с экономической и технологической точек

зрения сжиженный газ проигрывает транспорту газа более стандартным способом, т. е. по газопроводам.

Для России индустрия СПГ относительно новый сегмент — большая часть российского экспорта осуществляется сегодня трубопроводами. Доля России в мировом производстве СПГ на 2015 г. составляла всего 5%, однако с началом нового тысячелетия интерес к использованию СПГ в России постоянно растет. К 2025–2030 гг. планируется увеличение доли российского сжиженного природного газа до 15–16% за счет реализации ряда новых проектов [11].

Проекты по транспортировке СПГ могут быть выгодны для транспортировки газа от отдаленных, труднодоступных, находящихся в условиях сурового климата месторождений. Удельные капитальные вложения на установку сжижения составляют 180–220 долл./т сжиженного газа в год, а себестоимость получения сжиженного газа оценивается в 250–400 долл./т без учета его транспорта. Затраты на танкерную транспортировку сжиженного газа составляют 40–83 долл./т, стоимость наземной транспортировки на 1000 км \approx 50 долл./т. В течение проектного срока службы одна линия СПГ с экономически обоснованной мощностью для покрытия собственных нужд потребляет до 140 млрд м³ газа. Таким образом, в настоящий момент сжижение газов представляет собой дорогостоящую операцию.

Однако экспорт природного газа в виде СПГ имеет ряд серьезных преимуществ: низкие удельные транспортные расходы (танкерный транспорт — самый дешевый в мире); окупающиеся затраты технологической стадии сжижения; меньшие затраты на первые этапы строительства, поскольку для газопроводных проектов необходимо полностью завершить строительство нитки, на что уходит до 75% всех капитальных вложений, мощности же по производству СПГ можно вводить в строй постепенно, а поставки начинать после вложения 50% средств.

К числу преимуществ относится также снижение удельных затрат на производство СПГ при сооружении новых технологических линий за счет того, что терминал, хранилище и другая вспомогательная инфраструктура созданы на начальном этапе; независимость от транзитных соглашений, кроме того, появляется возможность включать в состав СПГ фракции C₃–C₅, что позволяет, в отличие от морских газопроводов высокого давления (до 250 атм), доставлять с месторождений природного газа пропан-бутановую фракцию и с минимальными затратами извлекать в процессе регазификации СПГ этан, пропан, бутаны и пентаны [12].

Основным же преимуществом СПГ перед трубопроводом является гибкость, т. е. возможность перенаправления поставок физических объемов природного газа с одного рынка на другой в зависимости от того, где складывается наиболее благоприятная ценовая ситуация.

Исходя из анализа стратегии развития крупнейших мировых энергетических компаний, преимущества реализации СПГ по сравнению с поставками по трубопроводу неоспоримы, если, конечно, имеются условия танкерного судостроительства.

Транспортировка природного газа через синтетическое жидкое топливо (СЖТ)

Технологии конверсии природных газов в жидкие продукты получили собирательное наименование GTL (gastoliquid) технологий. Внедрение техно-

логии GTL в промышленных масштабах позволяет газодобывающим странам или нефтегазовым компаниям превратить в востребованный продукт те обширные запасы газа, которые раньше считалось экономически нецелесообразным добывать и транспортировать потребителю.

Интерес к технологии GTL стали проявлять и нефтегазовые компании, имеющие маломощные, считающиеся забалансовыми газовые месторождения, а также месторождения в стадии затухающей добычи. Строительство относительно небольшого предприятия по технологии GTL позволило бы полностью удовлетворить потребность региона в топливе и нефтепродуктах, сняв проблему дальнего и дорогостоящего завоза.

В качестве перспективного способа транспортировки природного газа из арктических регионов России рассматривается возможность его конверсии в жидкие или легкоскижижаемые продукты, такие как синтетические жидкие углеводороды (СЖУ), метанол, диметиловый эфир или этилен, непосредственно в районах добычи и их перевозка морским надводным или подводным транспортом. Ряд стран, располагающих значительными ресурсами природного газа и по географическим условиям лишенных возможности пользоваться трубопроводным транспортом для доставки его потребителям, уже активно используют (Малайзия, Тринидад, ЮАР, Нигерия, Катар) или ведут активную подготовку к использованию (Австралия) конверсии газа в такие жидкие продукты, как СЖУ или метанол.

Таким образом, существует три варианта получения потребителем углеводородного газового сырья:

- прокладка и эксплуатация газопроводов, этот вариант освоен и широко используется, в том числе в России;

- производство, транспортировка и потребление сжиженного природного газа (СПГ) — освоен в некоторых странах-производителях и странах-потребителях, в том числе в России;

- производство синтетических жидких топлив (СЖТ) и других жидких продуктов из природного газа — реализован на двух крупных (компанией Sasol в ЮАР и компанией Shell в Малайзии) и на небольших опытно-промышленных установках (США), построены крупные установки в Катаре и Нигерии.

Последние два варианта предназначены для районов с большими запасами недорогого газа [1].

Хранение природного газа

Газохранилища

Подземные хранилища газа предназначены для длительного или краткосрочного хранения газа, подводимого к ним по магистральным газопроводам. Подземные газохранилища обеспечивают надежность потребления газа в случае аварийных ситуаций, а также необходимы для создания долгосрочных (резервных) запасов газа.

Хранилища подразделяются на базисные и пиковые. Базисные хранилища служат для удовлетворения основного спроса и содержат большие объемы газа (активный газ) для длительного равномерного отбора (обычно в течение 3–5 мес.), после чего следует длительный период закачки, необходимый для наполнения хранилища (5–7 мес.). Пиковые хранилища служат для удовлетворения пикового спроса и предназначены для снабжения большими количествами газа в течение короткого временного периода (нескольких часов или суток).

Хранилища природного газа бывают двух типов:

1) надземные газгольдеры до 0,4 млн н. м³ с плавающей крышей, эксплуатируемые под давлением, близким к атмосферному;

2) подземные хранилища (выработанные нефтяные и газовые коллекторы, соляные каверны и водоносные горизонты) гораздо большей емкости, эксплуатируемые под высоким давлением.

Газгольдеры — сосуды большого объема, предназначенные для хранения газов под давлением. Газгольдеры бывают высокого (от $7 \cdot 10^4$ до $30 \cdot 10^4$ Па) и низкого (4000 Па) давления, которые, в свою очередь, подразделяются на мокрые и сухие (рис. 2.4). В газгольдерах низкого давления рабочий объем является переменным, а давление газа в процессе наполнения или опорожнения изменяется незначительно. Недостатком газгольдеров низкого давления является то, что они обладают относительно низкой аккумулирующей способностью.

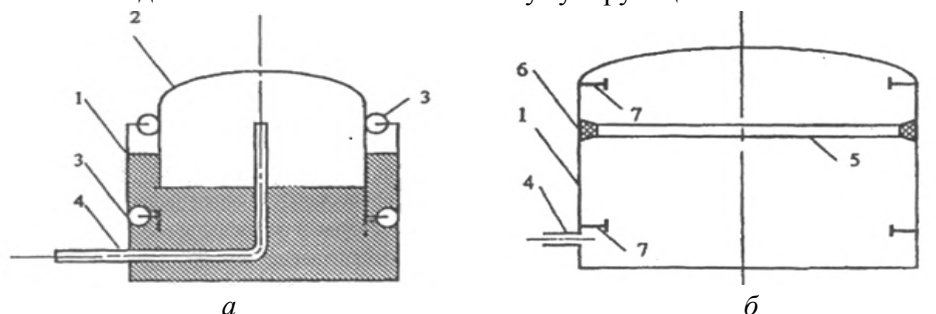


Рис. 2.4

Принципиальная схема газгольдеров низкого давления:

а — мокрого газгольдера, *б* — сухого газгольдера; 1 — резервуар, 2 — колокол, 3 — ролики, 4 — газопровод, 5 — шайба, 6 — уплотнение, 7 — ограничитель хода.

Мокрые газгольдеры состоят из вертикального цилиндрического резервуара, заполненного водой (неподвижная часть), и колокола, помещенного внутри резервуара и представляющего собой цилиндр, открытый снизу и имеющий сферическую кровлю (подвижная часть).

Сухие газгольдеры состоят из вертикального корпуса цилиндрической или многогранной формы с днищем и кровлей, внутри которого находится подвижная шайба (поршень), снабженная специальным уплотнением. Сухие газгольдеры менее надежны, чем мокрые, но и менее металлоемки.

Газгольдеры высокого давления имеют постоянный геометрический объем, но давление в них по мере наполнения или опорожнения изменяется. Несмотря на то, что геометрический объем этих газгольдеров намного меньше объема газгольдеров низкого давления, количество хранимого в них газа может быть значительным, благодаря высокому давлению [13].

Газгольдеры высокого давления бывают цилиндрические и сферические (рис. 2.5).

Цилиндрические газгольдеры имеют объем от 50 до 270 м³ и внутренний диаметр 3,2 м, таким образом, отличаясь длиной цилиндрической части, они рассчитаны на давление от 0,25 до 2 МПа. Сферические газгольдеры имеют объем от 300 до 4000 м³. Для хранения газа под высоким давлением по металлозатратам и общей стоимости сферическая форма сосуда является наиболее выгодной.

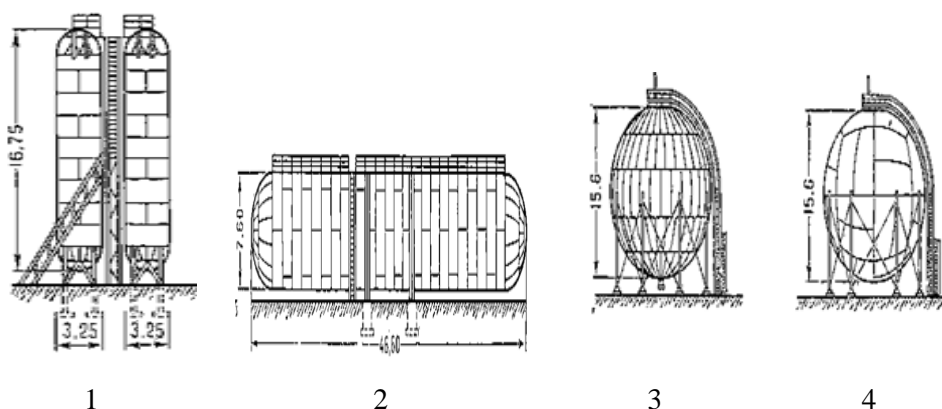


Рис. 2.5

Газгольдеры постоянного объема (размеры в м):

1 — вертикальный цилиндрический; 2 — горизонтальный цилиндрический; 3 — шаровой из пяти поясов; 4 — шаровой футбольного раскроя [14].

С развитием газопроводов и ростом объемов потребления газа потребовались газохранилища вместимостью в миллионы кубических метров, такой вместимостью обладают только подземные газохранилища [13]. *Подземные хранилища* — основной способ хранения газа. Большинство подземных газохранилищ устраивают в выработанных коллекторах (рис. 2.6), что предпочтительно по следующим очевидным причинам: известно геологическое строение коллектора; основная часть инфраструктуры для отбора и закачки газа уже имеется на месте.

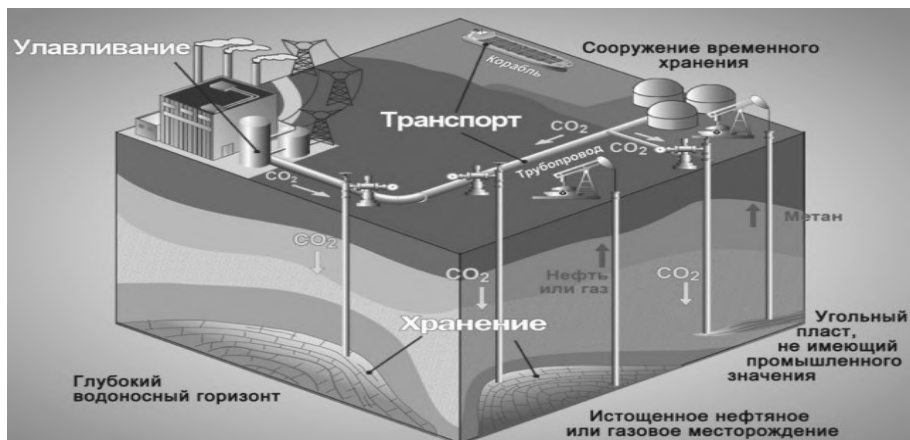


Рис. 2.6

Хранение газа в истощенных нефтяных и газовых месторождениях

Если выработанных коллекторов нет, в качестве подземных газохранилищ используют соляные каверны и водоносные горизонты. Соляные каверны, образующиеся за счет вымывания подземных соляных пластов, — распространенный и сравнительно недорогой способ создания хранилищ большой емкости (рис. 2.7). Обнаружив подходящий соляной пласт и пробурив скважину, в нее спускают двойную концентрическую колонну, где в межтрубное пространство закачивают воду, а через внутреннюю трубу откачивают рассол. В результате

образующаяся каверна не имеет трещин, через которые могла бы происходить утечка газа, и хорошо подходит для хранения газа под давлением.

Водоносные горизонты при определенных условиях можно приспособить для хранения газа, но этот способ обходится дороже остальных и требует больших затрат времени для обустройства хранилищ [5].

Подземное хранение газа преобладает во всем мире, за исключением Японии и Южной Кореи, где природный газ сжижают и хранят в виде СПГ.

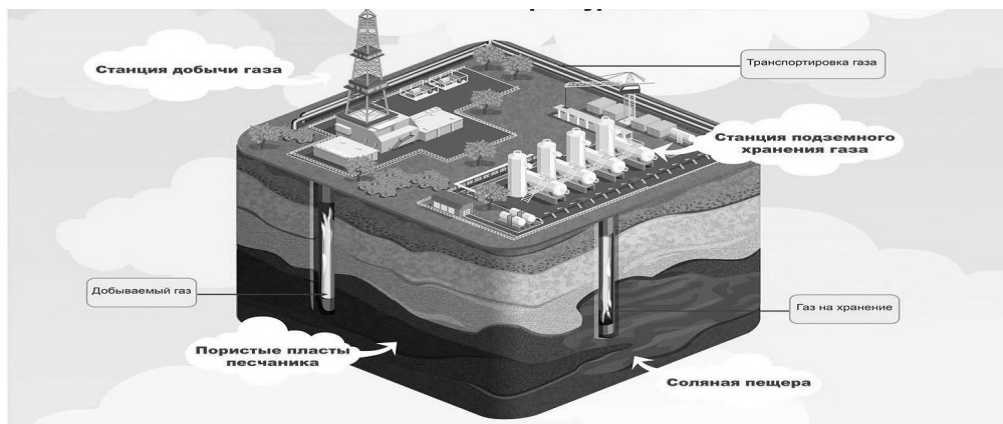


Рис. 2.7

Хранение природного газа в соляных пещерах

В Западной и Восточной Европе число газохранилищ достигает 130. В настоящее время ПАО «Газпром» на территории России, Латвии и Германии имеет 22 газохранилища объемом более 100 млрд м³ суточной производительностью 650 млн м³, что обеспечивает бесперебойную работу газотранспортной системы. Созданная в России система газохранилищ позволяет обеспечить 15% годового объема потребления в России и 12% объема экспортных поставок. В США отношение активного объема газохранилищ к годовому потреблению примерно такое же — 14%. В более зависимых от импортных поставок газа европейских странах это отношение выше: в Германии — 20%, Италии — 26%, Франции — 29%, Австрии — 36%.

Перспективы развития систем транспортировки и хранения природного газа в России

Сегодня, с учетом перспектив разработки месторождений газа в Арктике и на шельфе, остро стоит проблема транспортировки добываемого газа на межконтинентальные рынки. Одним из наиболее перспективных способов транспортировки с месторождений, расположенных в удаленных районах, в условиях отсутствия развитой инфраструктуры и сложности строительства трубопроводов, становится морская судовая транспортировка, которая осуществляет перевозку сжиженного природного газа (СПГ) и компримированного природного газа (КПГ).

В России становится актуальной задача создания нового специализированного флота, который послужит основой глобальной морской системы газоснабжения. Создание КПГ судов в России могло бы стать элементом общей стратегии освоения газовых месторождений арктического шельфа. Данный вид транспорта представляет собой виртуальный плавающий по морю трубопровод,

помещенный в изолирующий контейнер и интегрированный в судно, что позволит транспортировать газ в любое место сразу после начала освоения месторождения. Оборудование для подготовки, загрузки и выгрузки газа может располагаться на отгрузочных терминалах или непосредственно на судах, что уменьшает зависимость от наличия и состояния инфраструктуры на береговой линии. Такая технология позволит одновременно перевозить чистый природный газ, газовый конденсат, ПНГ и продукты его переработки.

Прогнозируется, что судовая КПП транспортировка по экономическим показателям будет занимать промежуточное место между морскими трубопроводами, которые ограничены по протяженности, и перевозкой СПГ, что требует большого объема транспортируемого газа и существенных затрат в формировании береговой инфраструктуры [15].

Поиск новых и совершенствование существующих газохранилищ связаны с освоением и необходимостью хранения гелийсодержащего газа в течение длительного времени (десятки лет), что связано с низкими объемами его потребления в нашей стране с крупнейшими нефтегазоконденсатных месторождений Восточной Сибири (Ковыктинское, Юрубчено-Тохомское, Собино-Пайгинское и др.), Республики Саха (Якутия) (Чаяндинское) и ряда менее крупных месторождений, отличающихся высоким содержанием гелия (от 0,24 до 0,6%).

Длительное хранение больших объемов гелия требует создания специальных подземных хранилищ в различных геологических структурах. Для временного хранения гелийсодержащего природного газа можно осуществлять его обратную закачку в крупное разрабатываемое месторождение, что позволит сразу использовать отдельные пласты, участки или блоки месторождения для хранения добываемого газа, содержащего гелий. Однако такие хранилища имеют ряд недостатков:

- необходимость проведения специальных работ, связанных с исследованием диффузионных процессов, которые при хранении природного газа невелики и которые обычно не учитывают;
- возможные потери, связанные с негерметичностью фонда скважин и высокой проникающей способностью гелия;
- необходимость многократно закачивать и извлекать газ при отборе.

При использовании средних по запасам газа залежей месторождений имеется возможность повысить герметичность объекта хранения путем использования специальных герметичных скважин.

Таким образом, основными факторами при выборе хранилищ гелия являются быстрая организация и надежность объектов для длительного хранения, минимизация капитальных затрат. Считается наиболее целесообразным использовать соляные каверны для хранения гелиевого концентрата и блоки гелийсодержащих месторождений для гелийсодержащего природного газа [16].

2.3. Основные товарные продукты ГПЗ и рынки сбыта

Основной товарной продукцией, получаемой на газоперерабатывающих заводах в России, являются: товарный газ, направляемый в магистральный га-

зопровод, сера газовая (жидкая, комовая, гранулированная), ШФЛУ, стабильный газовый конденсат, бензин автомобильный марок А-92, АИ-95, дизельное топливо, реактивное топливо, котельное топливо, сжиженный газ, этан, пропан технический, пропан-бутан технический, бутан технический, изобутан; изопентан, пентан-изопентановая фракция, фракция C_5-C_6 , одорант (смесь природных меркаптанов), техуглерод (печной, термический), гелий, гидросульфит [1].

Требования к качеству товарных газов

При установлении показателей качества товарного газа за основу взяты следующие условия:

— газ при транспортировании не должен вызывать коррозию трубопроводов, арматуры, приборов и т. п.;

— качество газа должно обеспечивать его транспортирование в однофазном состоянии, т. е. в газопроводе не должны образовываться углеводородная жидкость, водяной конденсат и газовые гидраты;

— товарный газ не должен вызывать осложнений у потребителя при его использовании.

Показатели качества природного товарного газа приведены в таблице 2.9.

Таблица 2.9

Требования к качеству природного газа, подаваемого в газопроводы (ОСТ 51.40-95, ГОСТ 5542-87)

Показатели	Климатический район			
	умеренный		холодный	
	1.05-30.09	1.10-30.04	1.05-30.09	1.10-30.04
Точка росы газа по влаге, °С, н. в.	–3	–5	–10	–20
Точка росы по углеводородам, °С, н. в.	0	0	–5	–10
Содержание г/м ³ , не более:				
— сероводорода	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007 (0,02)	0,007* (0,02)
— меркаптановой серы	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016 (0,036)	0,016* (0,036)
Объемная доля кислорода, % не более	0,5	0,5	1,0	1,0
Содержание механических примесей	Оговаривается отдельно в соглашениях на поставку газа			

* — Допускается поставка в отдельные газопроводы газа с более высоким содержанием сероводорода и меркаптанов по согласованным в установленном порядке техническим условиям.

Показатели качества ШФЛУ и СУГ

Широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ) является сырьем для производства сжиженного газа и для химической переработки. На основе углеводородов, входящих в состав ШФЛУ, можно получить разнообразные химические продукты. При выделении ШФЛУ из жидкого конденсата получают также стабильный газовый конденсат. Технические требования к качеству ШФЛУ разных марок, получаемых при переработке ПНГ, приведены в таблице 2.10. Требования на сжиженные углеводородные газы (СУГ), выделяемые из ШФЛУ, приведены в таблице 2.11.

Таблица 2.10

Технические требования к качеству ШФЛУ разных марок

Показатели	Марка		
	А	Б	В
Углеводородный состав, % масс			
C ₁ + C ₂ , не более	3	5	—
C ₃ , не менее	15	—	—
C ₄ + C ₅ , не менее	45	40	35
C ₆ и выше, не более	11	25	50
Содержание сернистых соединений в пересчете на серу, %, не более	0,025	0,05	0,05
в том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003
Содержание взвешенной воды	отсутствие		
Содержание щелочи	отсутствие		

Таблица 2.11

Требования к газам углеводородным сжиженным (ГОСТ 20448-90)

Показатели	ПТ	СПБТ	БТ
Массовая доля компонентов, %	не нормируются		
Метан + этан + этилен, не более	75	не нормируются	
Пропан + пропилен, не более	не нормируются	—	60
Бутаны + бутилен, не менее		60	—
Жидкий остаток, в том числе C ₅ и выше при 20°С, % об., не более	0,7	1,6	1,8
Давление нас. паров (избыточное), МПа при: +45°С, не более	1,6	1,6	1,6
–20°С, не менее	0,16	0,16	0,16
Массовая доля сероводорода и меркаптановой серы, % не более:	0,013	0,013	0,013
в том числе сероводорода, не более	0,003	0,003	0,003
Содержание свободной воды и щелочи	Отсутствие		
ПТ — пропан топливный, СПБТ — сжиженный пропан-бутан топливный, БТ — бутан топливный			

Показатели качества газовых конденсатов

Газовые конденсаты значительно различаются по групповому составу (кроме парафиновых углеводородов, в них содержатся нафтеновые и ароматические) и фракционному составу. Плотность, вязкость, температура начала кристаллизации, застывания и вспышки, молекулярная масса, содержание серы также различны. Исходя из этого бензиновые и дизельные фракции, выделенные из газоконденсатов, также значительно отличаются друг от друга. Классификация газовых конденсатов позволяет выделять основные группы, которые требуют определенной технологии переработки.

Таблица 2.12

Требования к конденсату газовому стабильному (ГОСТ Р 54389-2011)

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
Давление насыщенных паров, кПа (мм рт. ст.), не более	66,7 (500)	
Массовая доля воды, % не более	0,5	

Наименование показателя	Значение для группы	
	1	2
Массовая доля механических примесей, %, не более	0,05	
Массовая концентрация хлористых солей, мг/дм ³ , не более	100	300
Массовая доля серы, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Массовая доля сероводорода, млн ⁻¹ (ppm), не более	20	100
Массовая доля метил- и этил-меркаптанов в сумме, млн ⁻¹ (ppm), не более	40	100
Плотность при 20°C, кг/м ³ ; при 15°C, кг/м ³	Не нормируют. Определение обязательно Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Выход фракций, % до температуры, °C: 100, 200, 300, 360	Не нормируют. Определение обязательно	
Массовая доля парафина, %	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Массовая доля хлорорганических соединений, млн ⁻¹ (ppm)	Не нормируют. Определение по требованию потребителя	
Примечания:		
1. По согласованию с потребителями допускается выпуск КГС давлением насыщенных паров не более 93,3 (700) кПа (мм рт. ст.).		
2. Для организаций, перерабатывающих сернистое сырье и введенных в эксплуатацию до 1990 г., допускается по согласованию с потребителями и транспортными компаниями превышение значения по показателю 6 для КГС группы 2 до 300 млн ⁻¹ (ppm) и по показателю 7 для КГС группы 2 до 3000 млн ⁻¹ (ppm).		
3. Если хотя бы по одному из показателей КГС относят к группе 2, а по другим — к группе 1, то КГС признают соответствующим группе 2.		
4. Показатели 5–7 определяют по требованию потребителя только для конденсатов с содержанием сернистых соединений (в пересчете на серу) более 0,01% массовых.		

Рынок продукции ГПЗ

Природный газ

Ежегодный мировой рост потребления природного газа в качестве топлива составляет 2,4%, а к 2030 г. объемы его потребления удвоятся. К 2020 г. ожидается, что доля природного газа в общем энергопотреблении достигнет 45–50%.

Россия, обладая колоссальными газовыми запасами, является крупнейшим в мире экспортером природного газа. Основными рынками сбыта природного газа в настоящее время являются Западная Европа и Центральная Европа, где российский газ занимает доминирующее положение. Растет экспорт газа в Германию, Великобританию, поставки в Италию почти удвоились.

Газовая отрасль традиционно привязана к европейскому рынку: экспорт газа в эти страны осуществляется преимущественно по долгосрочным контрактам (сроком до 25 лет). Основными компаниями, осуществляющими поставки природного газа на внешний и внутренний рынок, являются ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк» и ПАО «НК „Роснефть“».

Спрос на природный газ к 2020 г. в европейских странах возрастет до 750 млрд долл., в то время как уровень собственной добычи снизится и будет покрывать лишь 34% потребностей. Доля Алжира на европейском газовом рынке к 2020 г. сохранится на уровне 11–12%, основным экспортером будет Россия.

Однако серьезным препятствием для развития экспортного потенциала России в страны Евросоюза является принятое Брюсселем правило, согласно которому доля одного источника энергоносителя не должна превышать 30% рынка. Но уже сейчас по объему заключенных долгосрочных контрактов Россия выходит на этот уровень, а с учетом поставок в страны Центральной и Восточной Европы превысит данный лимит.

В целом ситуация на мировом энергетическом рынке позволяет прогнозировать как минимум сохранение или даже повышение уровня экспортного спроса на российские энергоресурсы, с учетом выхода России на энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Энергетической стратегией России предусматривается сохранение значительных объемов экспорта энергоресурсов, особенно природного газа и жидкого топлива, в составе которого предусмотрен опережающий рост вывоза нефтепродуктов.

По оценке экспертов, в настоящее время импорт СПГ в Китай составляет 20 млн т в год, в основном из США и России. К 2020 г. он вырастет до 45–50 млн т в год. В 2014 г. Китай импортировал 33,6 млрд м³ трубопроводного газа и 27,4 млрд м³ СПГ. По данным аналитиков, российский СПГ в ближайшие годы сможет составить конкуренцию мировым производителям газа за счет заключенных в последнее время договоренностей между странами [17].

Природные газы могут быть использованы в двух направлениях — энергетическом и химическом. Наиболее широко (95%) используются природные газы в качестве топлива — бытового, промышленного и моторного. В энергетическом балансе России доля природного газа более 50%, а к 2020 г. прогнозируется ее увеличение до 58%, в производстве электроэнергии его доля составляет почти 80%, что частично объясняется его экологическими преимуществами перед другими видами ископаемого топлива [1].

ШФЛУ

Попутный нефтяной газ (ПНГ) — основное сырье для производства ШФЛУ, быстрыми темпами увеличивается доля газоконденсата в производстве ШФЛУ. Ежегодный экспорт ШФЛУ составляет 300 тыс. т в год, что свидетельствует о наличии профицита. Основные страны-импортеры — Белоруссия и Украина (до недавнего времени), кроме них довольно большие существенные объемы ШФЛУ поставляются в Финляндию, где он используется для пиролиза.

К 2020 г. Татарстан и Башкортостан прогнозируют, что профицит ШФЛУ может составить 15 млн т в год. Одновременно дефицит ШФЛУ, кроме европейских стран, ожидается на предприятиях Урала и Поволжья, на которых к 2020 г. он может составить до 8 млн т. Перспективы рынка ШФЛУ остаются неопределенными и зависят как от действий ведущих потребителей, так и от государственных решений, т. е. будут ли приняты меры, стимулирующие дальнейшее наращивание производства и транспортировки ШФЛУ на нужды нефтехимии [18].

Бензин и дизельное топливо

В Западной Европе при общем избытке мощностей по переработке нефтяного сырья наблюдаются диспропорции в производстве отдельных видов

нефтепродуктов. Европейские НПЗ производят избыточное количество бензина, но недостаточно средних дистиллятов. На перспективу до 2020 г. прогнозируется стабилизация потребности европейских рынков в автомобильных бензинах практически на нынешнем уровне (или ее незначительный рост); потребление же средних дистиллятов вырастет более чем на треть. В результате к 2020 г. потребность Западной Европы в дизельных топливах и газойле составит около 330 млн т в год. Отечественная нефтеперерабатывающая промышленность в настоящее время не готова обеспечить необходимое качество бензинов и дизельных топлив для экспорта.

Поэтому перспективным является не только получение бензина и дизельного топлива из газовых конденсатов на предприятиях «Газпрома», но и производство и поставка на экспорт синтетических жидких топлив (СЖТ).

Сжиженные углеводородные газы (ПТ, БТ, СПБТ)

Объем российского рынка СУГ на 2015 г. составлял около 15 млн т (включая ШФЛУ), что менее 5% от общемирового объема. При этом на СУГ приходится всего 3% в структуре отечественного производства жидких углеводородов, на рынке моторных топлив они также занимают всего 4–5%.

В России производством СУГ занимается более 40 предприятий — нефтехимические, нефте- и газоперерабатывающие заводы, крупнейшими из которых являются предприятия ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ПАО «Сибур», ПАО «Новатэк», ОАО «Сургутнефтегаз» [19].

Динамика производства СУГ далеко опередила темпы расширения потребления, тем не менее, их производство постоянно растет. Прирост производства СУГ в последние годы был достигнут во многом благодаря увеличению выпуска индивидуальных газов — пропана, бутана и изобутана. И даже сегодня, несмотря на неблагоприятную конъюнктуру мирового рынка, данную продукцию производят в прежнем объеме и экспортируют. С экономической точки зрения, в сложившихся условиях было бы выгоднее не тратить деньги на разделение газов, а продавать на внутреннем и внешнем рынке смесь пропан-бутана техническую (СПБТ), но на такие объемы СПБТ спроса сейчас нет [20].

Что касается потребления СУГ, то выделяются три его сегмента: нефтехимия, коммунально-бытовое хозяйство и транспорт, а также экспорт. Около 60% от всего выпускаемого в России СУГ приходится на топливные сжиженные газы, причем за последние 5 лет их выпуск увеличился с 6 млн до 8 млн т в год [19].

В свою очередь, нефтехимия потребляет порядка 36% СУГ, которые идут на пиролиз и дегидрирование [20, 21]. Избыток СУГ на внутреннем рынке за счет увеличения его производства и снижения экспорта создает благоприятные условия для развития нефтехимической отрасли, однако на текущий момент увеличение потребления СУГ пиролизными установками уже исчерпано [21]. Потребление СУГ на автотранспорте за последние 5 лет выросло с 1,7 млн т в год до 2,1 млн т в год [19].

На внутренний рынок России поступает приблизительно 2/3 продукции, на экспорт — около трети. Самый крупный импортер российского СУГ — Польша, второе и третье места занимают Турция и Финляндия. Существует ряд проектов, которые окажут значительное влияние на рынок СУГ до 2020 г. [22]:

- освоение месторождения Каспийского шельфа (ПАО «Лукойл») и Ковыктинского ГКМ;
- проекты по утилизации ПНГ в Ханты-Мансийском АО, строительство ГХК на базе месторождений нижнего Приангарья и расширение производственных мощностей Пуровского ЗПК (ПАО «Новатэк»);
- реализация крупных нефтехимических проектов: установка пиролиза мощностью 1 млн т в год, установка дегидрирования и ввод производства бутылкаучука на «Тобольск-Нефтехиме» — при реализации данных проектов возможен рост спроса до 10 млн т в год в 2020 г.;
- развитие экспортной инфраструктуры: перевалочный пункт в Туапсе мощностью 1,5 млн т в год, Таманский перегрузочный комплекс мощностью 1 млн т в год, комплекс по перевалке в порту Усть-Луга мощностью до 1 млн т в год, терминал в порту Силламяэ компании Sillagas.

Сера

Основные производители серы в России — Астраханский и Оренбургский ГПЗ. Содержание серы в астраханском газе составляет 25%: при объеме добычи газа 12 млрд м³ — производство порядка 5 млн т серы в год. В России существует проблема — сбыт товарной серы. На найденных в начале 1990-х гг. покупателей (Тунис и Марокко) и по сей день приходится более 80% экспортных продаж серы «Газпром добыча Астрахань».

С 2008 г. сера перешла в собственность «Газпрома»: все контракты с зарубежными покупателями серы подписывает «Газпром экспорт», а внутренние продажи осуществляет «Газпром сера».

В начале 2008 г. цены на серу резко повысились, все убытки, понесенные по производству и продаже серы в течение 20 лет, были покрыты. Но сразу после пиковых цен серу из-за кризиса никто не хотел покупать в течение полугода. В 2010 г. «Газпром добыча Астрахань» отгрузила 5,8 млн тонн серы, из них 5 млн т — на экспорт. В 2011 г. цены на серу продолжали расти, и еще три года на рынке серы сохранялось превышение спроса над предложением, цены оставались высокими [23].

За 10 месяцев 2016 г. выработка серы на НПЗ увеличилась на 8% и достигла 701 тыс. т, что объясняется переходом на более «чистое» топливо Евро-5 и повышением глубины переработки нефти.

По данным «Газпром добыча Астрахань», в 2014–2016 гг. объемы отгрузки серы незначительно превышают объемы ее выработки, в связи с чем в целом увеличения запасов серы на Астраханском ГПЗ не наблюдается.

По итогам 2015 г. реализация серы «Газпром сера» на рынке составила более 2 млн т серы, около 70% из которой — жидкая (рис. 2.8) [24].

Основные потребители твердой серы в России — «ФосАгро-Череповец», «ПГ „Фосфорит“», «Метакхим», «Азот», на долю которых приходится 97% общего объема реализации; жидкой серы — «ФосАгро-Череповец», Балаковский филиал «Апатита», «Воскресенские МУ» и «ЕвроХим-БМУ».

В ближайшие годы ожидается опережение роста производства в сравнении с потреблением. В период с 2020 до 2025 г. выпуск серы увеличится на 250–500 тыс. т. [24].

Таким образом, превышение предложения над спросом, снижение цены на продукт, конкуренция на мировом рынке приведут к росту складских запасов в России, потребуют реализации альтернативных способов применения серы, в первую очередь в разработке технологий производства серосодержащих дорожно-строительных материалов и внедрении их в промышленность.

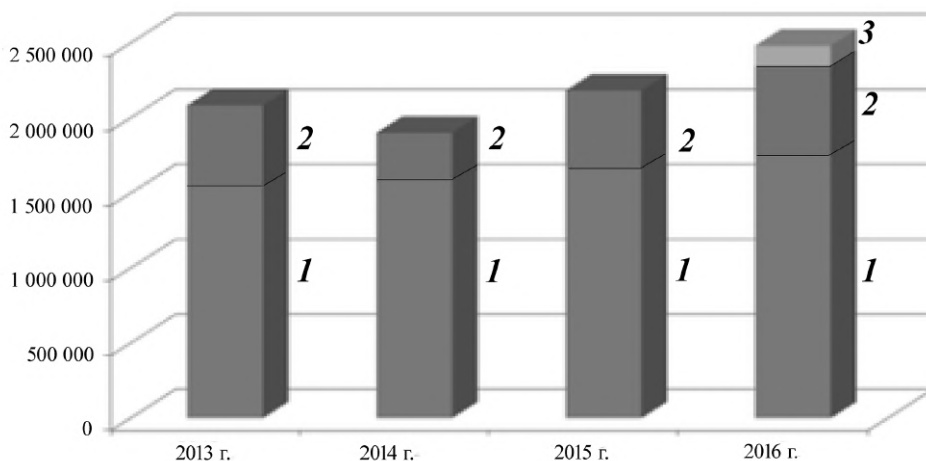


Рис. 2.8

Реализация серы компанией «Газпром сера» в 2013–2016 гг.:

1 — жидкая; 2 — гранулированная; 3 — комовая.

Гелий

Мировые запасы гелия составляют порядка 41 млрд кубометров. Основные запасы сосредоточены в Катаре, Алжире, США и России. В мире производится около 175 млн кубометров гелия в год.

Структура потребления гелия в мире представлена на рисунке 2.9.



Рис. 2.9

Структура потребления гелия в мире

По данным экспертов, в среднесрочной перспективе первенство по потреблению гелия от США, скорее всего, перейдет к странам Азии (в основном к Китаю). Так как доля азиатских стран — потребителей гелия росла очень дина-

мично с 2005 по 2011 г. — с 14,2 до 28,3%, и даже если до 2020 г. мировой рынок гелия будет расти более скромными темпами и до 2020 г. увеличится всего на 2%, то тогда может образоваться нехватка предложения в объеме около 30 млн м³, если увеличение роста составит 4%, дефицит гелия для мировых потребителей составит вдвое больше — около 60 млн м³. Учитывая истощение запасов гелия в хранилищах США и глобальный рост его потребления, ожидаемый дефицит гелия на мировом рынке может составить к 2030 г. от 90 млн м³ до 140 млн м³ при среднегодовом росте потребления на 1,5% в год.

По другим прогнозам, среднегодовой рост составит 2,5% на основании исторической динамики за последние 15 лет, до 310 млн м³/год, что обусловлено ожидаемым ростом его потребления в США на 75 млн м³/год, странах АТР — на 53 млн м³/год, в Западной Европе — на 17 млн м³/год, то опять же появляется ниша для поставок российского гелия [25].

Роль России в обеспечении существенно возросшего потребления, при условии освоения восточносибирских месторождений, повысится. Потенциальные объемы производства гелия, добываемого с газом с основных месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (Чаяндинского НГКМ и Ковыктинского ГКМ), к 2024 г. составят порядка 200 млн м³/год.

Поставки гелия из России в 2030 г. в другие государства могут составить 20–25%, причем половина их будет приходиться на страны АТР.

Прогнозный дефицит мирового рынка гелия — благоприятный вариант развития, представлен на рисунке 2.10.

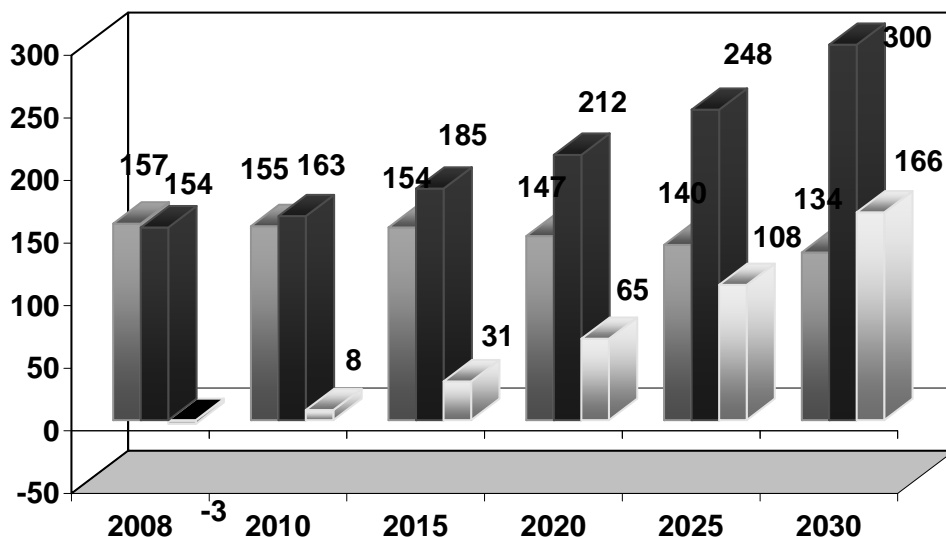


Рис. 2.10

Прогнозный дефицит мирового рынка гелия, млн м³ куб
(благоприятный вариант развития):

■ — производство; ■ — потребление; ■ — дефицит.

По другим прогнозам (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), к 2030 г. потребление гелия в мире достигнет 238–312 млн м³, а производство — лишь 213–238 млн м³, в таком случае для покрытия дефицита гелия потребуется значительно увели-

чивать его добычу. В 2014–2020 гг. в Алжире (Арзев) планируется пуск трех заводов, каждый из которых обеспечит годовой объем поставок гелия на уровне 16,8 млн м³, или 6,4 т в сутки.

Производство гелия на двух крупнейших месторождениях Рас-Лаффан-1 и 2 приведет к значительным изменениям в структуре мирового рынка гелия: с вводом I и II очередей гелиевого комплекса Pearl («Жемчужина») доля Катара в объеме мировой добычи гелия возрастет до 28%. В то же время происходит истощение существующих месторождений гелийсодержащего природного газа в Польше, США и ряде других стран, в перспективе США будут вынуждены прибегнуть к импорту гелия из-за падения уровня его добычи на американских месторождениях к 2030 г. Снижается производство гелия также на единственном используемом в России Оренбургском газоконденсатном месторождении с низкой его концентрацией (до 0,055%) [26].

В России планируются крупные гелиевые производственные центры на базе Чаяндинского, Ковыктинского и ряда других месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, что позволит России стать одним из крупнейших мировых экспортеров и занять уверенное положение на мировом рынке. Гелийсодержащий газ Чаяндинского и Ковыктинского месторождений будет перерабатываться на Амурском ГПЗ, мощность которого составит до 60 млн м³ в год по производству гелия. Основные объемы сжиженного гелия с завода будут экспортироваться [25]. В связи с этими перспективами может возникнуть необходимость в хранении значительных объемов нереализованного гелия, что является сложной задачей.

В марте 2017 г. стало известно, что «Иркутская нефтяная компания» планирует до конца 2018 г. построить установку по производству сжиженного гелия мощностью 15 млн л/г на Ярактинском газоконденсатном месторождении.

Синтетические жидкие топлива

Производство альтернативных синтетических топлив в конечном итоге приведет к выходу этих продуктов на мировой или внутренний рынок углеводородных топлив. На перспективу до 2020 г., с учетом расширения использования в качестве моторных топлив сжиженного и сжатого природных газов (в эквиваленте до 10–12 млн т нефтепродуктов в 2020 г.) и распространения в мобильной энергетике электропривода, водородных двигателей и топливных элементов, ожидается рост объемов внутреннего потребления моторных топлив.

Сопоставление намечаемых объемов производства моторных топлив в РФ при переработке 185–200 млн т нефти в год с ожидаемыми объемами потребления показывает, что на уровень 2020 г. избыток предложения автомобильного бензина и дизельного топлива на внутреннем рынке оценивается в 2,7–6,8 и 18,0–24,5 млн т в год соответственно. Существующие процессы переработки природного газа в моторные топлива (бензин и дистилляты) по технологии Фишера — Тропша энергоемки и низкорентабельны [1]. Однако работы по совершенствованию технологии GTL активно ведутся во многих странах, в том числе и в России.

2.4. Структура газопереработки России

В России в настоящее время функционируют 31 ГПЗ. Большая часть из них принадлежит ПАО «Газпром» (6 ГПЗ), ПАО «СИБУР Холдинг» (8 ГПЗ), ПАО «НК «Роснефть» (6 ГПЗ), ПАО «ЛУКОЙЛ» (4 ГПЗ), остальные принадлежат ПАО «Татнефть» (1 ГПЗ), ПАО «Новатэк» (2 ГПЗ), ОАО «Сургутнефтегаз» (1 ГПЗ), АО «Сахатранснефтегаз» (1 ГПЗ) и АО «БерезкаГаз Компани» (2 мини-ГПЗ). Газоперерабатывающие заводы ПАО «Газпром» и АО «Сахатранснефтегаз» осуществляют переработку природного газа газовых и газоконденсатных месторождений, заводы остальных компаний предназначены для утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ).

Огромную роль при строительстве и реконструкции газоперерабатывающих предприятий играют проектные организации: научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа ОАО «НИПИгазпереработка», институты «Гипровостокнефть», «ЛЕННИИХИММАШ», «ВНИПИнефть», «ВНИПИтрансгаз» и др.

Основное назначение газоперерабатывающих заводов — очистка от нежелательных компонентов, осушка и разделение газов и газожидкостных смесей, поступающих на завод с промыслов, производство товарных газов, жидких углеводородных топлив, газовой серы.

С газоконденсатных месторождений газ и конденсат могут транспортироваться по магистральным трубопроводам одним или отдельными потоками. Каждая очередь завода — это заверченный технологический цикл, в котором осуществляется переработка газа — сепарация, очистка от нежелательных компонентов, осушка, вплоть до получения товарных продуктов.

Переработка ПНГ на ГПЗ сводится к выделению из газа стабильного газового бензина, сжиженных газов и технических индивидуальных углеводородов. Переработка ПНГ включает следующие процессы: осушку газа, очистку от сероводорода, углекислого газа и механических примесей, отбензинивание, разделение нестабильного бензина, вырабатываемого на заводе и полученного извне, с получением сухого отбензиненного газа, этановой фракции, ШФЛУ, индивидуальных углеводородов и т. д.

Поточные схемы различных ГПЗ отличаются перечнем технологических процессов, ассортиментом выпускаемой товарной продукции, но во всех случаях представляют самостоятельные комплексы, как обеспечивающие переработку сырья до товарных продуктов, так и предусматривающие получение на месте всех основных реагентов — абсорбентов, хладагентов, теплоносителей и т. д.

Принципиальное отличие Оренбургского и Астраханского ГПЗ от остальных заводов — наличие многотоннажного производства газовой серы из выделенного в процессе очистки природного газа сероводорода по методу Клауса, а на Оренбургском комплексе — еще и получение одоранта из смеси природных меркаптанов, выделенных в процессе щелочной очистки газовых конденсатов, и гелия. Газовую серу по технологии Клауса также производят Отрадненский, Нефтегорский, Миннибаевский ГПЗ и Туймазинское ГПП. Оренбургский комплекс — это единственное предприятие в России, осуществляющее криогенное разделение газа с получением товарного гелиевого концентрата.

В 2012 г. были построены 2 первых мини-завода с целью увеличения уровня утилизации ПНГ в Уральском ФО на Западно-Салымском и Приразломном месторождениях.

Уникальными строящимися объектами являются Амурский ГПЗ (ПАО «Газпром») и ЗапСибНефтехим (ПАО «СИБУР Холдинг»), заявленные мощности которых превышают существующие на сегодняшний день.

Более подробные сведения о каждом газоперерабатывающем заводе России — истории его создания, структуре, ассортименте вырабатываемой продукции и перспективах развития — представлены в главе 4.

В России переработка газов на ГПЗ заключается в их первичной переработке, выработке товарных газов, сжиженных углеводородных газов (СУГ), выделении широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) и индивидуальных углеводородов (пропан, бутан и т. д.) для передачи их на нефтехимические предприятия для дальнейшей химической переработки, выделении смеси природных меркаптанов, используемых в качестве одорантов, жидкого гелия. Проводится также переработка газовых конденсатов с получением товарных топлив.

Химическая переработка в России представлена на ГПЗ двумя технологическими процессами: производством газовой серы по методу Клауса и производством сажи (печной, термической) на Сосногорском ГПЗ.

При разработке перспективных прогнозов обеспечения углеводородным сырьем нефтехимической и химической промышленности следует учитывать необходимость решения следующих задач:

- более полное использование ресурсов попутного газа как наиболее эффективного вида сырья для нефтехимии. Часть этого сырья в настоящее время все еще сжигается на факелах;

- решение проблемы транспортировки широкой фракции углеводородов (ШФЛУ) на газо- и нефтехимические комплексы с целью дальнейшей переработки и дозагрузки мощностей;

- 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;

- оценка возможности осуществления на ГПЗ химической переработки газового и газоконденсатного сырья с получением высокомаржинальных продуктов.

Таким образом, Россия обладает мощной сырьевой базой углеводородов в виде природных газов и газоконденсатов, что дает отличную возможность для развития газохимической и нефтехимической промышленности страны.

На сегодняшний день строительство газо- и нефтехимических комплексов является приоритетным направлением развития промышленности в России. Мировая практика показывает, что увеличение переделов сырья приводит к значительному увеличению стоимости продукции. Доказано, что наиболее высокую доходность от реализации нефтехимической продукции имеют компании, располагающие собственными сырьевыми ресурсами.

В связи со сложившейся мировой политической и экономической ситуацией в России необходимо развивать глубокую переработку сырья, чтобы не зависеть от изменения ситуации на мировом рынке по ценам на природный газ и получать высокие доходы от конкурентоспособной продукции.

2.5. Установки подготовки газа к транспорту на морских газопроводах

Транспортируемый по магистральным газопроводам Единой системы газоснабжения РФ природный газ в целом соответствует требованиям ОСТ 51.40-93 «Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия» [27], но может в своем составе содержать значительное количество водяных паров, углеводородов неметановых фракций и мелкие жидкостные включения. Транспортировка газа по морским трубопроводам осуществляется при достаточно низких температурах (близких к 0°C) и высоком давлении (до 25 МПа), что может привести к переходу водяных паров и углеводородов в жидкую фазу или к гидратообразованию. При определенных условиях скопления жидкости в пониженных участках трубопровода могут под воздействием потока газа приходить в движение, образуя подвижную жидкостную пробку, или «слаг», что представляет серьезную опасность для установленного на газопроводе оборудования.

В целях снижения рисков и повышения надежности и безопасности транспортировки газа на компрессорных станциях, установленных перед морскими газопроводами, в отечественной практике принято строить установки по подготовке газа к транспорту (УПГТ). Задача УПГТ — изменить состав газа, полученного из ЕСГ, чтобы обеспечить его безгидратную транспортировку в однофазном состоянии по всей протяженности подводной части магистрального газопровода, с учетом значительных перепадов давления и температуры.

На основании сравнительного технико-экономического анализа для отправки газа в морскую часть газопровода «Голубой поток» (Россия — Турция) в 1999 г. была выбрана адсорбционная технология подготовки газа с использованием силикагеля «Трокенперлен». В тот период параметры морского газопровода с глубиной прокладки более 2000 м и высокой сложностью ремонта диктовали значительную степень резервирования всех показателей: удвоение технологических линий по производительности, наличие горячего 100% резерва адсорберов, глубина осушки до точки росы по воде –50°C при давлении 5 МПа. Возможно, что применение аналогичных жестких подходов к параметрам УПГТ на Балтийском море со значительно меньшими глубинами не было в достаточной степени оправдано.

На данный момент такие установки построены и эксплуатируются на КС «Краснодарская» газопровода Россия — Турция и КС «Портовая» газопровода «Северный поток-1». Построена УПГТ на КС «Казачья» газопровода «Южный поток». Не введены в эксплуатацию в связи с неопределенностью ряда вопросов по «Турецкому» и/или «Южному» потокам. Строится УПГТ на КС «Славянская» газопровода «Северный поток-2».

Типовая технологическая схема УПГТ представлена на рисунке 2.11. В установке, в зависимости от требований к составу газа и производительности,

может быть использовано различное количество как адсорберов, так и технологических линий.

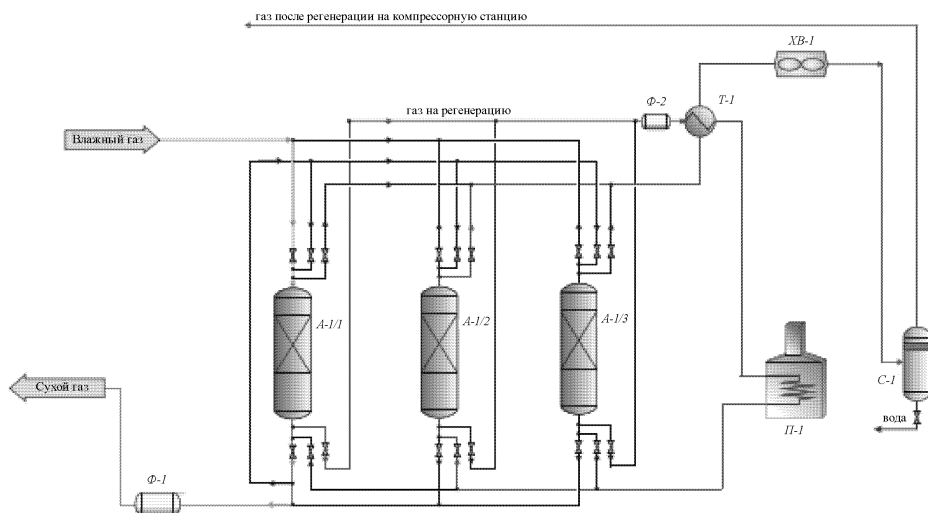


Рис. 2.11

Типовая технологическая схема установки подготовки газа к транспортировке по морскому газопроводу [28]

УПГТ КС «Краснодарская» (рис. 2.12)

Установка подготовки газа к транспорту предназначена для извлечения тяжелых углеводородов и паров воды из природного газа с целью предотвращения возможности образования гидратов и выпадения углеводородного конденсата в потоке газа во время его транспортировки по морскому участку газопровода «Голубой поток». Была введена в эксплуатацию в 2002 г.



Рис. 2.12

УПГТ КС «Краснодарская»

На УПГТ КС «Краснодарская» 2 линии по 6 адсорберов в каждой, загруженных комбинированным слоем силикагелей немецкой фирмы BASF марок Trokenperlen-WS (защитный слой) и Trokenperlen-H. Гарантийный срок службы 2 года, расчетный — 5 лет. Загрузка каждого из адсорберов составляет 42 т, расход газа на каждый из адсорберов до 250 тыс. н. м³ с годовой производительностью установки 16 млрд н. м³, параметры процесса: $t = 20\text{--}25^{\circ}\text{C}$; давление 60 бар.

Точка росы по воде -55°C при давлении 5 МПа.

Производительность установки: 25 млрд куб. м/год.

Генеральный проектировщик: АО «Гипроспецгаз».

УПГТ КС «Портовая» (рис. 2.13, 2.14)

Установка была введена в эксплуатацию в ноябре 2011 г.

Установка предназначена для осушки на КС «Портовой», предусмотрено 4 линии по 5 адсорберов в каждой, с загрузкой 106 т комбинированного слоя силикагеля немецкой фирмы BASF марок Trokenperlen-WS (защитный слой) и Trokenperlen-H в каждом (2120 т — общая загрузка).

Работа каждой линии адсорберов организована следующим образом (рис. 2.15):

- 4 адсорбера (или 3, если один выведен из работы) находятся в фазе адсорбции, обрабатывая сырой газ питания;
- 1 адсорбер в фазе регенерации (нагрев/охлаждение) [28].



Рис. 2.13

УПГТ КС «Портовая»

Параметры процесса: $t = 15^{\circ}\text{C}$; давление 72 бар.

Точка росы по воде -55°C при давлении 5 МПа.

Производительность: 55 млрд куб. м/год.

Генеральный проектировщик: АО «Гипроспецгаз».



Рис. 2.14

УПГТ КС «Портовая»

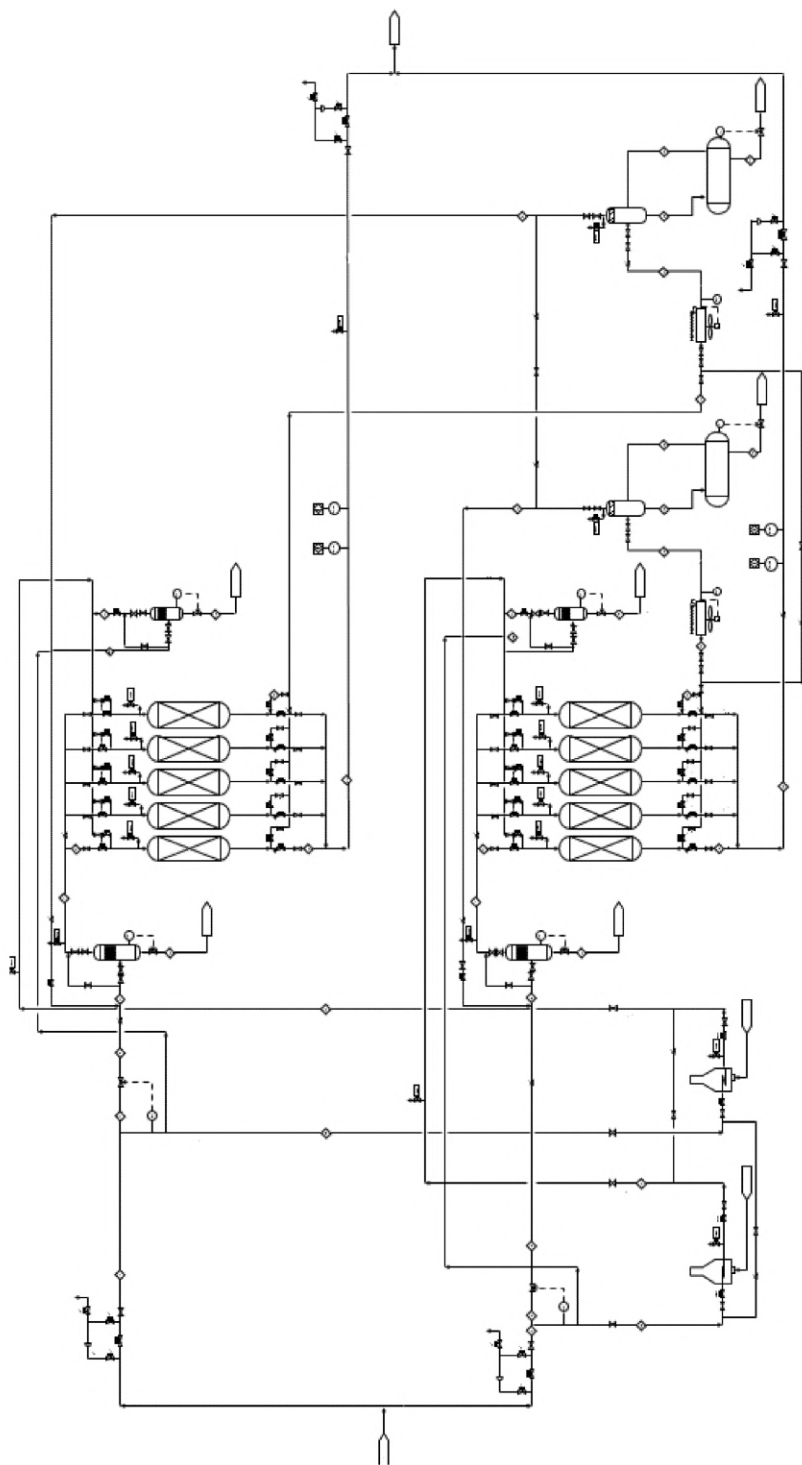


Рис. 2.15
Технологическая схема установки подготовки газа к транспортировке КС «Портовая» [28]

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 2

1. *Лapidус, А. Л.* Газохимия : учебник / А. Л. Лapidус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. — 2-е изд., перераб. и доп. — М. : Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. — 405 с.
2. *Голубева, И. А.* Газоперерабатывающие предприятия Группы «Газ-пром» // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 1. — С. 18–26.
3. *Якуцени, В. П.* Сырьевая база гелия в мире и перспективы развития гелиевой промышленности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. — 2009. — № 4. — С. 1–24.
4. *Арутюнов, В. С.* Газохимия на современном этапе развития : учеб. пособие / В. С. Арутюнов, Л. Н. Стрекова, А. Л. Лapidус, Ф. Г. Жагфаров. — М. : Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина. — 2015. — 168 с.
5. *Кидни, А. Дж.* Основы переработки природного газа : пер. с англ. / А. Дж. Кидни, У. Р. Парриш, Д. Маккартни ; под ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. — СПб. : Центр образовательных программ «Профессия», 2014. — 663 с.
6. *Simonov, K. V.* Pipeline-political concept. International Life. Neft' v XXI veke — Petroleum on XXI centwy. — Special Issue, 2010. — P. 124–132 (in Russian).
7. Road EU-Russia cooperation in the energy card to 2050 [Electronic resource]. — Brussels, 30.05.2013. — 14 p. — URL: <http://minenergo.gov.ru/cooperation/russiaeu/roadjnap/index.php> (in Russian).
8. *Klinov, V.* World commodity markets and prices / V. Klinov, L. Revenko, T. Ruginskaya. — М. : MGIMO University, 2012. — 498 p. (in Russian).
9. ПАО «Газпром». Сила Сибири [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/pipelines/built/ykv/> (дата обращения 19.07.2017).
10. *Nikitina, A. A.* BP: Forecast of development world energy to 2035 // Neftegazovaya vertikal. — Oil-gas vertical. — 2015. — № 6. — P. 1–13 (in Russian).
11. *Adgiev, A. Y.* The concept of creating a domestic production line of liquefied natural gas / A. Y. Adgiev, N. P. Moreva, N. I. Dolinskaya // Neftegazokhimiya — Oil and gas chemistry. — 2015. — № 3. — P. 28–32 (in Russian).
12. *Vovk, V. S.* Large-scale production of liquefied natural gas / V. S. Vovk, B. A. Nikitin, A. I. Novikov. — М. : Nedra, 2011. — 243 p. (in Russian).
13. Безопасность труда в химической промышленности : учеб. пособие / под ред. Л. К. Марининой. — 2006.
14. *Веревкин, С. И.* Газгольдеры / С. И. Веревкин, В. А. Корчагин. — М., 1966.
15. *Мещерин, И. В.* Транспорт природного газа на межконтинентальные рынки / И. В. Мещерин, В. Н. Башкин, Н. Н. Чукова // Нефть, Газ и Бизнес. — 2008. — № 12. — С. 24–37.
16. *Бондарев, В. Л.* Перспективы хранения природного газа, обогащенного гелием, в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке [Электронный ресурс] / В. Л. Бондарев, А. В. Чугунов, М. А. Саркисова, Е. В. Бондарев // Проблемы разработки и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсат-

ных месторождений. — 2015. — № 3 (23). — С. 63–67. — Режим доступа: <http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/vgn-3-23-2015-063-067.pdf>.

17. Китай станет полем битвы за поставки газа. Аналитика [Электронный ресурс] // Нефтегазохимия. — 2015. — № 1. — С. 8. — Режим доступа: <http://gazo.ru/news/418/>.

18. Андрианов, В. Рынок ШФЛУ: хуже дефицита только профицит // Нефтегазовая вертикаль. — 2013. — № 13–14. — С. 104–109.

19. Производство и сбыт. Рост в секторе СУГ // Нефть и капитал. — 2012. — № 11. — С. 38–41.

20. Андрианов, В. Рынок СУГ. В поисках покупателя // Нефтегазовая вертикаль. — 2015. — № 21. — С. 61–68.

21. Музлова, Г. Не руби СУГ, на котором сидишь // Нефтегазовая вертикаль. — 2008. — № 5. — С. 87–91.

22. Аналитическая служба «Нефтегазовой вертикали». Рынок СУГ: торжество экспорта // Нефтегазовая вертикаль. — 2009. — № 17. — С. 60–64.

23. Лебедев, В. Не увязнуть в серных барханах // Эксперт. — 11.07.2011. — № 27.

24. Рынок серы и серной кислоты: что делать производителям в условиях профицита продукции? [Электронный ресурс] // Бизнес России. 29.12.2016. — Режим доступа: <https://glavportal.com/article/rynok-sery-i-sernoj-kisloty-chto-delat-proizvoditelyam-v-usloviyah-proficita-produkcii/>.

25. Звуйковский, Н. Рынок гелия в России. Реализация существующих проектов по производству гелия сделает Россию его крупнейшим производителем в мире // Oil&Gas Journal Russia. — 2017. — № 3 (113). — С. 26–28.

26. Лавреченко, Г. К. Как предотвратить «гелиевую недостаточность»? / Г. К. Лавреченко, В. Н. Уткин // Технические газы. — 2013. — № 3. — С. 2–11.

27. ОСТ 51.40-93 Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам. Технические условия [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://znaytovar.ru/gost/2/OST_514093_Gazy_goryuchie_prir.html.

28. Экспертный технический центр ЦКБН [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.etckbn.ru/>.

29. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. — 6-е изд. — М., 1966.

Сырой газ со скважин поступает на первую ступень сепарации, где отделяется жидкая фаза (пластовая вода с растворенными ингибиторами и сконденсировавшийся углеводородный конденсат). Отсепарированный газ направляется в рекуперативные теплообменники 2 и 3 для рекуперации холода с дросселированных потоков газа и конденсата. Для предупреждения гидратообразования в поток газа перед теплообменниками впрыскивают диэтиленгликоль (ДЭГ) или метанол. При наличии свободного перепада давления (избыточного давления промыслового газа) охлажденный газ из теплообменников поступает в расширительное устройство — дроссель или детандер. При отсутствии свободного перепада давления газ направляют в испаритель холодильного цикла, где используется внешний хладагент, например, сжиженный пропан. После охлаждения в расширительном устройстве или испарителе газ поступает в низкотемпературный сепаратор 5, где из потока газа отделяются сконденсировавшиеся жидкие углеводороды и водный раствор ингибитора гидратообразования. Газ из сепаратора 5 через теплообменник 3 подается в магистральный газопровод. Жидкая фаза через дроссель 4 поступает в трехфазный сепаратор 6, откуда газ выветривания эжектором возвращается в основной поток. Водный раствор ингибитора, выводимый снизу сепаратора 6, направляется на регенерацию, а выветренный конденсат через теплообменник 2 — на установку стабилизации конденсата (УСК).

Основные факторы, влияющие на процесс НТС: состав сырьевого газа, температура, давление, эффективность оборудования и число ступеней сепарации.

Состав сырьевого газа. Чем тяжелее состав исходной смеси, тем выше степень извлечения жидких углеводородов. Но начиная со средней молекулярной массы около 22 утяжеление состава исходной смеси практически не влияет на степень извлечения компонентов C_3 и выше. Для повышения степени извлечения жидких углеводородов иногда проводят впрыск в поток исходной смеси стабильного конденсата для ее утяжеления и, следовательно, повышения степени извлечения жидких компонентов.

Влияние температуры. Температуру на установках НТС выбирают исходя из необходимой точки росы, обеспечивающей транспортировку газа по трубопроводу в однофазном состоянии, а в ряде случаев исходя также из необходимости увеличения степени конденсации пропана и бутанов. Чем легче состав исходной смеси, тем более низкая температура требуется для достижения заданной точки росы.

Влияние давления. Давление сепарации определяется давлением в магистральном трубопроводе, оно мало влияет на степень извлечения компонентов C_3 и выше. Более важен свободный перепад давления, позволяющий достигать низких температур сепарации. При снижении пластового давления эффективность работы установок НТС поддерживается на прежнем уровне путем ввода дожимного компрессора и внешнего холодильного цикла.

Эффективность оборудования. На эффективность работы установок НТС влияет используемый источник холода. В процессе длительной эксплуатации скважин и снижения пластового давления проводят замену изоэнтальпийного расширения (дросселирование) на изоэнтروпийное (расширение в детандерах), что позволяет достигать более низких температур сепарации. На более поздних стадиях эксплуатации скважин, когда свободный перепад давления практиче-

ски отсутствует, на эффективность работы установок НТС оказывают влияние выбранный хладагент, его расход в испарителе и поверхность теплообмена.

Число ступеней сепарации. На газоконденсатных месторождениях при подготовке к транспортировке используют двух- и трехступенчатые схемы НТС. При одинаковых давлении и температуре последней ступени охлаждения — чем меньше число ступеней сепарации, тем больше выход жидкой фазы и тем меньше содержание углеводородов C_5 и выше в товарном газе. Но при одноступенчатой сепарации чрезмерно высоки потери компонентов газа с углеводородным конденсатом. Увеличение ступеней сепарации повышает четкость разделения газовой и жидкой фаз.

Гидратообразование. Снижение температуры газа приводит к конденсации водяных паров, что может привести к образованию гидратов углеводородов. Гидраты забивают трубы теплообменников и коммуникации установок НТС, что может привести к нарушению нормальной работы установки и даже к ее аварийной остановке. Для предотвращения гидратообразования в поток газа подают ингибиторы, в качестве которых используются водные растворы гликолей и метанола.

Таким образом, установки НТС имеют следующие недостатки:

- снижение эффективности процесса по мере облегчения состава газа;
- необходимость реконструкции установки с заменой источника холода после исчерпания свободного перепада давления;
- необходимость применения и регенерации ингибитора гидратообразования, что усложняет и удорожает схему процесса;
- высокие потери целевых компонентов с товарным газом;
- относительно низкие степени извлечения газового конденсата, особенно для тощих газов.

К достоинствам установок НТС можно отнести следующие:

- низкие капитальные вложения и эксплуатационные расходы при наличии свободного перепада давления;
- одновременно с сепарацией имеет место осушка газа до точек росы, необходимых для транспортировки газа по магистральным газопроводам.

Установки НТС оправдывают себя на начальных стадиях эксплуатации скважин или на небольших месторождениях, где экономически нецелесообразно строительство более дорогих установок.

Газожидкостные сепараторы.

В соответствии с меняющимся дисперсным составом газа и требованиями к его качеству на ГПЗ используются разные по конструкции и эффективности разделения газожидкостные сепарационные устройства, предназначенные для отделения капельной жидкости (влаги, тяжелых углеводородов и примесей ингибиторов). По принципу действия они подразделяются на гравитационные, инерционные (насадочные), центробежные и фильтрующие. Инерционные сепараторы более эффективны и компактны, чем гравитационные, но уступают по эффективности центробежным и сетчатым сепараторам. Фильтрующие сепараторы — самые эффективные в процессе очистки газа от капельной жидкости, их обычно применяют в процессах двух- или многоступенчатой сепарации. В волокнистых фильтрующих материалах происходит диффузионное или инерционное слияние капельной жидкости. Они способны улавливать частицы жидкости диаметром от 0,5 до 10 мкм.

3.2. Очистка от механических и кислых примесей, производство газовой серы

Методы очистки газов от механических примесей

При выборе метода очистки учитывают вид загрязнений, их химические и физико-химические свойства, характер производства, возможность использования веществ в качестве поглотителей, целесообразность утилизации отделенных примесей, затраты на очистку.

Устройства для очистки газов от механических примесей можно разделить на следующие группы:

- устройства для механической очистки газов, в которых твердые частицы отделяются под действием силы тяжести, инерции или центробежной силы;
- аппараты мокрой очистки газов, в которых твердые частицы улавливаются жидкостью;
- фильтры из пористых материалов, на которых оседают частицы пыли;
- электрофильтры, в которых частицы осаждаются в результате ионизации газа и содержащихся в нем твердых частиц.

Метод очистки и тип аппарата выбирают с учетом степени запыленности газа, размеров частиц и требований к очистке газа. Эффективность очистки характеризуется коэффициентом улавливания, показывающим, какая доля общей массы частиц улавливается, т. е. является обобщенным параметром, отражающим эксплуатационные качества газоочистного устройства.

Устройства для механической очистки газов от твердых частиц

Основное достоинство этих устройств — простота конструкции. Они пригодны главным образом для предварительной, грубой очистки.

Пылеосадительные камеры — наиболее простые устройства для улавливания твердых частиц. Они предназначены для предварительной очистки газов с улавливанием грубодисперсных частиц размером от 50 до 500 мкм. Взвешенная в потоке газа пыль осаждается под действием силы тяжести. Камера представляет собой пустотелый металлический прямоугольный короб с бункером внизу для сбора пыли (рис. 3.2). Площадь короба значительно больше сечения подводящих газопроводов. Вследствие этого скорость газового потока резко снижается, и частицы пыли под действием силы тяжести оседают. Преимущества пылеосадительных камер — малое гидравлическое сопротивление, простота конструкции и низкая стоимость; недостатки — громоздкость, небольшой коэффициент улавливания (не выше 40–45%).

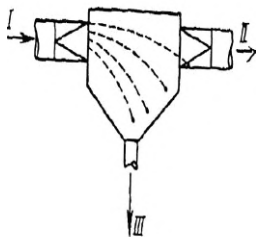


Рис. 3.2

Пылеосадительная камера:

I — запыленный газ; II — очищенный газ; III — пыль.

Инерционные пылеуловители. В этих аппаратах резко изменяется направление газового потока, частицы пыли по инерции сохраняют направление своего движения, ударяются о поверхность и осаждаются в бункере. Наиболее простые пылеуловители способны задерживать только крупные частицы пыли размером более 25–30 мкм, поэтому используются для предварительной очистки газов. Более мелкие частицы можно выделить из газового потока с помощью жалюзийных пластин. Жалюзийный пылеуловитель (рис. 3.3) состоит из двух основных частей: жалюзийной решетки и выносного пылеуловителя (обычно циклона). При прохождении через жалюзийную решетку газовый поток разделяется на два: поток, очищенный от пыли (80–90% всего количества газа), и поток, в котором сосредоточена основная масса пыли, улавливаемая затем в циклоне.

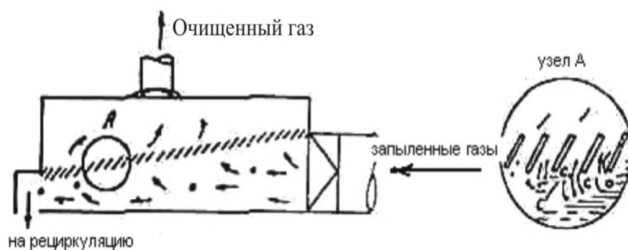


Рис. 3.3
Жалюзийный пылеуловитель

Центробежные обеспыливающие устройства (циклоны) широко применяют для очистки газов от пыли. Частицы пыли выделяются в циклоне под действием центробежной силы в процессе вращения газового потока в корпусе аппарата. Циклон состоит из цилиндрической трубы и суживающегося книзу конуса. Запыленный газ вводится в циклон по спирали (тангенциальный ввод). Под действием центробежной силы в процессе вращения газового потока в корпусе аппарата частицы пыли отбрасываются к стенкам циклона и по ним опускаются в коническую часть. Эффективность очистки зависит от скорости газового потока: чем выше скорость газа, тем выше ее эффективность.

В промышленности используют циклоны, рассчитанные на скорость газового потока от 5 до 20 м/с (обычно 15 м/с). В процессе работы установки скорость газового потока может изменяться. Поэтому в последнее время широко применяют батареи циклонов (мультициклоны), в которых газовый поток распределяется по нескольким параллельно работающим циклонам и в зависимости от расхода газа действует то или иное их число.

КПД циклонов зависит от концентрации пыли и размеров ее частиц и резко снижается при уменьшении этих показателей, средняя эффективность обеспыливания газов составляет 98% при размере частиц пыли 30–40 мкм, 80% — при 10 мкм, 60% — при 4–5 мкм.

Преимущества циклонов — простота конструкции, небольшие размеры, отсутствие движущихся частей; недостатки — затраты энергии на вращение и большой абразивный износ частей аппарата под воздействием пыли. Поэтому наиболее уязвимые части циклона покрывают синтетическими материалами или высокопрочными сплавами.

Аппараты мокрой очистки газов от твердых частиц применяют в тех случаях, когда возможно увлажнение очищаемого газа.

Промывные башни наиболее просты по конструкции (рис. 3.4), в них имеется насадка из колец Рашига, орошаемая водой или другой жидкостью. Газ подают в нижнюю часть аппарата, после очистки его выводят сверху. Недостаток — частая забивка насадки при очистке газов.

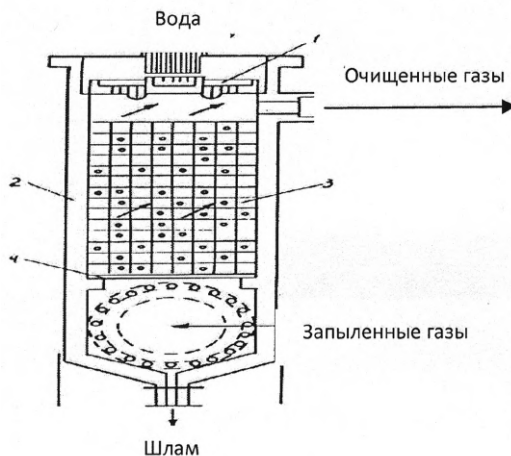


Рис. 3.4

Промывная башня:

1 — распределитель; 2 — корпус; 3 — насадка; 4 — опорная пластина.

Скоростные газопромыватели. В этих аппаратах под влиянием движущегося с большой скоростью газового потока капельки жидкости раздробляются, распыляются. В результате этого увеличивается поверхность их соприкосновения. Образование капель небольшого размера, высокая турбулизация потока способствуют улавливанию частиц субмикронных размеров. Наиболее распространенный аппарат этого типа — скруббер Вентури (рис. 3.5). Он состоит из двух усеченных конусов: конфузора и диффузора. Наиболее узкая часть трубы Вентури называется горловиной. В конфузоре на некотором расстоянии от горловины с помощью форсунок подают жидкость, где она под действием движущегося с большой скоростью газового потока раздробляется. В результате возникает хороший контакт газа с жидкостью, что приводит к улавливанию твердых частиц.

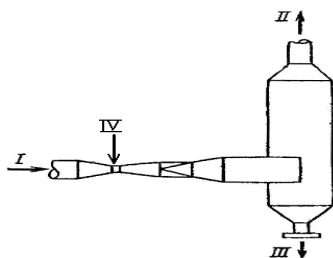


Рис. 3.5

Скруббер Вентури:

I — запыленный газ; II — очищенный газ; III — шлам; IV — жидкость.

Барботажные и пенные аппараты. В барботажных аппаратах очищаемые газы в виде пузырьков проходят через слой жидкости. Вследствие большой поверхности контакта с жидкостью эффективность очистки газов от твердых частиц высокая. Однако сложность изготовления этих аппаратов ограничивает их применение в промышленности.

В пенных аппаратах очищаемый газ движется через слой пены, которая формируется на решетке, куда подают жидкость, продуваемую снизу воздухом или при ударе воздушного потока о поверхность жидкости. Это вертикальные аппараты, внутри которых расположены перфорированные либо щелевые решетки. Очищаемый газ поступает вниз к решеткам, интенсивно перемешивается с жидкостью в слое пены, в результате чего смачивается, и выделяется пыль (рис. 3.6).

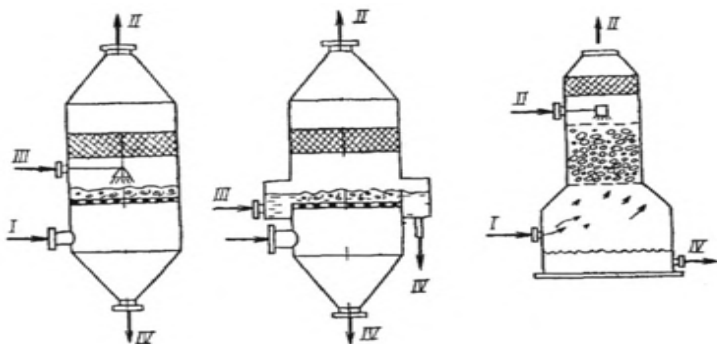


Рис. 3.6

Пенные аппараты:

а — с провальной решеткой, *б* — с переливной решеткой, *в* — скруббер с псевдоожиженной шаровой насадкой; I — запыленный газ, II — очищенный газ, III — жидкость.

Эффективность мокрых пылеуловителей зависит в основном от смачиваемости механических примесей. При улавливании плохо смачиваемой пыли в жидкость вводят поверхностно-активные вещества. Для частиц размером 5 мкм эффективность достигает 92–95%, а в пенных аппаратах даже 99%. Недостатки мокрых пылеуловителей — большой расход воды при отсутствии ее циркуляции, необходимость иметь отстойники и периодически их очищать в случае циркуляции, возможность щелочной или кислотной коррозии, отрицательное влияние влаги на процесс дальнейшей переработки газа.

Фильтры. Фильтрация через пористые материалы — один из наиболее совершенных методов очистки от механических примесей. Газовый поток проходит через пористый материал различной плотности и толщины, в котором задерживается основная масса механических примесей. Существуют тканевые и зернистые фильтры.

Тканевые фильтры в зависимости от формы фильтрующей поверхности бывают рукавные и рамочные. Наиболее распространены рукавные фильтры, состоящие из ряда тканевых рукавов, подвешенных в металлической камере. При прохождении запыленного газа через тканевые рукава на поверхности ткани и в ее порах осаждается пыль. В качестве фильтрующих тканей используют синтетические ткани, которые менее влагоемки по сравнению с натуральными. Они не гниют, стойки при высоких температурах, термопластичны. От осевших частиц их очищают встряхиванием и/или обратной продувкой.

Зернистые фильтры могут работать при высоких температурах и в агрессивных средах, способны выдерживать большие механические нагрузки, резкие перепады давления и температуры. Различают зернистые фильтры насыпные и жесткие пористые. В насыпных фильтрах в качестве насадки используют песок, гальку, шлак, дробленые горные породы, древесные опилки, крошку резины, кокс, пластмассы, графит и стандартные насадки типа колец Рашига. Жесткие пористые фильтры (керамические, металлокерамические, металлопористые и др.) отличаются повышенной устойчивостью к высокой температуре, коррозии и механическим нагрузкам. Их недостатки — высокая стоимость, большое гидравлическое сопротивление и необходимость частой регенерации.

Электрофильтры — аппараты электростатической очистки газов — получили широкое применение в промышленности благодаря их универсальности и высокой степени очистки газов при сравнительно низких энергозатратах. Эффективность очистки газов достигает 99%, а в ряде случаев — 99,9%. Электрофильтры работают как под разрежением, так и под давлением очищаемых газов. Физические процессы при электрической очистке газов хорошо поддаются автоматическому регулированию. Отличительная особенность аппаратов — низкие эксплуатационные затраты, так как их гидравлическое сопротивление не превышает 100–150 Па. Затраты электроэнергии на создание электрического поля в электрофильтре также невелики и составляют обычно 0,1–0,3 кВт·ч на 1000 м³ газа.

По конструкции электрофильтры разделяют на *трубчатые* и *пластинчатые*. В трубчатых электрофильтрах запыленный газ пропускают по вертикальным трубам диаметром 200–250 мм, по оси которых натянут коронирующий электрод (провод) диаметром 2–4 мм. Осадительным электродом служит сама труба, на внутренней поверхности которой оседает пыль (рис. 3.7). В пластинчатых электрофильтрах коронирующие электроды (провода) натянуты между параллельными, плоскими пластинами, электродом служит сама труба, на внутренней поверхности которой оседает пыль. В пластинчатых электрофильтрах коронирующие электроды (провода) натянуты между параллельными, плоскими пластинами. Осадительные электроды очищают встряхиванием, ударом, вибрацией или смыванием. В последнем случае электрофильтры называют мокрыми.

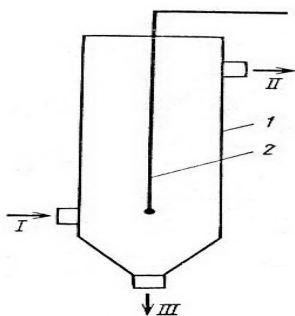


Рис. 3.7

Трубчатый электрофильтр:

1 — осадительный электрод (корпус); 2 — коронирующий электрод; I — запыленный газ; II — очищенный газ; III — пыль.

Очистка газов от химических примесей

К числу нежелательных химических примесей, содержащихся в природных газах, относятся токсичные и коррозионно-агрессивные серосодержащие соединения, а также негорючие инертные газы, снижающие теплоту сгорания углеводородного газа. Среди серосодержащих примесей чаще всего присутствуют сероводород (H_2S), серооксид углерода (COS), сероуглерод (CS_2) меркаптаны ($\text{C}_n\text{H}_{2n-1}\text{-SH}$), а в газовом конденсате — также сульфиды (R-S-R) и дисульфиды (R-S-S-R). В состав газов входят также диоксид углерода, азот и гелий.

Методы очистки газов от кислых компонентов делятся на три группы: абсорбционные, адсорбционные и каталитические.

Абсорбционные методы включают три различные группы методов очистки в зависимости от природы взаимодействия кислых компонентов с активной частью жидкого поглотителя — абсорбента:

— *процессы физической абсорбции*, в которых извлечение кислых компонентов происходит за счет их растворимости в органическом абсорбенте;

— *хемосорбционные процессы*, основанные на химическом взаимодействии кислых компонентов с активной частью абсорбента;

— *процессы физико-химической абсорбции*, использующие комбинированные абсорбенты — смесь физического абсорбента с химическим.

Адсорбционные методы очистки газов основаны на селективном извлечении кислых компонентов твердыми поглотителями — адсорбентами. Если извлекаемый компонент удерживается адсорбентом физическими силами, имеет место *физическая адсорбция*, если он вступает с адсорбентом в химическое взаимодействие — *химическая адсорбция*.

Каталитические методы очистки газов применяют в тех случаях, когда требуется тонкая очистка газа. Применяют два вида каталитических процессов — окислительные и восстановительные. *Окислительные методы* заключаются в окислении сероводорода до элементарной серы или меркаптанов до дисульфидов; *восстановительные* — в восстановлении сернистых соединений при взаимодействии их с водородом или с водяным паром до сероводорода, а также в гидрировании диоксида углерода до метана.

Выбор процесса очистки природного газа от кислых компонентов зависит от многих факторов: состава и параметров сырьевого газа, требуемой степени очистки, путей использования товарного газа и др.

Процессы очистки химической абсорбцией получили наибольшее распространение, они обеспечивают степень очистки до 99,9%. При этом широко используют этаноламиновую очистку. Моно- и диэтанол амины (МЭА и ДЭА) извлекают из газов как сероводород, так и диоксид углерода, а метилдиэтанол амин (МДЭА) и триэтанол амин (ТЭА) — только сероводород.

Химизм процесса заключается во взаимодействии этаноламинов с кислыми компонентами газа с образованием химических соединений, легко распадающихся на исходные компоненты при повышении температуры и снижении давления.

Широкое распространение получила схема с отдельными потоками подачи в абсорбер раствора разной степени регенерации (рис. 3.8).

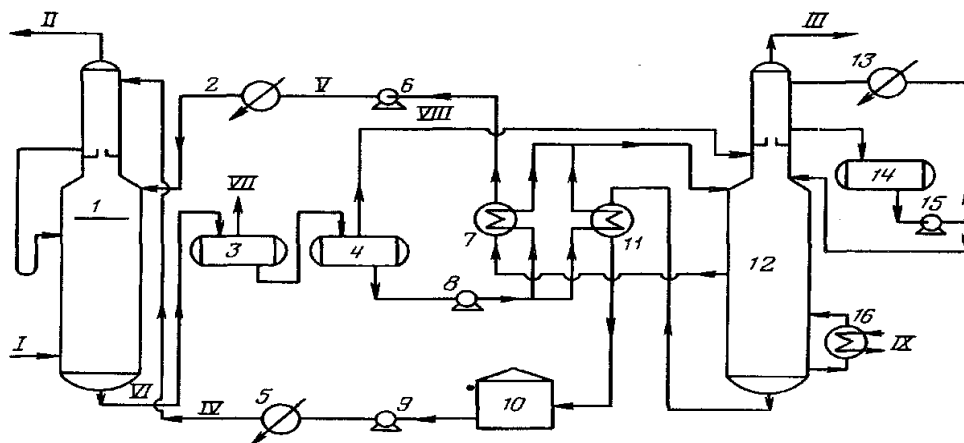


Рис. 3.8

Схема аминовой очистки газа с разветвленными потоками раствора разной степени регенерации:

I — газ на очистку, II — очищенный газ, III — кислый газ, IV — тонко регенерированный амин, V — грубо регенерированный амин, VI — насыщенный амин, VII, VIII — экспанзерные газы, IX — водяной пар; 1 — абсорбер, 2, 5, 13 — холодильники, 3, 4 — экспанзеры, 6, 8, 9, 15 — насосы, 7, 11 — теплообменники, 10 — емкость регенерированного амина, 12 — десорбер, 14 — рефлюксная емкость, 16 — кипятильник.

Частично регенерированный раствор из десорбера подается в среднюю секцию абсорбера. Глубокой регенерации подвергается только часть раствора, которая подается на верх абсорбера для обеспечения тонкой очистки газа. Такая схема позволяет по сравнению с обычной схемой до 10–15% снизить расход пара на регенерацию абсорбента.

Этаноламиновая очистка не всегда позволяет очистить газ до содержания сероводорода, удовлетворяющего необходимым требованиям. Поэтому для достижения требуемой степени очистки после этаноламиновой очистки обычно проводится *горячая щелочная очистка* при температуре 50–80°C и давлении до 2 МПа. Однако при щелочной очистке процесс необратим — щелочь связывает серосодержащие примеси в нерегенерируемые соединения. Это приводит к расходу щелочи, образованию шлама в виде Na_2S и потере сероводорода для дальнейшей переработки.

В качестве хемосорбентов для очистки от кислых компонентов, кроме моноэтаноламина (МЭА), широко применяются и другие амины. Селективными абсорбентами для сероводорода служат также диэтаноламин (ДЭА), метилдиэтаноламин (МДЭА), дигликольамин (ДГА) и диизопропаноламин (ДИПА). Первые три абсорбента более устойчивы к действию COS , CS_2 и CO_2 , меньше подвергаются уносу. Недостатками являются меньшая химическая активность и поглощающая способность. ДИПА обеспечивает тонкую очистку газа и, несмотря на высокую стоимость, получил широкое распространение для очистки газов от сероводорода.

Процессы очистки физической абсорбцией основаны на растворении компонента газа в жидкости, определяемом законом Генри (объем поглощаемого компонента пропорционален его парциальному давлению). Количество растворяющегося компонента тем больше, чем выше его парциальное давление

род. Последний с концентрацией его в отдувочном газе до 7% направляется в смеси с сырым газом в абсорбер 2. Из дегазаторов выводят десорбированный газ V и жидкие углеводороды VI, поглощенные в абсорбере потоком абсорбента.

Абсорбция комбинированными поглотителями. Для выделения сероводорода можно использовать смеси алканоламинов с физическими абсорбентами (метанолом, бензиловым спиртом, сульфоланом). Таким образом, один из компонентов, например сульфолан, осуществляет физическую абсорбцию, а другой — алканоламин — хемосорбцию (Сульфинол-процесс).

Процесс «Сульфинол» разработан в начале 1960-х гг. фирмой ShellOil-Company и нашел широкое применение. В процессе используют комплексный поглотитель, состоящий из 60–65% сульфолана, являющегося физическим абсорбентом кислых компонентов газа, 28–32% диизопропаноламина (ДИПА, хемосорбент) и около 6% воды, добавляемой в качестве депрессатора, снижающего на 10–12°C температуру застывания смеси. При высоком содержании сероводорода значительная часть его растворяется сульфоланом, а остаточные количества хемосорбирует ДИПА. Это приводит к значительному снижению по сравнению с хемосорбцией энергозатрат на регенерацию абсорбента (на 30–80%), поскольку десорбция основного количества растворенных в сульфолане компонентов осуществляется при снижении давления в десорбере.

Еще одним несомненным преимуществом процесса «Сульфинол» является то, что смесь сульфолана с ДИПА очищает газ как от H_2S и CO_2 , так и достаточно глубоко от других серосодержащих соединений (COS , CS_2 и тиолы), к тому же поглотители имеют низкое давление насыщенных паров в условиях очистки и поэтому очень мало теряются с очищенным газом.

Принципиальная схема очистки газа от кислых компонентов в процессе «Сульфинол» приведена на рисунке 3.10.

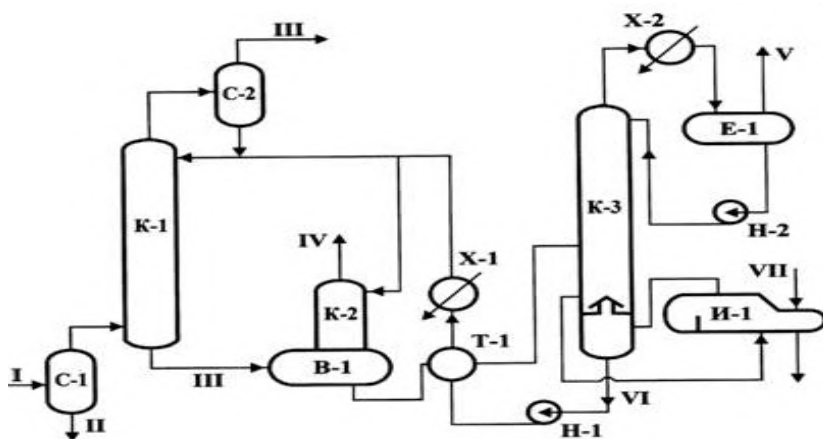


Рис. 3.10

Принципиальная схема установки очистки газа «Сульфинол»:

C-1, C-2 — сепараторы, K-1 — абсорбционная колонна, B-1 — дегазатор, K-2 — абсорбер для очистки экспансерного газа, T-1 — теплообменник, K-3 — десорбер, X-1, X-2 — холодильники, H-1, H-2 — насосы, И-1 — испаритель; I — природный газ, II — насыщенный абсорбент, III — очищенный газ, IV — экспансерный газ, V — кислый газ, VI — регенерированный абсорбент, VII — водяной пар.

Природный газ под давлением 7 МПа поступает во входной сепаратор С-1 для отделения капельной жидкости сконденсировавшейся влаги и тяжелых углеводородов, затем направляется на очистку в абсорбционную колонну К-1, на верх которой подается регенерированный абсорбент. Очищенный газ из К-1 поступает в сепаратор С-2 для отделения унесенного абсорбента, который объединяется с потоком регенерированного абсорбента и возвращается в К-1. На-сыщенный абсорбент с низа К-1 направляется в экспансер, где за счет понижения давления происходит выделение растворенных углеводородов.

Адсорбционные методы очистки могут быть классифицированы на основании физико-химических процессов, происходящих при сорбции сернистых соединений: физическая адсорбция и хемосорбционные методы.

Физическая адсорбция. В последние годы для очистки природного газа от сероводорода широко применяют метод адсорбции на синтетических цеолитах, наиболее эффективен СаА. Адсорбция протекает под давлением от 1,7 до 5 МПа и обеспечивает остаточное содержание сероводорода в газе около 2 мг/м^3 . На цеолитах происходит также глубокая осушка газа. По сравнению с другими адсорбентами синтетические цеолиты (молекулярные сита) имеют большую поглотительную способность, менее подвержены загрязнению и закоксовыванию и, благодаря наличию пор регулируемого размера, обладают уникальной селективностью, зависящей от размеров молекул. Их использование позволяет снизить удельный объем адсорбента, работать при более низком перепаде давлений в слое адсорбента, исключить потери газа из-за адсорбции ряда его компонентов, обеспечить более длительную и надежную работу установки. Регенерацию цеолитов осуществляют путем продувки очищенным газом, нагретым до 300–350°C. К недостаткам процесса следует отнести: значительный расход газа на регенерацию адсорбента (до 10%), газы регенерации обычно сжигаются, что приводит к безвозвратным потерям газа и серы и загрязнению атмосферы, поэтому очистка на цеолитах целесообразна только на крупных ГПЗ, где возможна утилизация газов регенерации.

Для очистки больших количеств газа (до 200 000 $\text{м}^3/\text{ч}$) с низким содержанием сероводорода в качестве адсорбентов используют также активные угли. При этом степень извлечения сероводорода может достигать 99,5%. Очистка газа на активированном угле является наиболее распространенным методом. Сущность способа: серосодержащий газ смешивают с 3–4% воздуха и пропускают через фильтр, заполненный активированным углем. Сероводород окисляется до серы. Роль активированного угля двояка: он является катализатором окисления сероводорода и адсорбентом серы, образующейся в процессе окисления. Во время регенерации фильтра его обрабатывают раствором сернистого аммония, который растворяет серу с образованием многосернистого аммония. Элементарная сера является товарным продуктом высокого качества (99%-ной чистоты). Степень очистки газа от сероводорода достигает 99%. Недостатки — цикличность процесса и сложность технологической схемы, трудности утилизации образующегося аммиака и сероводорода (в цикле регенерации), зауглеоживание катализатора-адсорбента.

Хемосорбционная очистка газов от сероводорода использует поглотители на основе оксидов металлов и карбонатов щелочных металлов, которые осуществляют не только физическую адсорбцию, но и хемосорбцию. Оксиды цинка,

железа, меди относятся к наиболее распространенным твердым хемосорбентам. Регенерация сорбента проводится воздухом. В зависимости от количества подаваемого на регенерацию воздуха можно получать как элементарную серу, так и оксиды серы. Метод характеризуется дешевизной, возможностью регенерации хемосорбента, но существенным его недостатком является низкая степень очистки от сероводорода (до 10 мг/м^3) и невозможность использования образующейся серы, так как некоторые хемосорбенты не подлежат регенерации.

Мембранный метод очистки основан на различной способности кислых компонентов и углеводородов газа проходить через полупроницаемую перегородку, разделяющую массообменный аппарат на две рабочие зоны. Под давлением разделяемая газовая смесь подается в напорный канал, легкопроницающие компоненты проходят через мембрану, труднопроницающие — выводятся из разделительного аппарата. Для селективного выделения диоксида углерода и сероводорода из природного газа, содержащего в основном метан, используют полимерные мембраны. Применение таких мембран позволяет с высокой эффективностью очистить газ от кислых компонентов. Для повышения эффективности можно увеличить число мембранных модулей. Предварительно проводят осушку, сепарацию и очистку газовой смеси от механических примесей.

Производство серы из сероводородсодержащих газов

Побочным продуктом очистки углеводородного сырья является кислый газ, который направляется на получение серы методом Клауса. В настоящее время более 90% серы производится этим способом. Извлекаемая из природного газа смесь кислых газов наполовину и более по объему состоит из сероводорода. Остальная часть включает углекислый газ, небольшие количества серооксида углерода и углеводороды (метан, этан). Эта смесь утилизируется обычно на месте очистки природного газа с целью получения из нее элементарной серы. Процесс переработки сероводорода в элементарную серу, названный именем английского химика Карла Клауса, запатентовавшего его в 1883 г., основан на окислении сероводорода до серы. В модифицированном варианте окисление проводят в две стадии — термическую и каталитическую. На термической стадии ведут пламенное окисление сероводорода воздухом со стехиометрическим количеством кислорода при $900\text{--}1350^\circ\text{C}$. При этом большая часть сероводорода окисляется до серы, часть (примерно 30%) — до диоксида серы. На каталитической стадии идет реакция между оставшимся сероводородом и диоксидом серы в присутствии катализатора — боксита или активного триоксида алюминия при $220\text{--}250^\circ\text{C}$. Технология получения серы методом Клауса реализует указанные выше реакции обычно в три ступени.

Принципиальная схема производства серы методом Клауса приведена на рисунке 3.11.

По этой схеме почти весь кислый газ (95–98%) подается на первую термическую ступень конверсии, представляющую собой паровой котел газотрубного типа. В зоне горения 1 (топке) этого котла поддерживается температура около 1100°C , которая снижается до 350°C после прохождения газами зоны трубного пучка, в котором генерируется водяной пар высокого давления (2,0–2,5 МПа). Затем газ охлаждается в конденсаторе 3 до 185°C и поступает на вторую ступень. Из низкотемпературных зон термического реактора и охладителя 3 через серозатворы из системы выводится жидкая сера. Максимальный выход серы на первой ступени составляет 60–70% от общего ее выхода.

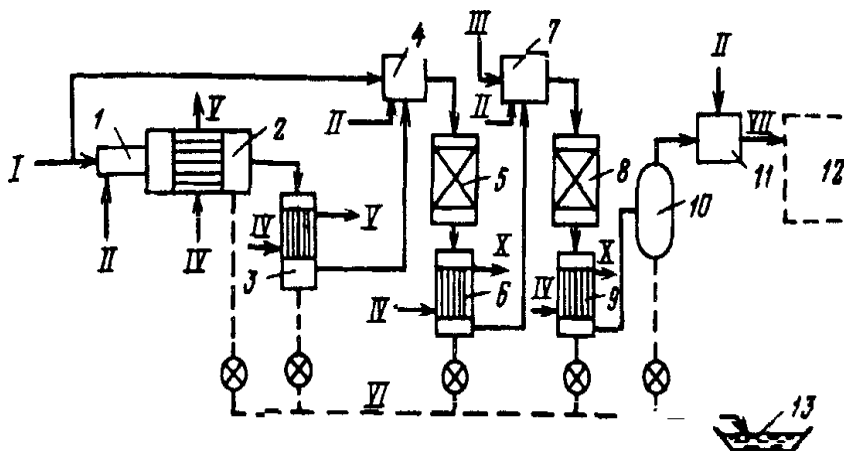


Рис. 3.11

Принципиальная схема получения серы методом Клауса:

1, 4, 7 — печи, 2 — термический реактор с узлом генерации водяного пара, 3, 6, 9 — конденсаторы, 5, 8 — реакторы второй и третьей ступени, 10 — уловитель серы, 11 — печь дожига, 12 — блок доочистки газа (процесс «Скот» или «Сульфрин»), 13 — приемная емкость серы; I — кислый газ, II — воздух, III — топливный газ, IV — вода, V — водяной пар, VI — сера, VII — отходящий газ, VIII — очищенный газ.

Вторая ступень состоит из печи 4 для сжигания оставшейся части кислого газа и превращения оксида серы, содержащегося в газе после первой ступени. Реакции на этой ступени протекают при температуре 240–250°C в реакторе 5, заполненном катализатором (активированный оксид алюминия). На выходе из реактора 5 температура достигает 330°C. Газ затем охлаждается в охладителе до 170°C с выделением из него сконденсированной серы. Газ из охладителя 6 поступает на третью ступень, вначале в печь 7, где его температура повышается до 220°C (за счет горения топливного газа III), затем газ проходит реактор 8, в котором температура газа повышается на 20–30°C (до 250°C). После этого газ снова охлаждается в охладителе 9, из которого сконденсированная сера отводится через серозатвор, а уходящий газ через сепаратор 10 направляется на дожиг в печь 11. В этой печи при 500–550°C дожигаются остатки непрореагировавшего сероводорода, после чего хвостовой газ VII направляется в блок доочистки с целью снижения загрязнения атмосферы.

Доочистка отходящих газов процесса очень важна с точки зрения экологии. Отходящие газы содержат 1–2% (об.) сероводорода, до 1% (об.) диоксида серы, небольшие количества серооксида углерода, сероуглерода, капельной и паровой серы, а также водород, оксид углерода, уголекислоту, водяные пары и азот. Нормы по содержанию серосодержащих соединений в отходящих газах очень жесткие — не более 0,05 мг/м³.

Процессы доочистки можно условно разделить на три группы:

- основанные на продолжении реакции Клауса — реакции прямого превращения H_2S и SO_2 в элементарную серу;
- основанные на каталитической гидрогенизации SO_2 и других сернистых соединений в сероводород с дальнейшим его извлечением;
- основанные на окислении всех сернистых соединений до SO_2 или до элементарной серы с последующим их извлечением различными методами.

Широкое распространение в мировой промышленной практике получил процесс Sulfreen из первой группы, разработанный фирмами «Эльф Акитен» (Франция) и «Лурги» (ФРГ). Он осуществляется на катализаторе оксид алюминия при температуре ниже точки росы серы; отлагающаяся на катализаторе сера удаляется затем отдувкой горячим (300°C) очищенным газом и далее извлекается в конденсаторе. Затем реактор охлаждается потоком холодного газа и снова переключается на стадию очистки (рис. 3.12). Степень извлечения H_2S составляет около 90%, выбросы диоксида серы в атмосферу — 1000–1500 ppm. Этот процесс применяют в России на Астраханском и Оренбургском ГПЗ.

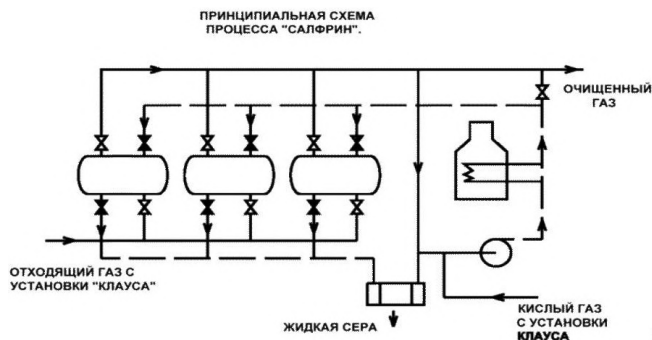


Рис. 3.12

Принципиальная схема процесса Sulfreen

Вторая группа методов используется при очистке газов, содержащих значительное количество соединений, не способных вступать на установках Клауса в реакции с образованием серы: COS , CS_2 и др. Наибольшее распространение получил процесс СКОТ, разработанный в Нидерландах, он основан на гидрировании всех сернистых соединений до сероводорода, который извлекается раствором алканоломинов, а выделенный при регенерации аминов кислый газ возвращают на установку Клауса.

На рисунке 3.13 представлена технологическая схема процесса СКОТ с блоком получения водорода путем сжигания природного газа при недостатке кислорода. Отходящий газ с установки Клауса смешивается с этими продуктами неполного сгорания и при 300°C поступает в реактор гидрирования 1, где протекает восстановление сернистых соединений в сероводород.

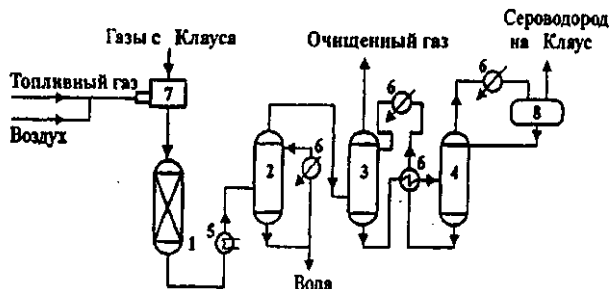


Рис. 3.13

Принципиальная технологическая схема процесса СКОТ:

1 — реактор гидрирования; 2 — охладительная колонна; 3 — абсорбер; 4 — адсорбер; 5 — котел-утилизатор; 6 — холодильники; 7 — печь; 8 — сепаратор.

3.3. Процессы осушки газа

Наличие паров воды в углеводородных газах связано с контактом газа и воды в пластовых условиях, а также с условиями их последующей обработки (сепарации, очистки от примесей и др.).

Осушка газа — это процесс удаления из него влаги, т. е. снижение абсолютной и относительной влажности. Обычно глубина осушки (остаточное содержание влаги) регламентируется точкой росы.

Точка росы — это температура при данном давлении, при которой пары воды приходят в состояние насыщения, т. е. это наивысшая температура, при которой при данном давлении и составе газа могут конденсироваться капли влаги. Чем глубже осушка, тем ниже точка росы, которая обычно составляет, в зависимости от назначения газа, от -20 до -70°C .

Присутствие в газе влаги нежелательно для процесса его транспортировки, поскольку влага может выпадать в чистом виде или в виде гидратов с углеводородами, приводя к осложнениям в работе систем транспортного устройства — гидраты, отлагаясь в газопроводах, уменьшают их сечение, иногда могут привести к аварийным остановкам. Нежелательна влага в газе, если последующая его переработка ведется при низких температурах, при этом точка его росы должна быть ниже температур технологической переработки газа. Влага может также отравлять катализаторы, используемые при переработке газа, усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в газе кислых примесей.

Методы осушки природных газов

Осушка газа может быть осуществлена различными методами: прямым охлаждением, абсорбцией, адсорбцией или комбинированием этих способов. Выбор способа осушки газа зависит от состава сырья и от дальнейшего использования газа.

Осушка охлаждением основана на охлаждении газа при постоянном давлении, при этом избыточная влага конденсируется, а точка его росы соответственно снижается. Самостоятельного применения для осушки газа этот метод не нашел, используется для предварительного удаления основного количества влаги.

Абсорбционная осушка является наиболее распространенным процессом при подготовке газа к транспорту. В России более 70% добываемого газа подготавливается с применением этого метода. Метод основан на селективном поглощении (растворении) паров воды жидкими абсорбентами, в качестве которых применяют ди- и триэтиленгликоли. Реже, при осушке впрыском в теплообменники, используется этиленгликоль (ЭГ). Установки осушки газа с использованием гликолей бывают двух типов: с барботажными аппаратами и с впрыском гликоля в поток газа.

На установках осушки первого типа влажный газ, очищенный в пылеуловителе от механических примесей, поступает вниз абсорбера 3 (рис. 3.14).

Сверху в колонну подается осушенный поглотитель. После выхода с глухой тарелки низа колонны насыщенный абсорбент проходит последовательно теплообменник 5, выветриватель 7, теплообменник 6 и поступает в отпарную колонну (десорбер) 10. Десорбер обычно имеет 10–16 тарелок колпачкового или клапанного типа и одну глухую тарелку внизу колонны. Стекающий на глухую тарелку абсорбент самотеком поступает в низ выносного испарителя 11, где на-

гревается за счет тепла водяного пара. Вышедший из испарителя абсорбент подается в колонну 10, а также через систему теплообменников 5 и 6 и холодильник 4 поступает в промежуточную емкость 8, откуда насосом направляется на орошение абсорбера 3. Пары воды и газы сверху колонны 10 проходят холодильник-конденсатор 13. Часть сконденсировавшейся влаги используется для орошения колонны, а избыток сбрасывается в канализацию. Несконденсировавшиеся пары и газы стравливаются в атмосферу. Абсорбер работает при давлении, до которого сжат газ, а десорбер — обычно при атмосферном давлении или под вакуумом. Для уменьшения уноса гликоля с осушенным газом часто в верхнюю часть абсорбера добавляют секцию отмывки газа пентаном, устанавливают отбойники, для коагуляции пены добавляют в гликоль ингибиторы пенообразования.

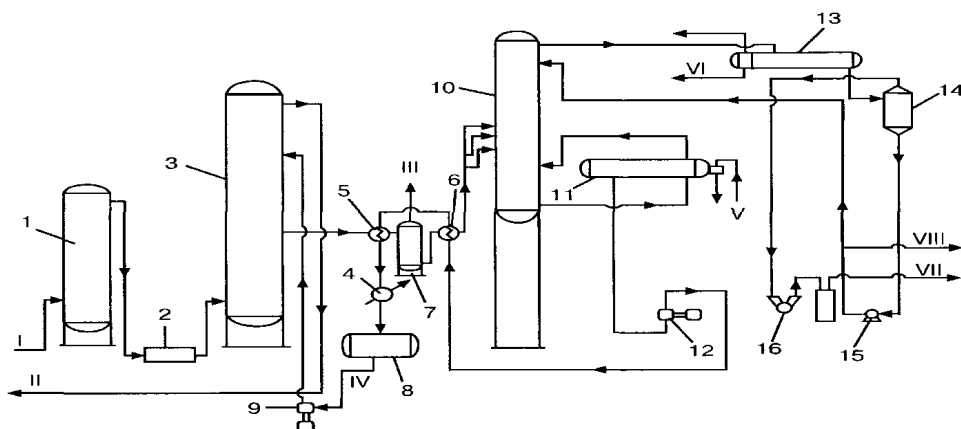


Рис. 3.14

Технологическая схема промышленной установки осушки газа:

1 — пылеуловитель, 2 — замерный пункт, 3 — абсорбер, 4 — холодильник, 5, 6 — соответственно первая и вторая секции теплообменников, 7 — выветриватель, 8 — промежуточная емкость ДЭГ, 9, 12 и 15 — насосы, 10 — десорбер, 11 — испаритель, 13 — конденсатор, 14 — емкость конденсата, 16 — вакуум-насос РМК-3. Поток: I — сырой газ с промысла, II — осушенный газ, III — газы выветривания, IV — регенерированный ДЭГ, V — водяной пар, VI — охлаждающая вода, VII — выброс паров в атмосферу, VIII — выброс конденсата в канализацию.

Осушка газа впрыском гликоля получила также широкое распространение. Распыление гликоля производится в аппарате, диаметр которого близок к диаметру подводящего газопровода. Эффективность процесса определяется степенью распыления раствора, осуществляемого специальными форсунками. Распыленная жидкость создает большую поверхность контакта фаз, а большие скорости газа (1–10 м/с) обеспечивают интенсивный массообмен и хорошее распределение частиц в потоке. Наилучший массообмен происходит при высоких относительных скоростях газа и капель, что достигается путем впрыска гликоля навстречу газовому потоку. Пределом дробления частиц жидкости является образование тумана, выделение частиц которого лимитируется существующими конструкциями сепараторов. Оптимальная температура осушки составляет 15–30°C. При низких температурах сказывается вязкость гликолей, при высоких — увеличивается упругость паров гликолей и соответственно воз-

растают потери. Следует отметить, что подачу гликоля к форсункам можно осуществлять при температуре выше 30°C, когда вязкость его невелика. Во время контакта с газом гликоль принимает температуру потока мгновенно, так как относительное количество его незначительно.

Процесс осушки в каждой ступени проходит в конусе форсунки преимущественно в момент образования капель гликоля и заканчивается в объеме аппарата и сепараторе. Для фильтрации гликоля имеются фильтры, обеспечивающие удаление взвеси, частицы которой выше 5 мкм, так как механические примеси забивают сопла форсунок и вызывают вспенивание раствора. Такая схемы осушки газа используется на Оренбургском ГПЗ.

В состав установки осушки газа с впрыском гликоля входят три основных узла: впрыск гликоля, трехфазный разделитель и регенерация гликоля. Для тонкого распыления гликоля применяют специальные распылительные сопла. Десорбцию воды проводят в регенераторе гликоля. Принципиальная схема промышленной установки приведена на рисунке 3.15.

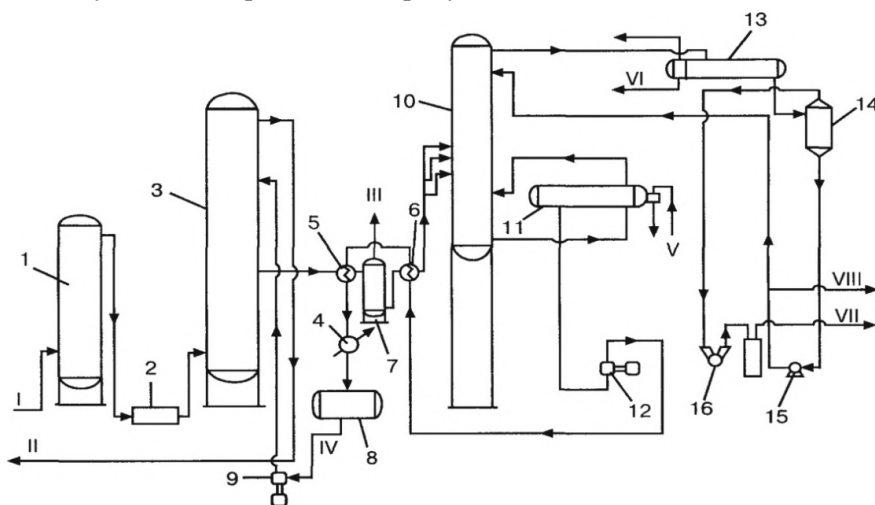


Рис. 3.15

Технологическая схема промышленной установки осушки газа с впрыском гликоля:

1 — пылеуловитель, 2 — замерный пункт, 3 — абсорбер, 4 — холодильный компрессор, 5, 6 — первая и вторая секции теплообменников, 7 — выветриватель, 8 — промежуточная емкость ДЭГ, 9, 12 и 15 — насосы, 10 — десорбер, 11 — испаритель, 13 — конденсатор, 14 — емкость конденсата, 16 — вакуум-насос. Поток: I — сырой газ, II — осушенный газ, III — газы выветривания, IV — регенерированный ДЭГ, V — водяной пар, VI — охлаждающая вода, VII — выброс паров в атмосферу, VIII — выброс конденсата в канализацию.

Сжатый сырой газ проходит водяной холодильник, водоотделитель, узел впрыска гликоля и теплообменник. Затем газ поступает в пропановый холодильник и далее в трехфазный разделитель. Осушенный газ и углеводородный конденсат из трехфазного разделителя направляются на дальнейшую переработку, а насыщенный гликоль — на регенерацию. После прохождения выветривателя насыщенный водой гликоль поступает в змеевик, смонтированный в верхней части отпарной колонны. Змеевик охлаждает и частично конденсирует пары воды в колонне, что обеспечивает ее орошение. Затем насыщенный гликоль через теплообменник поступает в куб отпарной колонны. Отпаренные па-

ры воды сбрасываются в атмосферу, а регенерированный гликоль через регулятор уровня поступает в теплообменник и далее через водяной холодильник стекает в емкость. Из емкости регенерированный гликоль насосом прокачивается через фильтр и направляется на узел впрыска.

Каждая из схем осушки газа имеет свои преимущества и недостатки. Метод впрыска в сочетании с охлаждением газа позволяет значительно понижать точку росы, одновременно осушать его и образующийся газовый конденсат, а также использовать в качестве осушителя гликоли с концентрацией 70–80%. Недостаток метода заключается в больших потерях осушителя с газовым конденсатом. Осушка газа методом абсорбции сводит к минимуму потери гликоля, однако требует более высокой степени его регенерации (до 95–99%).

Адсорбционная осушка состоит в избирательном поглощении поверхностью пор твердого осушителя молекул воды с последующим извлечением их из пор внешними воздействиями (повышением температуры адсорбента или снижением давления среды). Осушка газа осуществляется в аппаратах периодического действия с неподвижным слоем осушителя. Полный цикл процесса осушки состоит из стадий адсорбции, регенерации и охлаждения адсорбента. В качестве осушителей применяют силикагели, алюмосиликаты, активированный оксид алюминия, бокситы и молекулярные сита (цеолиты). Их адсорбционная емкость существенно зависит от размера пор. Особенность молекулярных сит заключается в способности поглощать не только влагу, но и сероводород и углекислоту, т. е. очищать газ от кислых компонентов. Адсорбенты изготавливают в виде шариков или гранул. Требования к осушителю очень жесткие: он должен быстро поглощать влагу из газа и легко регенерироваться, выдерживать многократную регенерацию без существенной потери активности и прочности, иметь высокую механическую прочность и поглощательную способность, оказывать малое сопротивление потоку газа, иметь невысокую стоимость. Для регенерации осушителя используют нагретый газ.

В промышленных условиях в качестве адсорбентов применяются чаще всего силикагели и молекулярные сита. Силикагели имеют экономические преимущества: более низкие энергозатраты, так как для регенерации требуется температура ниже 200°C, и низкая себестоимость при крупнотоннажном промышленном производстве. Наиболее эффективен мелкопористый силикагель марки КСМ. Синтетические цеолиты — самый дорогой адсорбент. Но они обеспечивают очень низкую точку росы, обладают высокой прочностью, эксплуатационные расходы при их использовании наиболее низкие.

Принципиальная схема установки приведена на рис. 3.16. Влажный газ, пройдя через каплеотбойник 1, поступает сверху в один из адсорберов и проходит его насквозь. Другой адсорбер в это время находится на стадии регенерации или охлаждения. Осушенный газ поступает на дальнейшую переработку или в газопровод. Часть исходного газа, пройдя через трубчатый нагреватель 3, направляется в низ другого адсорбера для регенерации осушителя. Газ с регенерации проходит теплообменник 8 для охлаждения, сепаратор 6 для отделения воды и смешивается с основным потоком влажного газа. Полный цикл работы одного аппарата включает четыре следующих периода:

— *адсорбция* при температуре 35–50°C, давлении 8–12 МПа, длительности контакта газа с адсорбентом не менее 10 с;

— *нагрев адсорбента*, производится после переключения аппарата с режима адсорбции на десорбцию. Нагрев ведется горячим газом из трубчатого нагревателя со скоростью не более 60°C в час. Время, затрачиваемое на нагрев, составляет 0,60–0,65 от периода адсорбции;

— *десорбция* — вытеснение из пор адсорбента поглощенной воды начинается, когда температура адсорбента достигает $160\text{--}180^{\circ}\text{C}$ (для силикагелей) или $280\text{--}290^{\circ}\text{C}$ (для цеолитов). Горячий газ в периоды нагрева и десорбции проходит слой адсорбента снизу вверх;

— *охлаждение адсорбента* — начинают после завершения десорбции и переключения аппарата на режим адсорбции (осушки). Охлаждение ведут исходным холодным газом. Период охлаждения занимает 0,35–0,40 от времени, затрачиваемого на адсорбцию.

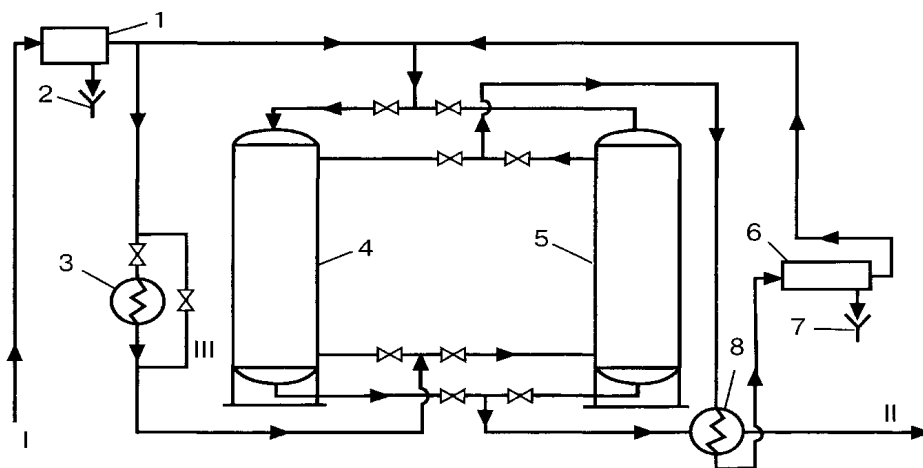


Рис. 3.16

Технологическая схема осушки газа твердыми поглотителями:

1 — каплеотбойник, 2, 7 — сбор стоков, 3 — трубчатый нагреватель, 4, 5 — адсорберы, 6 — сепаратор, 8 — теплообменник. Поток I — влажный газ, II — осушенный газ, III — обводная линия.

Отличительная особенность адсорбционного метода — высокая степень осушки газа, компактность установки, малые капитальные затраты для установок малой мощности. Недостатки метода — большие расходы на адсорбент, высокое сопротивление потоку газа и затраты на строительство установок большой мощности. Этот метод применяют, когда требуется высокая глубина осушки.

3.4. Получение товарного газа

В составе природных газов присутствуют углеводороды $\text{C}_1\text{--C}_5$ и выше. Метан — основной компонент газа, используемого в быту и в промышленности как топливо. Присутствие этана, пропана, бутана и пентана в газовом топливе нежелательно. В то же время они являются ценными компонентами и могут быть использованы для других нужд. Поэтому до подачи природного газа в транспортные магистральные сети из него должны быть удалены углеводороды, называемые в данном случае тяжелыми: от этана до пентанов и выше. Из-

влеченные тяжелые углеводороды C_2-C_5 , так называемый газовый бензин, направляются на установки ГФУ для разделения на индивидуальные углеводороды либо для выделения стабильного бензина.

Методы извлечения углеводородов C_2-C_5 из природных газов

Для отделения от газа углеводородов C_2-C_5 промышленное значение имеют следующие методы: компрессионный (получение нестабильного газового бензина); масляная абсорбция при температуре окружающего воздуха (МАУ) либо при пониженной температуре (НТА), низкотемпературная конденсация (НТК) и низкотемпературная ректификация (НТР). Процессы отбензинивания ПНГ проводят как две последовательные операции: получение нестабильного газового бензина и его стабилизация с одновременным получением рефлюкса — сырья для получения сжиженных газов и индивидуальных углеводородов.

Компрессионный метод основан на сжатии газа с последующим его охлаждением. При этом тяжелые компоненты газа переходят в жидкое состояние. Оптимальное давление, как правило, составляет 2,0–4,0 МПа. Газ обычно сжимают с помощью двух- или трехступенчатых компрессоров, применяя межступенчатое охлаждение газа. Для сжатия газа используют поршневые и турбокомпрессоры. Первые обычно применяют в области высоких давлений, вторые — при давлениях не выше 4,5 МПа. Для привода компрессоров используют электродвигатели, газомоторы, паровые или газовые турбины. Наиболее экономичными являются паровые турбины. Компрессионный метод применяют для отбензинивания жирных газов, содержащих более 150 г углеводородов C_3 и выше на 1 м³ газа. Недостатком метода является нечеткое разделение, поэтому данный метод применяют обычно в комбинации с другими, более эффективными методами.

Абсорбционный метод отбензинивания газов является наиболее распространенным на 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. Абсорбцию проводят в колонных аппаратах тарельчатого типа при температуре не выше 30–40°C и давлении 1,0–5,0 МПа, десорбцию — при повышенной температуре (160–200°C) и пониженном давлении (0,3–0,5 МПа). Десорбирующим агентом обычно служит острый водяной пар.

Маслоабсорбционный метод — один из основных процессов извлечения из газа тяжелых углеводородов, освоенный в 1913 г. (США). На первых порах в абсорбционном процессе извлекали 60–70% фракции C_5 и выше, процесс совершенствовали 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 в последнее время стали использовать пропановое и аммиачное охлаждение. Принципиальная схема процесса масляной абсорбции приведена на рисунке 3.17.

Исходный газ I охлаждается в охладителях 1, 2, разделяется в сепараторе 3 и поступает в абсорбер 4, где из него абсорбентом VI извлекается основная масса тяжелых углеводородов. Насыщенный этими углеводородами абсорбент, подогретый в теплообменнике 9, поступает в абсорбционно-отпарную колонну (АОК) 5. В нее же ниже ввода абсорбента из колонны 4 поступает жидкая фаза из сепаратора 3. На верх АОК подается регенерированный абсорбент, а в ре-

бойлер 8 вводится тепло и создается паровое орошение. В АОК из абсорбента, поступающего снизу абсорбера 4, удаляются (отпариваются) легкие углеводороды (метан, этан) и поглощаются абсорбентом углеводороды от пропана и выше. Полностью насыщенный абсорбент снизу АОК нагревается в теплообменнике 9 и поступает в десорбер 6, где от него отгоняется ШФЛУ IV, а регенерированный абсорбент возвращается в колонны 4 и 5.

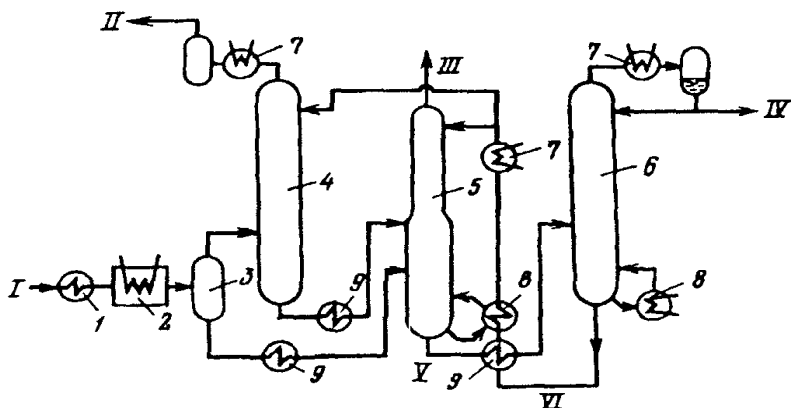


Рис. 3.17

Принципиальная схема отбензинивания газа масляной абсорбцией:

1, 2 — охладители газа, 3 — сепаратор, 4 — абсорбер, 5 — абсорбционно-отпарная колонна, 6 — десорбер, 7 — холодильники, 8 — ребойлеры, 9 — теплообменники. Поток: I и II — исходный и отбензиненный газы, III — газ деэтаннизации, IV — ШФЛУ, V, VI — насыщенный и регенерированный абсорбент.

Обычный процесс проводится с охлаждением газа перед абсорбером до 0–10°C, температуре в абсорбере 10–30°C и давлениях в абсорбере 4–7 МПа, в АОК 1–4 МПа и в десорбере 0,7–1,5 МПа. При таких условиях обеспечивается извлечение из газа 50–70% пропана и до 98% бутанов и выше. Этана в составе ШФЛУ в этом случае немного, и он в основном уходит с потоком газа III. Часть метана и этана растворяется в абсорбенте, и за счет этого увеличивается количество газа деэтаннизации III в ущерб выходу товарного газа II. Для того чтобы предотвратить это и повысить эффективность процесса, регенерированный абсорбент VI подают в поток газа III, из которого он извлекает метан и этан.

Низкотемпературная абсорбция. Снижение температуры охлаждения газа перед входом в абсорбер и в самом абсорбере — один из действенных путей повышения степени извлечения тяжелых углеводородов из газа. Это позволяет уже до абсорбера в сепараторе 3 сконденсировать и отделить большее количество сжиженных углеводородов, снизить нагрузку абсорбера и углубить извлечение остающихся в газе углеводородов C_2 – C_5 в самом абсорбере. Характерный режим работы НТА: температура в абсорбере –20...–60°C, давление (в МПа): в абсорбере — 4,0–6,0, в АОК — 2,0–3,5, в десорбере — 1,0–2,0. Степень извлечения этана составляет 20–50%, пропана — 80–99%, бутанов и выше — 100%. Широкому применению процесса НТА способствовали во многих случаях наличие высокого давления газа на выходе из скважин и возможность при этом использовать эффект дросселирования для охлаждения газа перед абсорбером. Таким образом, в этих случаях сочетаются два процесса — НТС и НТА.

Низкотемпературная адсорбция. При получении газового бензина в качестве адсорбента обычно применяют гранулированный активированный уголь или силикагель. При использовании последнего 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, затем — в подогреватель, где нагревается до 120–140°C, и далее в нижнюю часть находящегося на стадии осушки адсорбера. Увлажненный газ направляется в низ десорбера, находящегося на стадии охлаждения. Смесь паров воды и углеводородов охлаждается, сконденсированные углеводороды отделяются в сепараторе.

Низкотемпературная конденсация и низкотемпературная ректификация в процессах отбензинивания газов включают следующие стадии:

1. осушка газа;
2. компримирование газа до давлений 3–7 МПа;
3. охлаждение сжатого и осушенного газа до –10–80°C;
4. разделение частично сконденсировавшегося газа на нестабильный газовый бензин и несконденсированный сухой газ.

На 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 ГФУ.

Жирный газ поступает на установку низкотемпературной конденсации под давлением 3–4 МПа и направляется через теплообменники-рекуператоры холода из обратных потоков газа и конденсата в холодильник, где охлаждается до минус 23–35°C, а затем в сепаратор, где происходит разделение несконденсировавшегося газа и конденсата. Газ направляется в газопровод, а конденсат поступает в деэтанализатор. Деэтанализованный нестабильный бензин с низа колонны направляется в товарный парк или для дальнейшей переработки на ГФУ. Газ в верхней части деэтанализатора частично конденсируется в пропановом холодильнике, после чего направляется в газопровод или для использования в качестве топлива. Конденсат поступает в рефлюксную емкость и затем откачивается на орошение верха колонны. При низком содержании метана и этана в конденсате деэтанализатор может работать без орошения.

3.5. Низкотемпературные процессы разделения газов, мембранные технологии

Низкотемпературные процессы в газопереработке приобретают все большее значение в связи с повышающейся потребностью в таких индивидуальных углеводородах, как этан, пропан и бутаны, а также увеличивающимся спросом

на сжиженные газы. Процессы разделения углеводородных газов основаны на различии физико-химических свойств компонентов газа. Компоненты или фракции углеводородов, имеющие наибольшую разность значений летучести, разделяются с меньшей затратой энергии. Значения относительной летучести для бинарной системы не являются постоянными, а увеличиваются с понижением температуры и уменьшаются с повышением давления. Если увеличивать давление при постоянной температуре, то в жидкую фазу будет переходить большее количество легких углеводородов, т. е. четкость разделения будет снижаться. Если же понижать температуру при постоянном давлении, то четкость разделения компонентов повышается. Для более четкого разделения компонентов газа предпочтение следует отдавать понижению температуры, но на практике разделение углеводородных газов проводят при повышенном давлении, что позволяет в большинстве случаев вести процесс при умеренном охлаждении.

Способы получения «холода»

В современных процессах газопереработки используются различные холодильные циклы, позволяющие получить температуры от близких к температуре окружающей среды до температуры жидкого гелия. Используются технологические схемы: с *внешним холодильным циклом* (применяются специальные вещества — хладагенты), с *внутренним холодильным циклом* (непосредственное охлаждение технологических потоков путем их дроссельного или детандерного расширения), с *комбинированным холодильным циклом* (например, с использованием внешнего хладагента на начальном этапе с последующим дросселированием или детандированием потока). Если в качестве хладагентов используются газы с критической температурой более высокой, чем температура окружающей среды, охлаждение называется умеренным, если же с более низкой — это глубокое охлаждение.

Для достижения умеренного охлаждения используют следующие холодильные установки: парокompрессионные холодильные машины, в которых сжатие хладагента осуществляется поршневым, турбинным или винтовым компрессором и сжатый газ подвергается конденсации; абсорбционные холодильные машины, в которых хладагент сжимается термокомпрессором и подвергается сжижению.

Принципиальная схема *парокompрессионной холодильной машины* показана на рисунке 3.18. Пары циркулирующего хладагента направляются на прием компрессора К и сжимаются в нем до рабочего давления. Сжатые пары хладагента поступают в холодильник-конденсатор ХК, где при охлаждении водой или воздухом конденсируются и поступают для доохлаждения в холодильник Х. Переохлажденный жидкий хладагент затем дросселируется в Д, в результате чего его температура понижается. После дросселя Д хладагент направляется в испаритель, где происходит его испарение за счет подвода тепла охлаждаемым потоком. Выбор хладагента зависит от необходимого интервала температур в работе холодильной установки, т. е. от требуемого нижнего температурного предела.

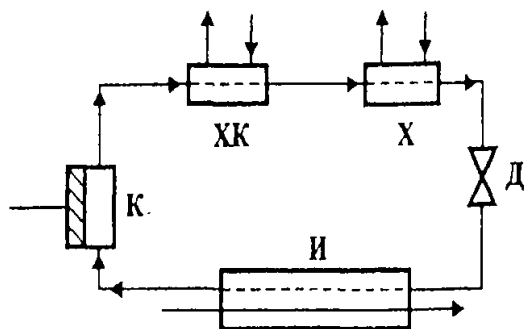


Рис. 3.18

Схема парокompрессионной холодильной машины:

К — компрессор; ХК — холодильник-конденсатор; Х — холодильник; Д — дроссель; И — испаритель.

В абсорбционных холодильных машинах необходимо выбрать не только подходящий хладагент, но и дешевый и доступный растворитель, в котором легко растворяется хладагент. Схема абсорбционной холодильной машины приведена на рисунке 3.19.

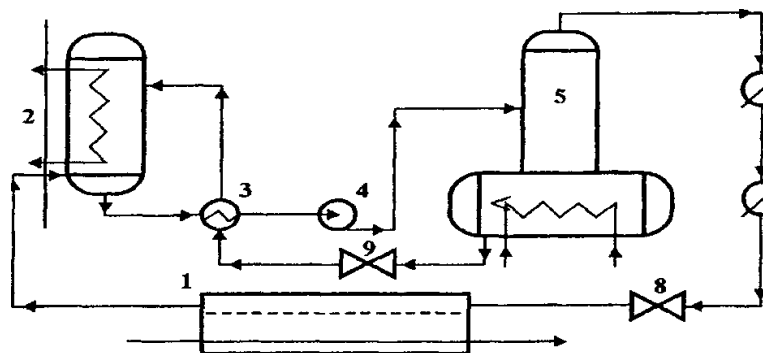


Рис. 3.19

Схема абсорбционной холодильной машины:

1 — испаритель; 2 — абсорбер; 3 — рекуперативный теплообменник; 4 — насос; 5 — отпарная колонна; 6 — холодильник-конденсатор; 7 — холодильник; 8, 9 — дроссель.

Пары хладагента из испарителя 1 поступают в абсорбер 2, где они поглощаются растворителем, при этом предусмотрен отвод тепла абсорбции. Процесс поглощения паров хладагента аналогичен процессу всасывания паров в компрессор в схеме парокompрессионной холодильной машины. Насыщенный растворитель из нижней части абсорбера проходит рекуперативный теплообменник 3 и насосом 4 подается в отпарную колонну с кипятильником 5. За счет подвода тепла к кипятильнику большая часть хладагента испаряется из насыщенного раствора и в виде паров под высоким давлением отводится из отпарной колонны; пары конденсируются в холодильнике-конденсаторе 6, затем сжиженный хладагент доохлаждается в холодильнике 7, проходит через дроссель 8 и при более низкой температуре поступает в испаритель 1. Обедненный раствор хладагента из отпарной колонны с кипятильником 5 через дроссель 9 и теплообменник 3 подается в верхнюю часть абсорбера. Основная сложность в использовании абсорбционных холодильных машин — подбор соответствующего

щей пары хладагент — растворитель, к которым предъявляются весьма жесткие требования: нетоксичность, низкая коррозионная активность, высокая взаимная растворимость и др. Первым из хладагентов в абсорбционных холодильных машинах начали использовать аммиак, который обладает хорошими холодильными свойствами и хорошо растворим в воде, используемой в этом случае в качестве абсорбента. Все большее применение находит система «бромистый литий — вода». Капитальные затраты на создание парокомпрессионных и абсорбционных холодильных машин примерно одинаковы. Преимуществом парокомпрессионных машин являются компактность и меньшая металлоемкость, а абсорбционных — простота оборудования и эксплуатации.

Способы получения глубокого холода

Для получения глубокого холода в процессах газопереработки используются: внутренние холодильные циклы; каскадные холодильные циклы; комбинированные холодильные циклы. *Внутренние холодильные циклы* действуют за счет изохалатпийного (дресселирование) или изохатропийного (детандеры) расширения газового потока. Дрессельные холодильные циклы эффективны при больших перепадах давления. В условиях небольших перепадов давления более эффективно расширение газа в детандерах.

Принципиальная схема дрессельного расширения показана на рисунке 3.20а.

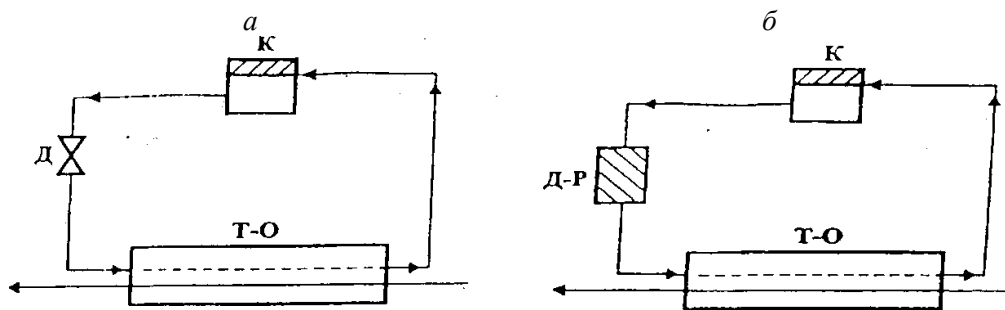


Рис. 3.20

Схемы дрессельного (а) и детандерного (б) расширения сжатого газа:
К — компрессор, Д — дрессель, Д-Р — детандер-расширитель, Т-О — теплообменник.

Газ с давлением p_1 и температурой T_1 изотермически сжимается в компрессоре К до давления p_2 . Сжатый газ, пройдя дрессельное устройство Д, расширяется до первоначального давления p_1 , при этом его температура снижается до T_2 . Расширение в дресселе происходит при постоянной энтальпии. Охлажденный газ нагревается в теплообменнике Т-О до первоначальной температуры, отнимая тепло от охлаждаемого потока.

Процесс расширения газа с отдачей внешней работы осуществляется в специальных машинах-детандерах (рис. 3.20б). Газ засасывается компрессором К при давлении p_1 и температуре T_1 и изотермически сжимается до давления p_2 . Сжатый газ расширяется в детандере до первоначального давления p_1 . Теоретически расширение в детандере происходит при постоянной энтропии, и газ должен охладиться при этом до температуры T_2 . В действительности процесс в детандере несколько отклоняется от адиабатического.

Каскадные холодильные циклы представляют собой последовательно соединенные парокомпрессионные машины с различными хладагентами, отличающимися по температурам кипения. Хладагент, сжижающийся при более высокой температуре, служит для конденсации паров труднее конденсируемого хладагента. В стандартном каскадном холодильном цикле, предназначенном для сжижения природного газа, обычно применяют три ступени. На первой ступени в качестве хладагента используют пропан, фреон или аммиак, на второй — этан или этилен, на третьей — метан или природный газ. Принципиальная схема каскадного холодильного цикла показана на рисунке 3.21.

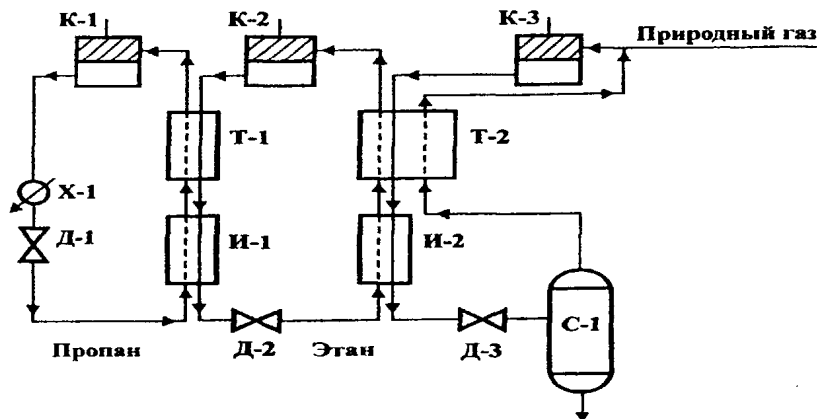


Рис. 3.21

Схема каскадного холодильного цикла:

К-1, К-2, К-3 — компрессоры; Х-1 — холодильник-конденсатор; Т-1, Т-2 — теплообменники; И-1, И-2 — испарители; Д-1, Д-2, Д-3 — дроссели; С-1 — сепаратор.

Пары хладагента первой ступени, например пропана, конденсируются водой или воздухом и после расширения в дроссельном устройстве поступают в испаритель И-1 для конденсации паров хладагента второй ступени, например этана. Сконденсированный хладагент второй ступени после дросселирования поступает в И-2 на конденсацию хладагента третьей ступени, например природного газа. Несконденсировавшийся газ из сепаратора С-1 поступает в теплообменник Т-2 для рекуперации холода, а затем в компрессор К-3 для сжатия. Основное достоинство каскадных циклов — низкий расход энергии. Однако они требуют большого количества оборудования и сложного управления потоками.

Основные низкотемпературные процессы разделения углеводородных газов

Низкотемпературные процессы, используемые для разделения углеводородных газов, подразделяются на четыре группы: низкотемпературная абсорбция, низкотемпературная конденсация, низкотемпературная ректификация и низкотемпературная адсорбция.

Низкотемпературная абсорбция (НТА) основана на различии в растворимости компонентов газа в жидкой фазе при низких температурах и последующем выделении извлеченных компонентов в десорберах, работающих по полной схеме ректификации.

Низкотемпературная конденсация (НТК) — это процесс изобарного охлаждения газа до температур, при которых при примененном давлении появля-

ется жидкая фаза с последующим разделением в сепараторах газовой и жидкой фаз. Из-за невысокой четкости разделения современные схемы НТК включают колонну деэтанализации или деметанизации для отделения этана из пропан-бутановой фракции или метана из фракции C_{2+} .

По числу ступеней конденсации схемы НТК подразделяют на одно-, двух- и трехступенчатые. После каждого процесса однократной конденсации осуществляется сепарация образовавшейся двухфазной смеси с выводом жидкой фазы. Принципиальная схема типичной установки НТК с турбодетандером показана на рисунке 3.22.

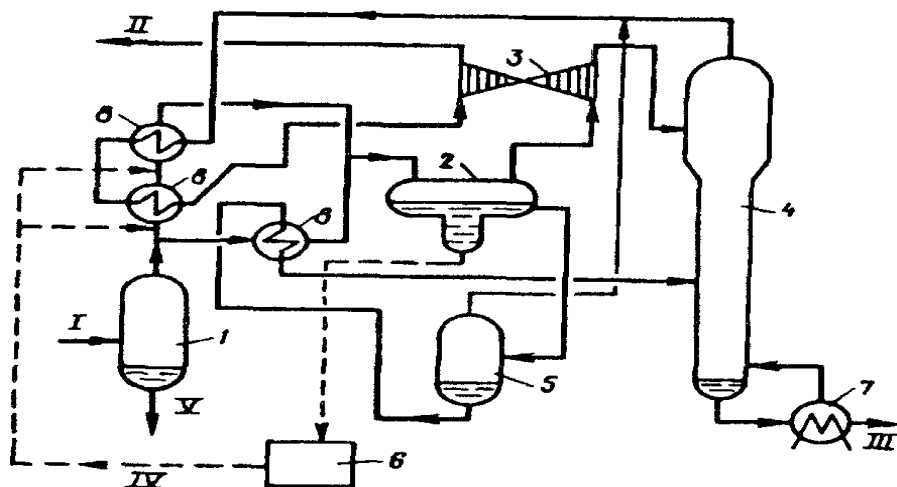


Рис. 3.22

Принципиальная схема процесса низкотемпературной конденсации (НТК):

1, 2 — сепараторы 1-й и 2-й ступеней, 3 — турбодетандер, 4 — ректификационная колонна, 5 — выветриватель конденсата, 6 — блок регенерации ингибитора гидратообразования, 7 — ребойлер, 8 — теплообменники. Поток: I и II — исходный и отсепарированный газ, III — ШФЛУ, IV — ингибитор гидратообразования, V — конденсат сырого газа.

Предварительно осушенный газ I захлаживается в рекуперативных теплообменниках 8 и после отделения от него в сепараторе 2 сконденсированных углеводородов через турбодетандер 3 поступает в разделительную колонну 4. В нее же после одного из теплообменников поступает смесь сконденсированных углеводородов из сепаратора 2. Снизу колонны отбирают смесь всех сконденсированных углеводородов от этана и выше, а деэтанализованный газ сверху колонны, пройдя теплообменники 8, сжимается в турбодетандере энергией расширяющегося газа из сепаратора 2 и затем подается потребителю. Смесь углеводородов III (ШФЛУ) направляется на ГФУ, где от нее отбираются этановая фракция и фракции остальных, более тяжелых углеводородов.

Низкотемпературная ректификация (НТР) основана на охлаждении газового сырья до температуры, при которой система переходит в двухфазное состояние, с последующим разделением образовавшейся газожидкостной смеси в тарельчатых или насадочных ректификационных колоннах. Схема отбензинивания природного газа методом НТР с вводом сырья двумя потоками позволяет снизить энергозатраты примерно на 10% и осуществлять процесс при более высоких температурах. В этих схемах (рис. 3.23) одна его часть (60%) поступает

без охлаждения в среднюю часть колонны 5, а вторая часть (40%) охлаждается в рекуперативном теплообменнике 1 обратным потоком сухого газа, отводимым с верха ректификационной колонны. На входе в теплообменник в поток сырого газа впрыскивают гликоль для предотвращения гидратообразования. После теплообменника охлажденный сырьевой поток смешивается с верхним продуктом ректификационной колонны, дополнительно охлаждается в пропановом испарителе 2 до температуры -26°C и, частично сконденсировавшись, поступает на разделение в трехфазный сепаратор 3. В нижней части сепаратора собирается гликоль и углеводородный конденсат. Гликоль направляется на регенерацию.

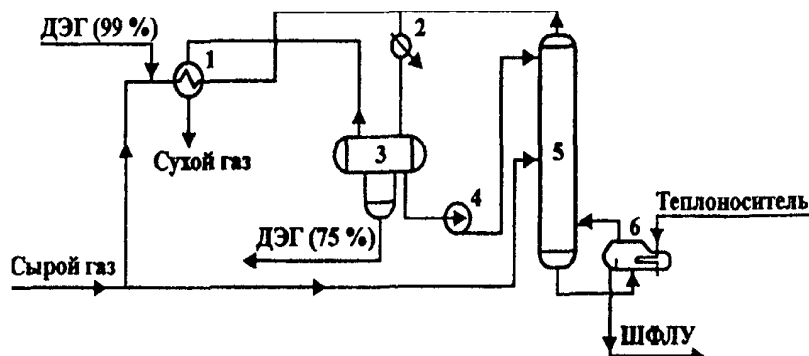


Рис. 3.23

Схема НТР с двухпоточным вводом сырья:

1 — теплообменник; 2 — пропановый испаритель; 3 — трехфазный сепаратор; 4 — насос; 5 — ректификационная колонна; 6 — ребойлер.

Сухой газ после охлаждения сырьевого потока в рекуперативном теплообменнике 1 направляется в магистральный трубопровод, а углеводородный конденсат из трехфазного сепаратора — вверх ректификационной колонны 5. Подвод тепла в куб колонны осуществляется путем подачи паров из ребойлера 6, где в качестве теплоносителя может использоваться непосредственно сырьевой поток.

Низкотемпературная адсорбция (НТ-адсорбция) основана на различной способности компонентов газа адсорбироваться на твердых поглотителях. Используют этот метод в тех случаях, когда концентрация извлекаемых компонентов в газе очень мала и извлечение их другими методами весьма затруднительно, но требуется получить продукты высокой степени чистоты. В этом главное достоинство процесса. Процессы НТ-адсорбции используются в процессах газопереработки в основном для очистки инертных газов (гелий, неон, аргон и др.) от микропримесей кислорода и азота или для очистки воздуха от CO_2 . Вследствие высоких эксплуатационных затрат процессы низкотемпературной адсорбции используются при переработке газа ограниченно. Для обеспечения хорошего теплосъема применяются адсорберы кольцевого типа или в виде кожухотрубчатого теплообменника.

Таким образом, все перечисленные низкотемпературные процессы благодаря своим особенностям могут комплексно использоваться на различных стадиях переработки газа, особенно в тех случаях, когда она осуществляется с получением широкого ассортимента продуктов.

Мембранные методы разделения газов

За последние десятилетия мембранная технология разделения газовых смесей активно внедряется в промышленность. Мембранные процессы разделения основаны на преимущественной проницаемости одного или нескольких компонентов газовой смеси через разделительную перегородку — мембрану. Мембрана характеризуется двумя основными показателями в отношении компонентов газовой смеси: проницаемостью и селективностью. Проницаемость мембраны определяет ее производительность по данному компоненту, а селективность — разделительную способность. Эти свойства зависят от рабочей температуры, давления, присутствия примесей в двухкомпонентной газовой смеси и могут меняться в течение срока службы.

Мембранные технологии — это новая отрасль в науке и промышленности, основанная на принципиально ином способе разделения жидких и газовых смесей — молекулярном фильтровании через полупроницаемые мембраны, потенциал рынка мембранных технологий в России огромен.

3.6. Выделение и тонкая очистка гелия

Основное количество гелия получают в настоящее время из природных газов. При мировых запасах природного газа порядка 180–200 трлн м³ содержание гелия в них составляет 56–60 млрд м³. Наиболее богатыми запасами гелий-содержащих природных газов располагают США, Россия, Катар, Алжир, Канада, Польша и Голландия. Однако в России промышленное производство гелия осуществляется только на Оренбургском гелиевом заводе; в ближайшей перспективе — освоение крупных газовых месторождений в Восточной Сибири, содержание гелия в которых на порядок выше. Потребление гелия является показателем степени развития в стране высоких технологий. США потребляют более 50% мирового производства гелия, Европа — 23%, Япония — 10%, Россия — 1%. На экономику производства гелия оказывают влияние два основных фактора: концентрация гелия в исходном газе и комплексность переработки газового сырья (одновременное извлечение из газа сероводорода, азота, углекислого газа, этана, пропана, бутанов, сжиженного газа), что значительно повышает рентабельность процесса.

Традиционно в выделении гелия используют низкотемпературные (криогенные) методы: низкотемпературные конденсация, ректификация и адсорбция, современные поточные схемы производства гелия включают также блоки селективной диффузии через мембраны. Чистый гелий получают из очищенного от примесей и глубоко осушенного природного газа обычно в три стадии — выделяют гелиевый концентрат, содержащий до 80–90% гелия, концентрируют его до 99,98% и затем ожижают для удобства транспортирования и хранения.

Методы получения гелиевого концентрата

Для получения гелиевого концентрата в России применяют *криогенный способ*, основанный на охлаждении газа до температуры конденсации азота, при которой конденсируется и метан, а гелий остается в газовой фазе в виде концентрата. По варианту, представленному на технологической схеме (рис. 3.24), очищенный и осушенный газ под давлением 3,2 МПа охлаждается вначале пропаном, затем в двух рекуперативных теплообменниках (с промежу-

точной сепарацией) до -104°C и после дросселирования с температурой -153°C подается в колонну. Снизу этой колонны отводится в основном метан. Верх колонны охлаждается за счет рекуперации холода, отчего там поддерживается температура -191°C , при которой сверху отводится смесь гелия и азота. Эта смесь затем доохлаждается в двух рекуперативных теплообменниках и в двух сепараторах разделяется на концентрат гелия (85%) и концентрат азота (99,5%). Последний, расширяясь в турбодетандоре 5, охлаждает верх колонны и отводится как продукт. По такому варианту извлекается около 95–96% гелия от его исходного содержания в газе.

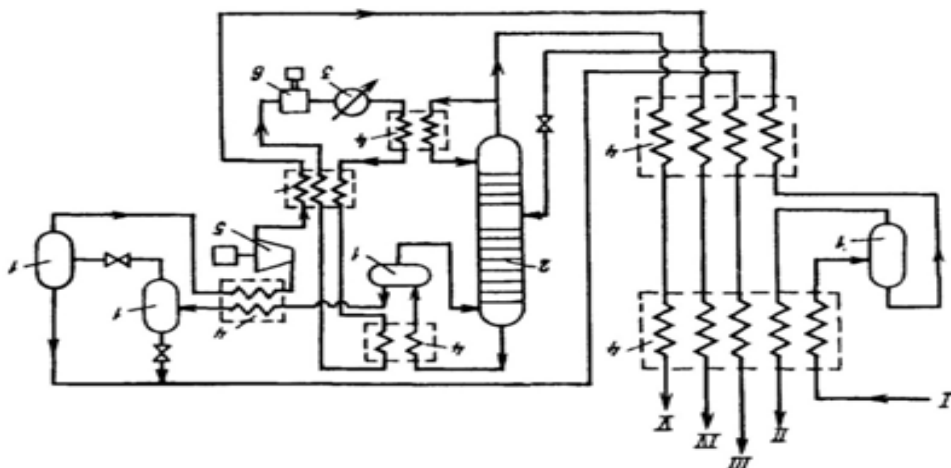


Рис. 3.24

Принципиальная схема получения гелиевого концентрата:

1 — сепараторы, 2 — колонны, 3 — холодильник, 4 — рекуперативные теплообменники, 5 — турбодетандер, 6 — компрессор. Поток: I — природный газ, II — жидкие углеводороды, III — гелиевый концентрат, IV — концентрат азота, V — сухой газ (метан-азотная смесь).

Криогенные методы, несмотря на высокие эксплуатационные затраты, весьма эффективны, так как позволяют на различных стадиях выделения гелия из природного газа попутно получать ценные товарные продукты — этан, метановую фракцию и ШФЛУ. Но при низком содержании гелия в природном газе (0,05–0,08% об.) этот метод оказывается неэкономичным, так как в этом случае требуется организация многоступенчатого процесса, что значительно повышает капитальные и эксплуатационные затраты. Использование мембран для получения гелиевого концентрата можно существенно улучшить экономику процесса.

Мембранный способ основан на высокой проникающей способности гелия в сравнении с другими газами. Методы выделения гелия с помощью мембранной технологии менее энергоемки по сравнению с криогенным способом и позволяют получить не только гелиевый концентрат, но и выделить из него чистый гелий. На рисунке 3.25 приведена принципиальная схема мембранной трехступенчатой установки получения гелиевого концентрата из природного газа. На этой установке использованы мембранные модули на основе полых волокон из блок-сополимера тетрафторэтилена с гексафторэтиленом.

Природный газ с содержанием гелия 0,06% об., очищенный от кислых компонентов, компримируется до давления 7 МПа, объединяется с ретантом — потоком, не прошедшим через мембрану, отводимым из мембранного аппарата второй ступени разделения, и поступает в мембранный модуль первой ступени. Ретант с первой ступени, практически не содержащий гелия, направляется к потребителю как товарный газ, а пермеат (проникающий поток, обогащенный гелием) после компримирования до первоначального давления поступает на вторую ступень мембранного разделения. Пермеат второй ступени разделения содержит 30% об., а пермеат третьей ступени — 90% об. гелия. Полученный гелиевый концентрат, содержащий остаточные количества метана, азот, водород, а также небольшие количества инертных газов, направляют на выделение чистого гелия по мембранной или криогенной технологии.

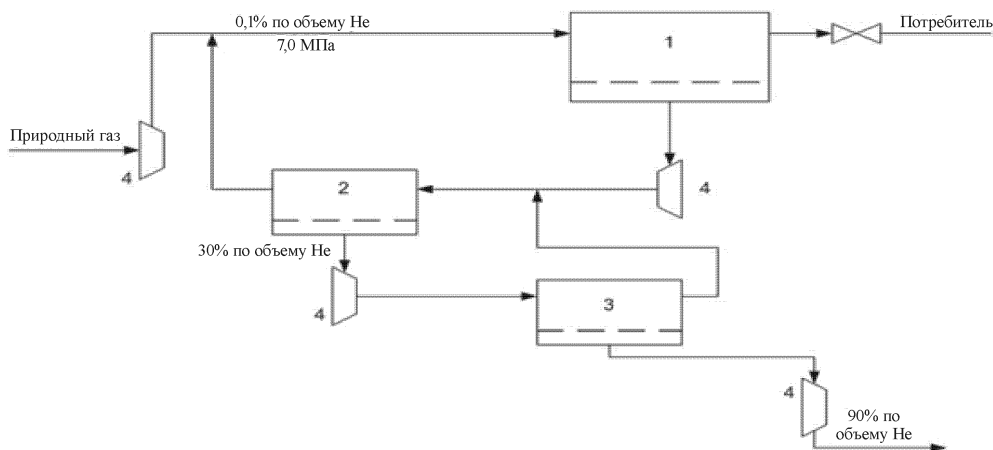


Рис. 3.25

Принципиальная схема мембранной установки получения гелиевого концентрата из природного газа:

1–3 — мембранные аппараты соответственно первой, второй и третьей ступеней; 4 — компрессоры.

Мембранное разделение и концентрирование газов являются альтернативой низкотемпературным методам, так как они протекают при температуре окружающей среды и невысоких давлениях. Использование мембран позволяет снизить энергоемкость процесса, сократить потери при нагреве и охлаждении технологических потоков. Весьма эффективной является комбинация мембранного и криогенного методов разделения: получение гелиевого концентрата (75–95% об. гелия) по мембранной технологии с последующим криогенным выделением чистого гелия (сочетанием низкотемпературных конденсации и адсорбции). Такая комбинация методов позволяет на 20% снизить себестоимость товарного продукта по сравнению с традиционным криогенным способом.

Концентрирование гелия ведут с использованием глубокого охлаждения для удаления из концентрата примеси водорода, азота, метана в четыре ступени: очистка концентрата от примеси водорода и метана окислением кислородом воздуха на алюмоплатиновом катализаторе; глубокая осушка от влаги, образующейся при окислении водорода и метана, адсорбцией на цеолитах; сжатие до 15–20 МПа и охлаждение до -207°C гелиевого концентрата с последующим

дросселированием его и сепарацией фаз в 1-й или 2-й ступени; адсорбционная тонкая доочистка от азота и микропримесей активным углем, охлаждаемым жидким азотом, и получение гелия концентрацией 99,98 (% об.).

Ожижение гелия. Для перевода газообразного гелия в жидкое состояние газ охлаждают вначале жидким азотом, потом направляют в турбодетандер, а затем в парожидкостный турбодетандер (или дросселируют). В результате часть гелия переходит в жидкую фазу, которую затем доочищают (от примесей воздуха и неона) в адсорберах, размещенных непосредственно в агрегатах охлаждения. Полученный жидкий гелий заливают в сосуды Дьюара различной вместимости и транспортируют до мест потребления. При разгазировании жидкого гелия из таких контейнеров получают газообразный гелий чистотой 99,0% (об.) — 30% от всего количества, чистотой 99,996% (об.) — 65% и 99,9999% — 5%. Для хранения жидкого гелия используют криогенные хранилища.

3.7. Стабилизация и переработка газового конденсата, товарные продукты

Газовыми конденсатами являются: смесь тяжелых углеводородов (ШФЛУ), иногда называемая газовым бензином, выделяемая из газа перед его отправкой в магистральные газопроводы, а также жидкая смесь тяжелых углеводородов, выносимая газом из скважин в капельном виде и отделяемая от газа методом низкотемпературной сепарации.

Стабилизация газового бензина

Полученный любым из описанных выше способов газовый бензин содержит в своем составе углеводороды от этана до гептана включительно. Как товарный продукт нестабильный газовый бензин не находит квалифицированного применения, в то время как входящие в его состав индивидуальные углеводороды, а также стабильный газовый бензин имеют широкое применение. Выделение индивидуальных углеводородов и получение стабильного бензина осуществляют на газофракционирующих установках (ГФУ).

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 дестанизованный нестабильный газовый бензин. Существуют различные варианты его переработки на ГФУ. На рисунке 3.26 приведена принципиальная схема ГФУ, позволяющая получать, кроме стабильного бензина, пропан, изобутан и н-бутан.

Нестабильный газовый бензин после подогрева в теплообменнике поступает в пропановую колонну, в которой товарный пропан отделяют 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.

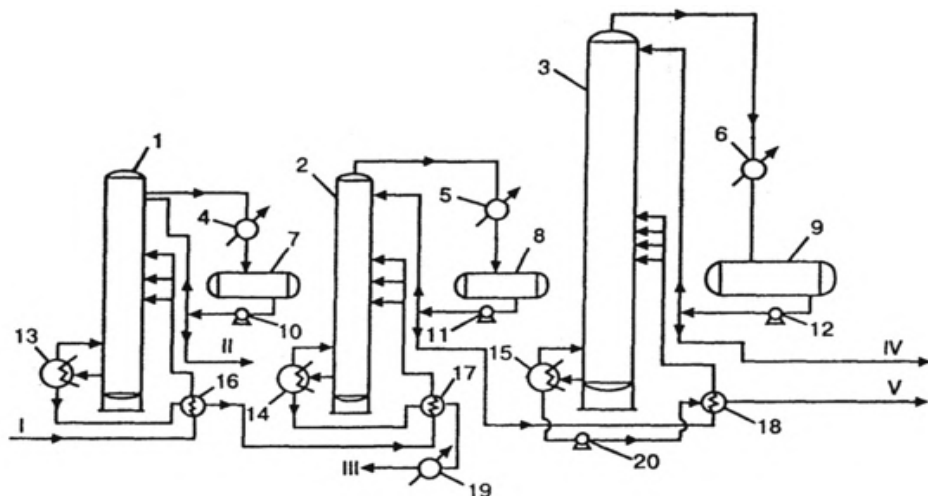


Рис. 3.26

Технологическая схема промышленной ГФУ:

1 — пропановая колонна, 2 — бутановая колонна, 3 — изобутановая колонна, 4–6 — конденсаторы-холодильники, 7–9 — емкости орошения, 10–12, 20 — насосы, 13–15 — кипятильники, 16–18 — теплообменники, 19 — холодильник бензина. Поток: I — нестабильный бензин, II — пропан, III — стабильный газовый бензин, IV — изобутан, V — н-бутан.

Стабильный газовый бензин с низа колонны через кипятильник, теплообменник и холодильник направляется 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.

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

Стабилизация сырого газового конденсата, выносимого газом из скважины

Сырой газовый конденсат, выносимый газом из скважины, по своему составу более тяжелый и содержит углеводороды от этана до додекана и выше. Технология переработки этого конденсата включает процессы: стабилизации, обезвоживания и обессоливания, очистки от серосодержащих примесей, перегонки и выделения фракций моторных топлив (с последующим их облагораживанием). Иногда стабильный конденсат смешивают со стабильной нефтью, тогда последние три процесса совмещены с технологией первичной переработки нефти.

По мере выработки газового месторождения количество выносимого из пласта конденсата уменьшается, а по составу он становится более легким. Это необходимо учитывать при проектировании технологических установок для его переработки. Газовые конденсаты стабилизируют и перерабатывают двумя методами: ступенчатой дегазацией или ректификацией в стабилизационных колоннах. Ступенчатая дегазация заключается в том, что вследствие 2–3-ступенчатого сброса давления происходит однократное испарение наиболее легких компонентов, которые в виде газа отделяются от конденсата. Такая схема ста-

билизации конденсатов характерна для промыслов, она не позволяет обеспечить полное извлечение легколетучих углеводородов. Стабилизация в ректификационных колоннах получила большее распространение, так как позволяет исключить потери ценных углеводородов и предотвратить загрязнение ими атмосферы. Современные стабилизационные установки газового конденсата ректификацией включают две колонны — абсорбционно-отпарную (АОК) и стабилизационную.

Очистка газовых конденсатов от сернистых соединений необходима, так как наличие сернистых соединений в конденсатах приводит к ухудшению термической стабильности вырабатываемых из них топлив, увеличивает их коррозионную агрессивность, приводит к выбросу в атмосферу при сгорании топлив вредных веществ, придает топливам неприятный запах. Наиболее агрессивными сернистыми соединениями являются меркаптаны.

Очистка от меркаптанов осуществляется: щелочной экстракцией с последующим использованием легких меркаптанов в качестве одорантов, каталитическим окислением меркаптанов до сульфидов. Первое направление основано на экстракции меркаптанов водными растворами щелочи с образованием меркаптидов и обратной реакции — гидролиза меркаптидов с образованием свободных меркаптанов и щелочи.

Наиболее распространенным процессом второго направления является процесс «Мерокс», состоящий из двух стадий: экстракция растворимых в щелочи меркаптанов раствором едкого натра, окисление оставшихся меркаптанов в дисульфиды кислородом воздуха.

Гидроочистка газоконденсатов позволяет удалить из газоконденсатов все классы сернистых соединений, переводя их в сероводород. Процесс проводят при температуре 310–370°C, давлении 2,7–4,7 МПа, в присутствии алюмокобальтмолибденовых катализаторов.

Адсорбционная очистка проводится с помощью природных и синтетических твердых сорбентов: бокситов, оксида алюминия, силикагелей, цеолитов и др. При проведении адсорбции при повышенных температурах 300–400°C протекают адсорбционно-каталитические процессы, приводящие к разложению сераорганических соединений или переводу их в неактивные формы. Адсорбционную очистку целесообразно применять при небольшом содержании серы — до 0,2% масс.

Экстракционная очистка основана на использовании экстрагентов, селективно извлекающих из газоконденсатов сернистые соединения. В качестве экстрагентов предложены: гидроксид натрия, водные растворы этаноламинов, диметилформамид, диэтиленгликоль, диметилсульфоксид и др. Однако ни один из применяемых экстрагентов не удовлетворяет всем необходимым требованиям — высокой растворяющей способностью по отношению к сернистым соединениям, большой плотностью, низкой вязкостью, доступностью и дешевизной, отсутствием токсичности и коррозионных свойств.

Переработка газовых конденсатов в товарные топлива

Газовые конденсаты, добываемые на газоконденсатных месторождениях, являются дополнительным источником обеспечения потребностей в моторных топливах.

Производство автомобильных бензинов. Бензиновые фракции, выделенные из газоконденсатов, различаются по углеводородному составу вследствие различной химической природы исходных конденсатов. Это обуславливает выбор технологии получения на их основе товарных бензинов. В некоторых случаях достаточно провести фракционирование с последующим добавлением высокооктановых компонентов, в других — дополнительно следует применять термический и каталитический крекинг, риформинг и депарафинизацию.

В целом существуют несколько направлений облагораживания бензиновых фракций, получения из них товарных композиционных автомобильных бензинов: термическое и каталитическое облагораживание, введение антидетонационных присадок и высокооктановых компонентов, добавление бензинов риформинга и крекинга.

Производство реактивных топлив основано на фракции 135–230°C. Эта фракция удовлетворяет основным требованиям на реактивные топлива. Расширение фракционного состава фракции приводит к ухудшению низкотемпературных характеристик реактивных топлив и требует проведения депарафинизации.

Производство дизельных топлив. Как дизельные топлива для быстроходных двигателей могут быть использованы фракции газоконденсатов, выкипающие выше 160°C. Фракция с пределами выкипания 150–180 — 300°C соответствует требованиям на дизельное топливо зимней марки, фракция 190–200 — 310–350°C — требованиям на дизельное топливо летней марки. Расширение фракционного состава приводит к ухудшению качества топлива. Для улучшения характеристик газоконденсатного дизельного топлива широкого фракционного состава применяют: противоизносные присадки, присадки, повышающие цетановое число, антиокислители.

Таким образом, газовые конденсаты являются ценным сырьем для производства бензинов, реактивных и дизельных топлив. Кроме того, газоконденсаты могут быть подвергнуты комплексной химической переработке с получением ценных продуктов.

В заключение следует отметить, что 14 ноября 2017 г. приказом Росстандарта № 2423 утвержден информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям «Переработка природного и попутного газа» (ИТС 50) [7]. Справочник является документом по стандартизации. Цели и основные принципы разработки Справочника установлены Постановлением Правительства РФ от 23 декабря 2014 г. № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям».

ЛИТЕРАТУРА К ГЛАВЕ 3

1. *Липидус, А. Л.* Газохимия : учебник / А. Л. Липидус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. — М. : Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. — 402 с.
2. *Голубева, И. А.* Газовая сера : учеб. пособие. — М. : Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина, 2015. — 244 с.
3. *Бусыгина, Н. В.* Технология переработки природного газа / Н. В. Бусыгина, И. Г. Бусыгин. — ИПК Газпром печать, 2002. — 432 с.
4. *Кидни, А. Дж.* Основы переработки природного газа : пер. с англ. / А. Дж. Кидни, У. Р. Парриш, Д. Макартни ; под ред. О. П. Лыкова, И. А. Голубевой. — СПб. : ЦОП «Профессия», 2014. — 664 с.
5. *Афанасьев, А. И.* Технология переработки природного газа и конденсата : Справочник. Т. 1 / А. И. Афанасьев, Т. М. Бекиров, С. Д. Барсук. — М. : Бизнес центр ; ООО «Недра», 2002. — 517 с.
6. *Аджиев, А. Ю.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. — Краснодар : ЭДВИ, 2014. — 508 с.
7. ИТС 50 «Переработка природного и попутного газа» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.burondt.ru/NDT/NDTDocsDetail.php?UrlId=1068&etkstructure_id=1872.

ГЛАВА 4. ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РФ, СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

Природный газ, промышленная добыча которого началась в 1920-х гг., — это высококачественное топливо и химическое сырье. Он играет все более важную роль в мировом энергетическом балансе благодаря экологичности, экономичности и технологичности, все большая его часть идет на химическую переработку, тем самым значительно повышая роль газохимии, превратив ее в самостоятельную отрасль промышленности. Природный газ по сравнению с другими энергоресурсами массового использования (уголь, нефть) при сжигании дает значительно меньшее количество вредных выбросов, его запасы значительны, а добыча и транспортирование относительно дешевы, переработка в химические продукты требует меньших затрат по сравнению с использованием нефтяного сырья и тем более угля. Таким образом, природный газ по объему запасов, экономичности добычи и переработки, экологичности является наиболее перспективным ресурсом, способным обеспечить потребности человечества в энергии и углеводородном сырье для производства химических продуктов в XXI веке.

Российский газоперерабатывающий завод (ГПЗ) сегодня — это промышленное предприятие по переработке природных газов, газового конденсата с получением товарного газа, индивидуальных углеводородов и их смесей, а также сопутствующих продуктов (серы, гелия) и газомоторных топлив.

Россия по разведанным запасам газа занимает первое место в мире, что является серьезной предпосылкой к тому, чтобы именно природный газ не только использовался как бытовое и промышленное топливо, но и стал будущей сырьевой базой для производства широкого ассортимента химических продуктов.

Однако сегодня Россия, являющаяся мощной газовой державой, располагающей огромными запасами природных газов и газоконденсата, не использует все потенциальные возможности сырьевой базы, а переработка полезных компонентов газа не соответствует уровню мировой практики развитых стран. Более 1800 газоперерабатывающих предприятий действует сегодня за рубежом, более 700 — в США, и только 31 — в России, что, конечно, несоизмеримо с нашими запасами и не позволяет использовать потенциал природного газа как ценного химического сырья в полном объеме. По современному уровню производства и потребления пластмасс, синтетических волокон, смол, моющих средств на душу населения Россия на порядок отстает от других развитых стран, а этот показатель является одним из индикаторов степени развития экономики в стране.

Россия располагает самым большим в мире количеством крупнейших газовых месторождений, а также богатыми запасами гелийсодержащих природных газов. В РФ 90% запасов этого уникального компонента природных газов находится в газовых месторождениях Восточной Сибири и Якутии. Потребление гелия служит показателем степени развития в стране высоких технологий, поскольку он широко применяется для создания сверхчистых сред, сверхпроводимых материалов, сверхмощных магнитных полей, сверхнизких температур, широко используется в различных областях науки и техники, однако Россия потребляет менее 1% мирового потребления гелия.

Наиболее крупные газоперерабатывающие заводы (ГПЗ) принадлежат перерабатывающему комплексу Группы «Газпром», большая часть ГПЗ входит в состав компаний «Сибур» и «Новатэк», часть ГПЗ принадлежит нефтяным компаниям, таким, например, как «Лукойл», «Роснефть», «Татнефть» и др.

Огромную роль при строительстве и реконструкции газоперерабатывающих предприятий играют проектные организации: научно-исследовательский и проектный институт по переработке газа ОАО «НИПИгазпереработка», институты «Гипровостокнефть», «ЛЕННИИХИММАШ», «ВНИПИнефть», «ВНИПИтрансгаз» и др.

Ряд предприятий перерабатывает природный газ и/или газовый конденсат, большинство предприятий — попутный нефтяной газ, некоторые производят сжиженный природный газ (СПГ). В Приложении В представлен перечень газоперерабатывающих предприятий, действующих сегодня в России и рассмотренных в данном издании.

В числе проектируемых или строящихся газоперерабатывающих предприятий, таких как Саянский ГПЗ в Иркутской области, «ТрансВалГаз» в Тюменской обл. (ПАО «Газпром»), Амурский газоперерабатывающий комплекс, который будет включать в себя три основных производства: газоперерабатывающее, гелиевое и газохимическое («Газпром», «Сибур»), Каспийский газохимический комплекс (ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“»), Якутский завод по производству метанола (Восточно-Сибирская газохимическая компания) и др.

Одна из важнейших задач сегодня — разработка и внедрение технологических процессов, которые позволят сохранить для потомков максимальный объем невозобновляемого энергетического углеводородного сырья: газа, нефти и конденсата. Однако в России сжигается около 20 млрд м³ природного газа, степень извлечения пропан-бутановой фракции в России значительно ниже, чем в США и других крупных газодобывающих странах, а степень извлечения этана не превышает 8% от потенциала. При сопоставимом с США уровне добычи природного газа объем производства легких углеводородных фракций в России в пять раз меньше, чем в США, а при добыче нефти подвергается переработке не более 82,5% попутного нефтяного газа (ПНГ). Как химическое сырье в РФ используется только 1,5% ПНГ. Газовые конденсаты являются существенным ресурсом углеводородного сырья, однако в России извлечение конденсата от потенциала не превышает 60%, тогда как в развитых капиталистических странах, обладающих крупными газоконденсатными месторождениями (США, Канада), — отбор до 95%.

На отечественных ГПЗ практически отсутствует химическая переработка газа. Ключевая особенность нефтегазохимии в России — нехватка мощностей по производству базовых мономеров (этилен, пропилен, бутадиен), прежде всего пиролизом.

В то же время Россия имеет потенциальные возможности успешного развития нефтегазохимии: страна обладает громадными ресурсами углеводородного сырья, квалифицированными кадрами, достаточно мощным, хотя и устаревшим производственным потенциалом, имеет высокий потенциал развития внутреннего рынка, наличие крупных вертикально интегрированных структур, способных самостоятельно или с помощью государства создавать конкурентоспособные производства для развития нефтегазохимии.

4.1. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «Газпром»

4.1.1. ПАО «ГАЗПРОМ» — крупнейшая в мире газовая компания

ПАО «Газпром» является одной из крупнейших энергетических компаний мира, на долю которой приходится 69% добычи газа в России и 11% мировой добычи. В 2015 г. ОАО «Газпром» было переименовано в ПАО «Газпром». В 2016 г. ПАО «Газпром» было добыто 419,07 млрд м³ газа.

В настоящее время в составе ПАО «Газпром» 7 газоперерабатывающих предприятий: 2 предприятия — *Оренбургский ГПЗ и Оренбургский гелиевый завод* — входят в подразделение ООО «Газпром добыча Оренбург», *Астраханский ГПЗ* — в ООО «Газпром добыча Астрахань», 3 предприятия — Сургутский завод по стабилизации конденсата (Сургутский ЗСК), Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту (Уренгойский ЗПКТ) и Сосногорский ГПЗ — к подразделению ООО «Газпром переработка», Московский ГПЗ — к подразделению ООО «Газпром газомоторное топливо». В настоящее время готовится перевод первых трех из перечисленных предприятий в подразделение ООО «Газпром переработка».

В Группу входят также мощности по нефтепереработке ОАО «Газпром нефть», ОАО «Газпром нефтехим Салават» — один из крупнейших в России производственных комплексов нефтепереработки и нефтехимии, и ООО «Сиб-метакхим», которому принадлежит завод по производству метанола в Томске.



Строительство самого старого Сосногорского газоперерабатывающего завода по получению из природного газа технического углерода, сжиженных газов и стабильного конденсата, извлечения гелия базировалось на природном газе Вой-Вожского месторождения. В создание и реализацию этого инженерного проекта большой вклад внесли ученые — первые представители газопромышленной науки: П. А. Теснер, К. И. Макаров, О. А. Беньяминович.

В 1970-е гг. на базе первого российского месторождения сероводородсодержащих газов — Оренбургского газоконденсатного месторождения с промышленными запасами газа 1,7 трлн м³ газа были построены два новых завода — газоперерабатывающий и гелиевый. Создание этих заводов стало важнейшим этапом для развития газопереработки в нашей стране. Оренбургский газоперерабатывающий комплекс, рассчитанный на переработку 45 млрд м³ газа в год,

обеспечивал порядка 20% общего объема добываемого газа. Уникальность этого месторождения определялась также составом природного газа, в который входили такие ценные компоненты, как метан и газовый конденсат, ШФЛУ (широкая фракция легких углеводородов), этановая фракция, фракция C_3-C_4 — основа для сжиженного газа, гелий, меркаптаны. В состав газа входил и сероводород, коррозионно агрессивный, токсичный, взрывоопасный газ, опыта работы с которым у газовиков не было. Поэтому для освоения Оренбургского месторождения были привлечены опытные научные отечественные кадры и зарубежные специалисты, имеющие опыт работы в сходных условиях при освоении месторождения Лак во Франции. Большой вклад в освоение комплекса внесли выдающиеся специалисты В. А. Швец, Ю. В. Участкин, Е. К. Кан и многие другие, в первую очередь ученые ВНИИГАЗа. Директором Оренбургского ГПЗ был В. С. Черномырдин, будущий премьер-министр России.

Опыт, полученный при создании Оренбургского газоперерабатывающего комплекса, помог решить сложные задачи при разработке в дальнейшем (в 1980-е гг.) Астраханского газоконденсатного месторождения со значительно более высоким содержанием сероводорода. Возглавили эту работу опытные, прекрасно проявившие себя специалисты — В. В. Шерemet, бывший главным инженером и начальником Оренбургского объединения, а затем В. Д. Щугорев.

В 1980-е гг. создаются Уренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту и Сургутский завод стабилизации конденсата, что связано с открытием Уренгойского и Ямбургского месторождений, содержащих значительные количества жидких углеводородов.

Газоперерабатывающие предприятия ПАО «Газпром» по типу перерабатываемого сырья можно подразделить на:

- заводы по переработке только природного газа — Оренбургский гелиевый завод (ОГЗ);
- заводы по переработке только газовых конденсатов или их смесей с нефтью — Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту (УЗПКТ) и Сургутский завод стабилизации конденсата (СЗСК);
- заводы по переработке природного газа и газового конденсата — Астраханский газоперерабатывающий завод (АГПЗ), Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ) и Сосногорский газоперерабатывающий завод (СГПЗ).

Эти предприятия перерабатывают десятки млрд m^3 газа и газового конденсата в год. В их состав входят: пункт приема и подготовки газа и конденсата, компрессорные станции, технологические установки (очистки газов от кислых компонентов, отбензинивания и осушки газа, выделения этана, пропана, бутана и пентана, производства серы, стабилизации и переработки газового конденсата), а также вспомогательные объекты: товарные парки и службы водо-, паро- и электроснабжения.

На перерабатывающих предприятиях ПАО «Газпром» осуществляются следующие технологические операции: сепарация газа, глубокая осушка и извлечение легких углеводородов низкотемпературной конденсацией и ректифика-

кацией, производство гелия и этана фракционированной конденсацией газа при его глубоком охлаждении (ОГЗ), абсорбционная очистка газа от кислых компонентов растворами алканоломинов, очистка газа от меркаптанов цеолитами, низкотемпературной масляной абсорбцией и низкотемпературной конденсацией, производство газовой серы методом Клауса (АГПЗ и ОГПЗ), производство технического углерода (СГПЗ), на заводах, перерабатывающих жидкое сырье, — производство широкого ассортимента углеводородных топлив.

В настоящее время «Газпром» работает над перспективными газоперерабатывающими проектами. Так, в 2013 г. завершена разработка «Обоснования инвестиций в создание газоперерабатывающих и газохимических комплексов на базе ценных компонентов газа валанжинских залежей северных районов Тюменской области» (проект «ТрансВалГаз»). Отдельное внимание «Газпром» уделяет вопросу создания новых центров газопереработки и газохимии на базе месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая извлечение, хранение и транспортировку гелия.

Председателем Правления ПАО «Газпром» в течение многих лет является Алексей Борисович Миллер.



Алексей Борисович Миллер
Глава ПАО «Газпром»

А. Б. Миллер родился 31 января 1962 г. в г. Ленинграде.

Окончил Ленинградский финансово-экономический институт им. Н. А. Вознесенского. Кандидат экономических наук.

По окончании института работал инженером-экономистом в ЛенНИИпроект Исполкома Ленгорсовета.

В 1990–2000 гг. работал на различных должностях в ЛФЭИ, Управлении внешнеэкономических связей Комитета по внешним связям мэрии Санкт-Петербурга, ОАО «Морской порт Санкт-Петербург», ОАО «Балтийская трубопроводная система», Министерстве энергетики Российской Федерации.

С 2001 г. — Председатель Правления ОАО «Газпром» (с 17.07.2015 — ПАО «Газпром») и с 2002 г. — Заместитель Председателя Совета директоров ПАО «Газпром».

В октябре 2012 г. принято инвестиционное решение по «Обоснованию инвестиций в обустройство Чаяндинского месторождения, транспорт и переработку газа», предусматривающее создание в Приамурье мощностей по газопереработке и производству гелия. Формирование центра газодобычи в Респуб-

лике Саха (Якутия) на базе Чаяндинского месторождения может стать началом масштабного развития газопереработки и газохимии на востоке России. Кроме того, завершается подготовка «Обоснования инвестиций комплексного проекта газоснабжения южных регионов Иркутской области, в том числе создания газоперерабатывающих, газохимических мощностей». В рамках подготовки этого документа рассматривается возможность создания Саянского ГПЗ. Сырьевой базой послужит газ Якутской и Иркутской групп месторождений. Продукцией комплекса будет товарный газ для газоснабжения потребителей России и на экспорт в Китай.



Производство сжиженного природного газа (СПГ) — одно из наиболее перспективных направлений деятельности «Газпрома». Основное преимущество СПГ заключается в использовании для доставки потребителям не традиционного трубопроводного, а других видов транспорта, прежде всего морского. ПАО «Газпром» постепенно развивает это направление деятельности. В феврале 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-2» (ПАО «Газпром» владеет контрольным пакетом в компании-операторе проекта) был введен в эксплуатацию первый в России крупный завод по производству СПГ. В 2010 г. завод превысил проектную мощность, произведя свыше 10 млн т СПГ. В настоящее время ПАО «Газпром» совместно с зарубежными партнерами прорабатывает возможность увеличения объемов поставок за счет строительства третьей производственной линии проектной производительностью до 5 млн т.

В феврале 2013 г. «Газпром» принял окончательное инвестиционное решение по проекту «Владивосток-СПГ», предполагающему строительство на полуострове Ломоносова (бухта Перевозная) завода по производству СПГ, состоящего из трех технологических линий мощностью 5 млн т СПГ в год каждая. Первая линия будет введена в 2018 г. Ресурсной базой для завода станет газ Сахалинского центра газодобычи, а также Якутского и Иркутского центров, рынками сбыта — страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

1 сентября 2006 г. в результате проведения второго этапа реформирования «Газпрома» по совершенствованию структуры управления с целью создания единого комплекса по переработке углеводородного сырья было принято решение о создании ООО «Газпром переработка», это — одно из самых молодых предприятий в Группе «Газпром».

Официальной датой образования ООО «Газпром переработка» является 1 мая 2007 г. — дата государственной регистрации предприятия органами Федеральной налоговой службы. 17 марта 2007 г. решением «Газпрома» был утвержден Устав ООО «Газпром переработка» и избран генеральный директор Общества — Юрий Иванович Важенин.



Юрий Иванович Важенин

Первый Генеральный директор ООО «Газпром переработка» 2007–2016 гг.

Ю. И. Важенин родился 25 августа 1954 г. в г. Плявиняс Латвийской ССР.

Окончил Рижский политехнический институт по специальности «Автоматизация теплоэнергетических процессов», квалификация — инженер-энергетик.

Кандидат технических наук, Почетный профессор Тюменского государственного нефтегазового университета и член-корреспондент Академии технологических наук.

Трудовой путь начал инженером Ивдельского линейного производственного управления магистральных газопроводов объединения «Тюменьтрансгаз» Мингазпрома СССР.

1979–1991 гг. — работал в объединении «Сургуттрансгаз».

1991–1994 гг. — зам. Генерального директора «Сургутгазпром».

1994–2007 гг. — Генеральный директор «Сургутгазпром».

С мая 2007 — по май 2016 г. — Генеральный директор ООО «Газпром переработка».

В настоящее время член Совета РФ.

В структуру нового предприятия вошли перерабатывающие активы, а также предприятия по добыче и транспортированию углеводородного сырья, выделенные из других дочерних обществ «Газпрома».

Был создан центральный аппарат управления ООО «Газпром переработка», выстроена система взаимодействия с филиалами, расположенными в трех субъектах Российской Федерации: Республике Коми, Ханты-Мансийском автономном округе — Югре, Ямало-Ненецком автономном округе. В 2009 г. в рамках избранной стратегии по консолидации перерабатывающих активов «Газпромом» под управлением ООО «Газпром переработка» приобретен контрольный пакет акций одной из ведущих нефтехимических компаний России — ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» (с 2011 г. — ОАО «Газпром нефтехим Салават»).

С мая 2016 г. Генеральным директором ООО «Газпромпереработка» является Марат Марселевич Гараев, который сменил Юрия Ивановича Важенина.

ООО «Газпром переработка» — это мощный перерабатывающий комплекс, в состав которого сегодня входят Сосногорский газоперерабатывающий завод, Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту, Сургутский завод по стабилизации конденсата им. В. С. Черномырдина.



Марат Марселевич Гараев

Генеральный директор ООО «Газпром переработка»

М. М. Гараев родился в октябре 1973 г. в Татарской АССР. В 1998 г. окончил Санкт-Петербургский государственный университет экономики и финансов по специальности «Финансы и кредит». Имеет степень МВА.

В 1998–2002 гг. занимал должности в коммерческих организациях Санкт-Петербурга.

С 2002 г. — заместитель начальника Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов — начальник Управления по маркетингу промышленной продукции ПАО «Газпром», с 2014 г. — первый заместитель начальника Департамента.

В 2015–2016 гг. — первый заместитель начальника Департамента 614 ПАО «Газпром».

С мая 2016 г. — Генеральный директор ООО «Газпромпереработка».



Кирилл Геннадьевич Селезнев

Член Правления, начальник Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром», Генеральный директор ООО «Газпром межрегионгаз»

Сегодня годовая суммарная проектная мощность активов по переработке ООО «Газпром переработка» — 3 млрд м³ природного газа, около 12 млн нестабильного конденсата, до 12 млн т нефтегазоконденсатной смеси и более 50 наименований выпускаемой продукции.

С учетом планируемой консолидации перерабатывающих заводов Оренбурга, Астрахани, Салавата и в перспективе Амурского ГПЗ, переработка в будущем составит 108 млрд м³ газа, более 50 млн т газового конденсата и нефти.

Перед ООО «Газпром переработка» стоят задачи увеличения глубины переработки углеводородного сырья, развития производственной и транспортной инфраструктуры и обеспечения бесперебойной работы ЕГС России.



Валерий Александрович Голубев

Ранее Член Правления, начальник Департамента инвестиций и строительства ОАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газкомплектимпэкс».

В настоящий момент заместитель Председателя Правления ПАО «Газпром», курирующий направление «Переработка и маркетинг газа»

Первым в этом разделе рассматривается старейшее российское газоперерабатывающее предприятие России — Сосногорский ГПЗ, входящий в состав ООО «Газпром переработка».

4.1.2. Сосногорский ГПЗ (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром переработка»)

Сосногорский ГПЗ входит в структуру ООО «Газпром переработка», созданного в 2006 г. в рамках совершенствования внутрикорпоративной структуры управления Газпрома [1]. Сосногорский ГПЗ (СГПЗ) — это многопрофильное предприятие, расположенное в г. Сосногорск Республики Коми, которое обеспечивает рабочими местами около 1050 человек (рис. 4.1). В 2016 г. заводу исполнилось 75 лет. Основным видом деятельности СГПЗ является переработка газа и газового конденсата. Мощность по переработке сырья: природного газа — 3,0 млрд м³/год, нестабильного газового конденсата ~300 тыс. т/год, производится около 30 тыс. т технического углерода, причем термический технический углерод в России выпускается только на Сосногорском ГПЗ.



Рис. 4.1

Сосногорский газоперерабатывающий завод

Вся выпускаемая Сосногорским ГПЗ продукция пользуется уверенным спросом у потребителей. Предприятие занимает лидирующее положение в России по производству газовых марок технического углерода, который сегодня поставляется более чем в 20 стран мира. Сосногорский ГПЗ — одно из четырех предприятий в мире, на котором производят техуглерод из природного газа, что определяет отсутствие в нем вредных примесей, неизбежных в продуктах нефтепереработки.

Основные этапы становления и развития Сосногорского ГПЗ

В октябре 1932 г. было открыто Седьелское газовое месторождение вблизи деревни Крутая, которая находится в девяноста километрах от г. Ухты, когда в результате разведочного бурения с глубины более 700 м ударил мощный фонтан газа (гелия). В 1941 г. на базе данного месторождения был организован первый в истории СССР Крутянский промысел для добычи природного газа (впоследствии цех № 5 Сосногорского ГПЗ).

В 1941 г. во время Великой Отечественной войны не было потребности в природном газе, и сотни предприятий сокращали или вовсе останавливали производство. В 1941 г. в Республику Коми из г. Майкоп было эвакуировано сажевое производство, которое стало единственным в стране поставщиком ценного компонента для шинной, резинотехнической и лакокрасочной промышленности. Именно Майкопский цех по производству газовой сажи и стал первоосновой первого в России современного ГПЗ — Сосногорского, этот год считается годом основания завода. 6 ноября 1941 г. пробная партия техуглерода была получена, в феврале 1942 г. начали промышленное производство канальной сажи на первом заводе, в сентябре получены масла, которые служат исходными продуктами в производстве ароматических углеводородов — бензина, толуола, автотоплива. К январю 1943 г. четыре сажевых завода выдавали промышленную продукцию. В ноябре того же года было закончено строительство пятой, последней установки канальной сажи Крутянского завода, построен газопровод протяженностью 5 км и пробурено 9 эксплуатационных скважин [2, 3].

В связи с последующим открытием новых месторождений в 1948 г. было принято решение о строительстве комплекса установок технического углерода,

который был введен в эксплуатацию в начале 1950-х гг. под названием «Ижемские сажевые заводы», и начато строительство газового завода Ухто-комбината.

Список выпускаемой продукции увеличивался каждый год, качество ее росло. В 1948 г. на заводе (он еще не назывался Сосногорским ГПЗ) стали выпускать термический технический углерод, через два года было налажено производство печной сажи. В 1949 г. было начато промышленное производство гелия из природного газа, а в следующем году вступила в строй установка по гранулированию канальной сажи.

В 1950–1951 гг. введены в эксплуатацию первая и вторая очереди завода печной сажи.

В конце 1960-х гг. начали строить комплекс сооружений, предназначенный для переработки конденсата Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения. В него вошли две установки стабилизации конденсата с проектной мощностью по сырью по 2,5 млн т/год.

В 1961 г. Ижемский, Крутянский и Ухтинский заводы объединены в один Ухтинский газоперерабатывающий завод (УГПЗ), где было освоено новое производство гелия высокой чистоты, коэффициент извлечения 0,82.

В 1972 г. заводу присваивают «Государственный знак качества». В эти годы завод первым в стране наладил промышленное производство гелия из природного газа, который широко применялся в космической, ядерной, оборонной отраслях, но в 1990-х гг. его перестали выпускать.

В 1970-е гг. были введены в эксплуатацию установки стабилизации конденсата УСК-1 и УСК-2, основные продукты которых — СПБТ (смесь пропан-бутана технических) и стабильный конденсат.

В 1981 г. приказом Мингазпрома от 24.10.1980 г. Ухтинский ГПЗ был переименован в Сосногорский газоперерабатывающий завод [3].

В феврале 1983 г. пущена в эксплуатацию установка регенерации метанола, в апреле 1986 г. — газоотбензинивающая установка (ГОУ), предназначенная для подготовки природного газа, подаваемого потребителям Сосногорского и Ухтинского промышленных узлов, а также для извлечения дополнительного количества СПБТ.

В 1988 г. запущен цех резинотехнических изделий, ориентированный на производство изделий для Ирбитского мотоциклетного завода. В 1997 г. закончено строительство и введена в эксплуатацию установка получения бензина А-76 из стабильного конденсата по процессу «Цеоформинг».

В 2004 г. была завершена масштабная реконструкция газопереработки, построен уникальный производственно-технологический комплекс и введена в эксплуатацию установка низкотемпературного разделения газа. После реконструкции на предприятии стало возможным получение пропана, пропан-бутановой смеси, а также извлечение бензиновых компонентов. Построенный уникальный, единственный в России и в Европе производственно-технологический комплекс мощностью по сырью до трех миллиардов кубометров газа в год позволил довести извлечение компонентов сжиженного газа до 98%, как это принято в мировой практике.

Директор Сосногорского ГПЗ ООО «Газпром переработка» (Республика Коми) — Дегтев Юрий Леонидович.



Юрий Леонидович Дегтев
Директор Сосногорского ГПЗ

Ю. Л. Дегтев родился 18.06.1968 г.

Окончил Ухтинский индустриальный институт по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов».

В 1992 г. начал работать на Сосногорском газоперерабатывающем заводе в должности инженера-конструктора проектно-конструкторского отдела. Затем работал начальником бензиновой установки цеха № 1 по переработке газа и газового конденсата, заместителем начальника цеха № 1, заместителем начальника производственно-технологического отдела.

С 2008 по 2012 г. — главный инженер Сосногорского ГПЗ. С марта 2012 г. — директор Сосногорского ГПЗ.

Производство, сырьевая база и основные виды продукции

Основной вид деятельности Сосногорского ГПЗ — переработка газа и газового конденсата с целью получения товарного газа, пропан-бутановой фракции, стабильного конденсата и технического углерода.

Сырьевой базой Сосногорского ГПЗ являются четыре газоконденсатных месторождения Вуктыльской группы: Вуктыльское, Западно-Соплесское, Печоро-Кожвинское, Югидское. К перспективным месторождениям относят месторождения Тимано-Печорской провинции. Целесообразность переработки газов этих месторождений обусловлена высоким содержанием в них этана, пропана, бутана, а также углеводородов C_{5+} .

Вуктыльское месторождение вступило в период падения добычи: от первоначальных запасов выработано около 80%, при этом пластовое давление понизилось с 36,3 до 3,7 МПа, таким образом, эксплуатация Вуктыльского месторождения ведется в режиме хранилища-регулятора с закачкой в пласт сухого тюменского газа для поддержания пластового давления (ППД) [4].

В последние годы наблюдается тенденция к утяжелению нестабильного конденсата, что связано с увеличением доли нефти в сырьевом потоке. Увеличение доли нефти в конденсате приводит к снижению в исходном сырье содержания компонентов C_3-C_4 (особенно пропана) и ухудшению качества получаемого стабильного конденсата из-за присутствия высококипящих асфальтосмолистых-парафиновых (АСП) соединений.

Конденсаты Западно-Соплесского, Печоро-Кожвинского, Югидского месторождений поступают на головные сооружения Вуктыла и вместе с конден-

сатом этого месторождения подаются на установки стабилизации Сосногорского ГПЗ. Часть газов деэтанализации конденсата и отбензиненного газа поступает на производство техуглерода, другая часть используется на собственные нужды и местное потребление. Установка получения пропана производит пропановую фракцию для холодильной установки Вуктыльского газопромыслового управления (ГПУ) [4].

Схема ГПЗ включает в себя (рис. 4.2):

- установку стабилизации газового конденсата (УСК). Проектная мощность по сырью 1,25 млн т/год;
- газоотбензинивающую установку (ГОУ) с блоком абсорбции газа стабильным конденсатом, установку регенерации насыщенного абсорбента. Проектная мощность по сырому природному газу составляет 1,5 млрд м³/год. Степень извлечения СПБТ — около 40%, что определяется малой эффективностью абсорбента, использованием морально и физически устаревшего оборудования;
- установку производства моторных топлив. Проектная производительность по сырью и по бензину составляет ~40 и ~30 тыс. т/год. Процесс позволяет перерабатывать низкооктановые фракции газоконденсата в бензин более высокого качества на цеолитсодержащих катализаторах;
- цеха производства техуглерода П701, Т900. Выпуск канального техуглерода К354 прекращен с 2013 г. Производство осуществляется двумя способами: печным (П701) и термическим (Т900). Образование Т900 осуществляется путем пиролиза природного газа без доступа воздуха в реакторах периодического действия. Объем производства 5 тыс. т/год (30% от проектной мощности). Техуглерод П701 образуется в результате непрерывного термоокислительного разложения природного газа в печах-реакторах. Объем производства — 20 тыс. т/год, что близко к проектной мощности [4].

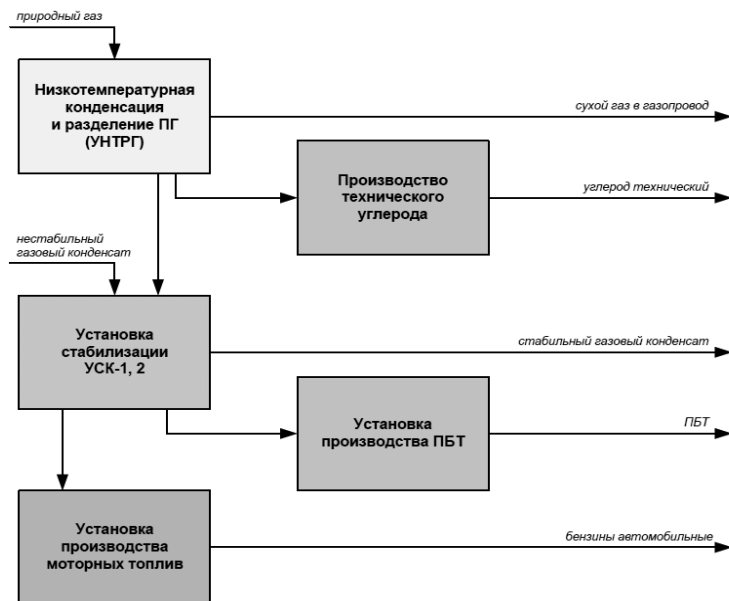


Рис. 4.2
Схема потоков Сосногорского ГПЗ [5]

Мощность по переработке сырья: природного газа — 3,0 млрд м³/год, нестабильного газового конденсата ~300 тыс. т/год [4].

Блок-схема переработки природного газа и газового конденсата на Сосногорском ГПЗ, технологическая структура, состав и действующие мощности установок на заводе представлены соответственно на рисунке 4.2 и в таблице 4.1.

Таблица 4.1

Технологическая структура, состав и действующие мощности установок на Сосногорском ГПЗ [5]

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Низкотемпературное разделение природного газа, млн м ³	УНТРГ	2004	3000
Стабилизация газового конденсата, тыс. т	УСК-1	1969	1250
Стабилизация газового конденсата, тыс. т	УСК-2	1973	1250
Первичная переработка стабильного конденсата, тыс. т	Производство автобензина	1997	30
Производство технического углерода, тыс. т	Производство техуглерода	1948	14,1 (термическ.)
		1950	30 (печной)

Высокоэффективное производство позволяет достигать практически 100% извлечения всех ценных компонентов из вуктыльского газа (пропан, бутаны, C₅₊) [5].

На Сосногорском заводе выпускают газы горючие природные поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам, несколько видов сжиженного газа: сжиженный углеводородный газ (СУГ) — пропан-бутановая смесь, автомобильный и технический сжиженный природный газ (СПГ), производятся они из малосернистого сырья и, как следствие, обладают высоким качеством, а также стабильный газовый конденсат. Термический технический углерод в России выпускают только на Сосногорском ГПЗ, производство его из природного газа определяет высокое качество продукции — отсутствие вредных примесей, которые присутствуют в продуктах нефтепереработки.

Структура потребления техуглерода мировыми компаниями-изготовителями шин приведена на рисунке 4.3, из которого видно, что принципиальным отличием зарубежных компаний от российских является высокий уровень применения в шинах техуглерода 300-х марок и использование техуглерода 600-х и 700-х марок.

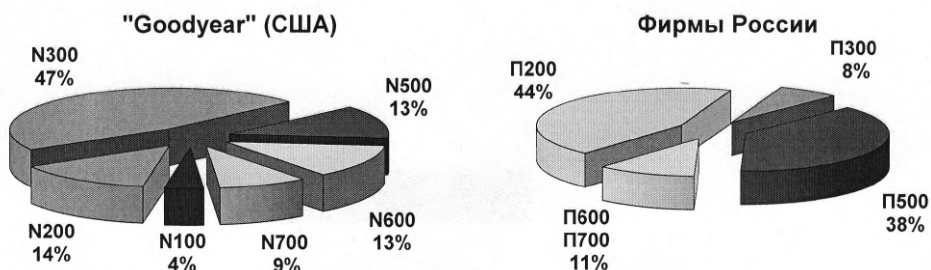


Рис. 4.3

Структура потребления различных марок техуглерода ведущими фирмами США и России при производстве автомобильных шин [6]

Техуглерод П701 (N772) применяется в производстве каркасов, резино-технических изделий, печатных красок, в качестве пигмента для пластмасс. Продукт пользуется устойчивым экспортным спросом [6].

В 2012 г. Сосногорский ГПЗ стал дипломантом конкурса «Лучшие товары и услуги Республики Коми» за производство продукции «Углерод технический» и «Газы углеводородные сжиженные топливные марки ПБА», а также лауреатом всероссийского конкурса Программы «100 лучших товаров России» за производство и реализацию продукции «Углерод технический» [7].

Тем не менее актуальной остается проблема, связанная с истощением ресурсной базы ООО «Газпром переработка» в Республике Коми.

Существует несколько вариантов решения данной проблемы.

Первый — развивать сырьевую базу, которая принадлежит ПАО «Газпром». Вуктыльское НГКМ характеризуется снижением добычи газа и сокращением содержания газового конденсата в добываемом сырье (естественный процесс). В августе 2013 г. был заключен договор аренды участка, в сентябре — договор на строительство. Объем газа, который по предварительным оценкам даст скважина, составит 50 млрд м³. В случае успешной реализации этого проекта Сосногорский ГПЗ будет обеспечен сырьем на несколько десятилетий вперед [8, 9].

Второй способ расширения сырьевой базы Сосногорского ГПЗ — использование ПНГ нефтяных месторождений «ЛУКОЙЛа». В 2012 г. между ООО «Газпром переработка» и компанией «ЛУКОЙЛ» была достигнута договоренность о подаче всего объема ПНГ с месторождений Усинского района в газотранспортную систему ООО «Газпром переработка» с компримированием ПНГ компанией «ЛУКОЙЛ» для переработки на Сосногорском ГПЗ [8, 10].

Реализация этих проектов позволит стабилизировать ресурсную базу Сосногорского ГПЗ до уровня, близкого к проектному.

Реконструкция и новые возможности

Крупная реконструкция СГПЗ была завершена в конце 2009 г. Сейчас Сосногорский газоперерабатывающий завод переживает масштабные обновления производственных мощностей. Загрузка завода может быть обеспечена по мере развития текущих и будущих проектов «Газпрома».

В процессе реконструкции находятся шесть проектов:

- установки стабилизации конденсата цеха № 1 для производства светлых дистиллятов (бензиновая и дизельная фракция) и остаточных высокопарафинистых фракций, суммарное количество которых может составлять до 60–70 тыс. т/год;
- производства печного технического углерода с утилизацией вторичных энергоресурсов цеха № 3;
- наземный парк хранения сжиженных газов № 2 цеха № 7;
- системы подготовки сырьевого газа цеха № 8;
- системы общезаводского хозяйства;
- очистные сооружения.

Генеральный проектировщик — ОАО «ВНИПИнефть», филиал в г. Пермь.

На Сосногорском ГПЗ производится от 20 до 25 тыс. т/год техуглерода П701 (N772 по классификации ASTM), на что расходуется от 130 до 160 млн нм^3 /год природного газа. Недостатком существующей технологии производства техуглерода при неполном горении природного газа является невысокий выход продукта (25% мас.) на потенциальное количество углерода углеводородного сырья.

Себестоимость производства техуглерода П701 (N772) неуклонно приближается к цене реализации продукта. При цене на газ 30–35 долл. США/т производство техуглерода П701 (N772) становится нерентабельным, поэтому ведущие мировые фирмы производят аналогичные марки техуглерода из жидкого ароматизированного углеводородного сырья с выходом продукта 50–60% мас. [6]. Существующая технология производства техуглерода N772 на СГПЗ может быть модернизирована: повышен выход продукта при переходе на газожидкостный процесс (в качестве сырья смесь природного газа и остаточные фракции газового конденсата), что позволит повысить объем производства с 20–25 до 37–40 тыс. т/год на семи технологических линиях. В настоящее время на заводе работает одна из 14 линий производства техуглерода П701 из газожидкостного сырья. Технология может быть также модернизирована за счет рекуперации тепла технологических потоков и использования энергетического потенциала, отходящих газов, дожигаемых в настоящее время перед выбросом в атмосферу.

Модернизация включает в себя:

- остановку и консервацию одного участка производства техуглерода;
- переобвязку участка на прием газожидкостного сырья, включая блок подготовки сырья;
- организацию рекуперативного подогрева воздуха и подогрев газового сырья, идущего на печной процесс;
- замену устаревших электрофильтров на современные рукавные фильтры;
- утилизацию энергии отходящих газов — использование их в качестве топлива, что позволит круглосуточно обеспечивать предприятие электрической мощностью 6–9 МВт от собственного источника [6].

Участок производства П701 из газожидкостного сырья включает семь технологических линий (одна в резерве), в каждую из которых входят печь-реактор, рекуператор тепла и подогреватель природного газа, скруббер-холодильник и рукавный фильтр. Предусмотрены также два отделения обработки техуглерода (гранулирования и упаковки) [11].

Объем производства продукции и основные показатели экономической эффективности данного проекта представлены в таблице 4.2. Экономический эффект от внедрения мероприятий по использованию остаточных фракций конденсата в качестве сырья для производства техуглерода П701 в объеме 24 тыс. т/год составит 50 млн руб./год, срок окупаемости не более 5–7 лет [6].

В 2012 г. ООО «Газпром переработка» получило свидетельство о допуске к работам в области подготовки проектной документации. С получением свидетельства специалисты, работающие в ООО «Газпром переработка», получили право самостоятельно осуществлять различные проектные работы без привлечения подрядных организаций, снижая затраты и увеличивая экономическую эффективность [5].

**Объем производства продукции и основные показатели
экономической эффективности реализации проекта [6]**

Параметры	Вариант	
	базовый	предлагаемый
Объем производства техуглерода, тыс. т/год	24	24
Условно-переменные затраты:		
Сырье:		
природный газ, млн м ³ /год	168	72
дистиллятная фракция, тыс. т/год	—	14,4
Цена:		
природный газ, руб./1000 нм ³	725	725
дистиллятная фракция, руб./т	—	1350
Стоимость сырья, млн руб.	121,8	71,6
Вспомогательные материалы, руб./т продукта	1200	1200
Всего на продукцию, млн руб./год	28,8	28,8
Условно-постоянные затраты, млн руб./год	78,2	78,2
Всего затрат (2 + 3), млн руб./год	228,8	178,6
Себестоимость продукции, руб./т	9533	7442
Цена реализации продукции (без НДС), руб./т	15000	15000
Выручка от реализации продукции, млн руб./год	360	360
Прибыль, млн руб./год	131,2	181,4

Планы развития Сосногорского ГПЗ напрямую связаны с развитием ресурсной базы ПАО «Газпром» на территории Республики Коми, прорабатываются варианты увеличения объемов переработки попутного нефтяного газа.

Решение экологических проблем

Сосногорский ГПЗ уделяет большое внимание экологии, заводом постоянно проводятся профилактические работы для предупреждения опасных экологических ситуаций, разрабатываются и внедряются в практику малоотходные производства.

При осуществлении производственной деятельности постоянно ведется экологический мониторинг, в санитарно-защитной зоне предприятия функционирует автоматический пост контроля атмосферы, который работает непрерывно 24 ч в сутки, осуществляя контроль по 9 параметрам.

С момента вхождения завода в состав ООО «Газпром переработка» на Сосногорский ГПЗ не было наложено ни одной штрафной санкции.

Завод ежегодно тратит свыше 40 млн руб. на природоохранные работы, куда входят:

- планово-предупредительный ремонт водозаборных сооружений, разводящих сетей, водонапорных коллекторов, очистных сооружений;
- разработка проектов природоохранного назначения;
- обезвреживание промышленных отходов; проведение гидрометрических исследований водных объектов, используемых для забора воды.

Завод вносит плату за негативное воздействие на окружающую среду, но эта статья расходов ежегодно уменьшается, что свидетельствует об уменьшении негативного воздействия завода на окружающую среду [7].

Для минимизации нагрузки на окружающую среду планируется реконструкция общезаводского хозяйства, очистных сооружений.

Контактная информация

Полное наименование организации	Сосногорский ГПЗ
Почтовый адрес	ул. Энергетиков 15, г. Сосногорск, Республика Коми, Российская Федерация, 169500
Телефон	+7(82149)5-05-64
Факс	+7(82149)5-46-07
Электронный адрес	sgpz@sgpz.gpp.gazprom.ru
Сайт	http://gazprom.ru/about/subsidiaries/list-tems/gazprom-pererabotka/

4.1.3. Оренбургский ГПЗ и Оренбургский гелиевый завод (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром добыча Оренбург»)

ООО «Газпром добыча Оренбург» (до 2008 г. — ООО «Оренбурггазпром») — дочернее предприятие ПАО «Газпром», в состав которого входят объекты добычи (11 установок комплексной подготовки газа), транспорта сырьевых и товарных потоков, газоперерабатывающий завод (54 установки) и гелиевый завод (19 установок) [13].

Основные направления деятельности ООО «Газпром добыча Оренбург» — добыча, подготовка, переработка и транспортировка газа, конденсата, нефти и продуктов их переработки. В 1968 г. приказом Министерства газовой промышленности СССР было организовано Управление по обустройству и эксплуатации газового месторождения и строительству газопровода. Это был момент становления «Газпром добыча Оренбург».

ООО «Газпром добыча Оренбург» создано на базе уникального газоконденсатного месторождения с запасами около 1,9 трлн м³ газа и 120 млн т конденсата, открытого в 1966 г.

ООО «Газпром добыча Оренбург» — это современный производственный комплекс, основными звеньями которого являются два завода Оренбурга — газоперерабатывающий и гелиевый (рис. 4.4). Однако у «Газпрома» есть намерение перевести Оренбургский ГПЗ и Оренбургский гелиевый завод в структуру ООО «Газпром переработка».



Рис. 4.4

Оренбургский ГПК — газоперерабатывающий и гелиевый заводы

Генеральный директор ООО «Газпром добыча Оренбург» — Владимир Александрович Киев, в 2015 г. сменивший Сергея Ивановича Иванова.



Владимир Александрович Киев

Генеральный директор ООО «Газпром добыча Оренбург»

В. А. Киев родился в 1959 г. в городе Куйбышеве Самарской области.

В 1983 г. окончил Куйбышевский плановый институт Министерства высшего и среднего специального образования РСФСР, в 1995 г. получил второе высшее образование во Всероссийской академии внешней торговли. Кандидат экономических наук.

1991–2001 гг. — работал на руководящих должностях в ряде финансовых и промышленных организаций Самары и Самарской области.

2004–2011 гг. — начальник финансового отдела ООО «Газпром добыча Оренбург».

2011–2012 гг. — исполнительный директор, советник председателя Совета директоров ООО «Волгауралспецстрой».

2012–2015 гг. — советник Генерального директора по экономике, заместитель Генерального директора по экономике и финансам ООО «Газпром добыча Оренбург».

С 2015 г. Генеральный директор ООО «Газпром добыча Оренбург».

Оренбургский газоперерабатывающий завод

Оренбургский ГПЗ — крупнейшее предприятие в Европе с проектной производительностью каждой из трех очередей 15 млрд м³ сырого газа Оренбургского НГКМ, который перерабатывает природный газ, нестабильный газовый конденсат и нефть Оренбургского месторождения и Карачаганакского ГКМ Республики Казахстан [5].

Оренбургский газоперерабатывающий завод (ОГПЗ) технологически связан с гелиевым заводом. В составе завода имеется девять установок по выпуску товарного газа, семь установок по выпуску газовой серы, три установки по стабилизации конденсата (рис. 4.5).

На ОГПЗ перерабатывается сырье с большим содержанием сернистых соединений, поэтому более чем за 40 лет ОГПЗ накопил огромный опыт в процессах получения элементарной серы из сероводородсодержащего сырья.

Директор Оренбургского ГПЗ — Михаил Федорович Чехонин, в 2016 г. сменивший на посту Михаила Михайловича Морозова [14].



Рис. 4.5

Оренбургский газоперерабатывающий завод



Михаил Федорович Чехонин
Директор Оренбургского ГПЗ

М. Ф. Чехонин работает в газовой отрасли 37 лет.

Он прошел путь от оператора технологических установок до директора.

Хронология становления и развития Оренбургского ГПЗ

6 ноября 1966 г. открыто Оренбургское газоконденсатное месторождение, с которого начался новый этап в истории Оренбургской области и нефтегазовой отрасли страны. В 1969 г. Государственный комитет СССР по запасам утвердил запасы по месторождению около 900 млрд м³ природного газа и 75 млн т конденсата. В 1970 г. начались первые геодзические работы, в 1971 г. объявлено начало строительства, а в 1972 г. начался монтаж оборудования первой очереди.



Рис. 4.6

Строительная площадка Оренбургского ГПЗ

В 1971–1978 гг. построен и выведен на проектную мощность завод по переработке 45 млрд м³ природного газа, что составляло на тот момент 20% общего баланса газоснабжения страны. В создании первой очереди комплекса приняли участие 36 проектных и научно-исследовательских институтов. Среди них ведущую роль играли ЮЖНИИГИПРОГАЗ и ВНИИГАЗ. 27 апреля 1972 г. в Москве заключен контракт с французской фирмой «Косеи» на поставку комплексного оборудования трех установок по очистке газа от серы с годовой производительностью 15 млрд м³ очищенного газа и 450 тыс. т серы [15].

В 1973 г. директором завода стал В. С. Черномырдин.



Рис. 4.7

Посещение завода в 1975 г. А. Н. Косыгиным — председателем Совета министров СССР (в центре — А. Н. Косыгин, справа от него — директор В. С. Черномырдин)

В сентябре 1973 г. образован цех № 1 очистки газов от сернистых соединений. В феврале 1973 г. Управление по строительству ГПЗ и магистральных трубопроводов было реорганизовано в производственное объединение «Оренбурггаззаводы», а в августе все его предприятия переданы в состав «Оренбурггазпром» — Всесоюзное объединение по добыче, переработке и транспортировке газа.

В феврале 1974 г. первый газ принят на замерный пункт завода, в газопровод Оренбург — Заинск подан первый очищенный товарный газ. 29 июня 1974 г. Государственная приемочная комиссия СССР приняла в эксплуатацию пусковой комплекс первой очереди ОГПЗ. Началось освоение импортного оборудования и отлаживание технологического режима установок. Полученный опыт позволил в дальнейшем ввести в эксплуатацию вторую и третью очереди завода.

В 1975 г. введена в эксплуатацию вторая очередь ОГПЗ. В декабре технологические установки второй очереди были выведены на технологический режим и проектную мощность. 8 февраля 1978 г. на заводе переработан 100-миллиардный кубометр газа. В 1979 г. пущена в эксплуатацию третья очередь завода мощностью 15 млрд м³ газа в год с более совершенной технологической схемой.

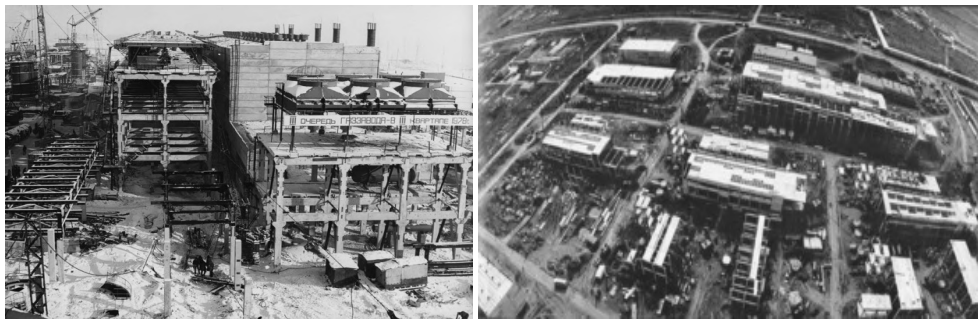


Рис. 4.8

Строительство третьей очереди Оренбургского ГПЗ

Через магистральный газопровод «Союз» оренбургский газ начали принимать в Восточной Европе.

В 1979 г. достигнут максимальный уровень добычи и переработки, который составил 48,7 млрд м³ газа [15], главным инженером завода назначен В. Р. Грунвальд. В марте 1980 г. директором завода стал Б. М. Гальперин [16].

В 1981 г. введена в эксплуатацию установка опытного производства отечественного одоранта — смеси природных легкокипящих меркаптанов.

В 1982 г. введен в эксплуатацию конденсатопровод Оренбург — Салават — Уфа, протяженностью 416 км.

В октябре 1984 г. на ОГПЗ началась переработка сырья с Карачаганакского газоконденсатного месторождения под началом нового директора — В. И. Вакулина и главного инженера — В. Я. Климова.

В 1991 г. из состава «Оренбурггазпрома» исключены предприятия и подразделения «Казахгазпрома», в 1993 г. предприятие «Оренбурггазпром» преобразовано в дочернее предприятие по добыче, переработке и транспортировке «Газпрома».

В 1994–1995 гг. открыты газоконденсатная залежь в самарских отложениях на востоке Оренбургского месторождения, залежь нефти на Нагумановской площади и газоконденсатные залежи в башкирских отложениях на востоке Оренбургского НГКМ. В 2001 г. переработан триллионный кубометр сырого газа Оренбургского месторождения [17].

1 октября 2003 г. введен конечный участок газопровода УКПГ-16 — ГПЗ, что позволило обеспечить прием и переработку газа Карачаганакского месторождения в объеме 7 млрд м³ в год.

В 2006 г. в Уральске подписано межправительственное российско-казахстанское соглашение о создании совместного предприятия на базе Оренбургского ГПЗ для переработки 17,6 млрд м³ газа Карачаганакского месторождения [18]. Завершено строительство дожимной компрессорной станции № 3. В 2007 г. завершена реконструкция системы экологического мониторинга. Получено свидетельство об открытии Акобинского газоконденсатного месторождения.

В 2008 г. сера перешла в собственность «Газпрома» и все контракты с зарубежными покупателями серы заключает «Газпром экспорт», а за внутренние продажи отвечает «Газпром сера». В 2011 г. центральная заводская лабо-

ратория ГПЗ была аккредитована до 2016 г. Начато строительство установки по производству модифицированной серы проектной мощностью 120 тыс. т в год.

В 2018 г. ООО «Газпром добыча Оренбург» отметит свое 50-летие.

Сырьевая база, производство и основные виды продукции

Природный газ Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения содержит 0,055% об. гелия, до 2,7% H_2S , до 1,6% CO_2 и представляет собой смесь легких углеводородов ($\text{C}_1\text{--C}_4$) с примесями инертных (азот, диоксид углерода) и агрессивных (сероводород, меркаптановая сера, сероуглерод, серооксид углерода) компонентов.

На ГПЗ осуществляется глубокая осушка от влаги и очистка газа от H_2S , меркаптановой серы, CS_2 , CO_2 , COS , выделение из газа тяжелых углеводородов методом низкотемпературной абсорбции, очистка и стабилизация углеводородного конденсата и выделение ШФЛУ и газового бензина из конденсата. Сероводород используется для производства серы, а меркаптаны — для производства одорантов [13].

Очереди в составе ГПЗ:

I очередь:

- по сырьевому газу — 15 млрд $\text{нм}^3/\text{год}$;
- по стабильному конденсату — 1,6 млн т/год;
- по сере — 540 тыс. т/год с установками доочистки отходящих га-

зов.

II очередь:

- по сырьевому газу — 15 млрд $\text{нм}^3/\text{год}$;
- по нестабильному конденсату — 0,8 млн т/год;
- по сере — 540 тыс. т/год с установками доочистки отходящих га-

зов.

В настоящее время выведена из эксплуатации установка У-01 по сырьевому газу мощностью 5 млрд $\text{нм}^3/\text{год}$.

III очередь:

- по сырьевому газу — 15 млрд $\text{м}^3/\text{год}$;
- по нестабильному конденсату — 1,2 млн т/год;
- по сере — 640 тыс. т/год с установками доочистки отходящих газов.

В настоящее время одна газовая нитка занята под очистку газов регенерации адсорбента (2,5 млрд $\text{м}^3/\text{год}$).

IV очередь

Не была введена в эксплуатацию. Предназначалась для очистки газа с Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения без смешения с оренбургским газом [13].

Таким образом, общая проектная мощность по газу на трех очередях завода — 45 млрд $\text{м}^3/\text{год}$. Общая мощность по сырьевому газу на данный момент — 37,5 млрд $\text{м}^3/\text{год}$.

Схема потоков Оренбургского ГПЗ представлена на рисунках 4.9, 4.10; представлена схема первой очереди завода. Технологическая структура и действующие мощности установок завода представлены в таблице 4.3.

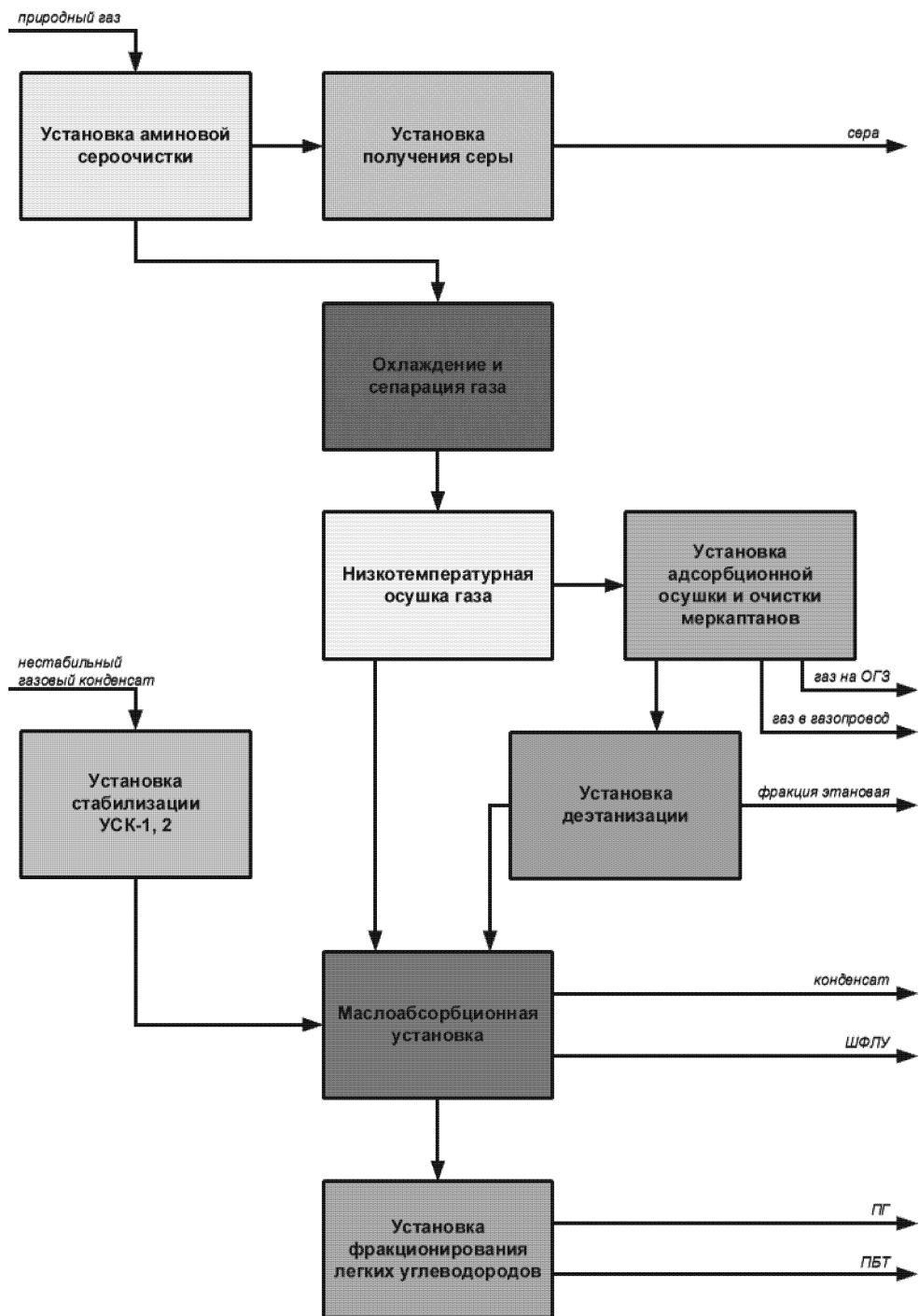


Рис. 4.9
Схема потоков Оренбургского ГПЗ [5]

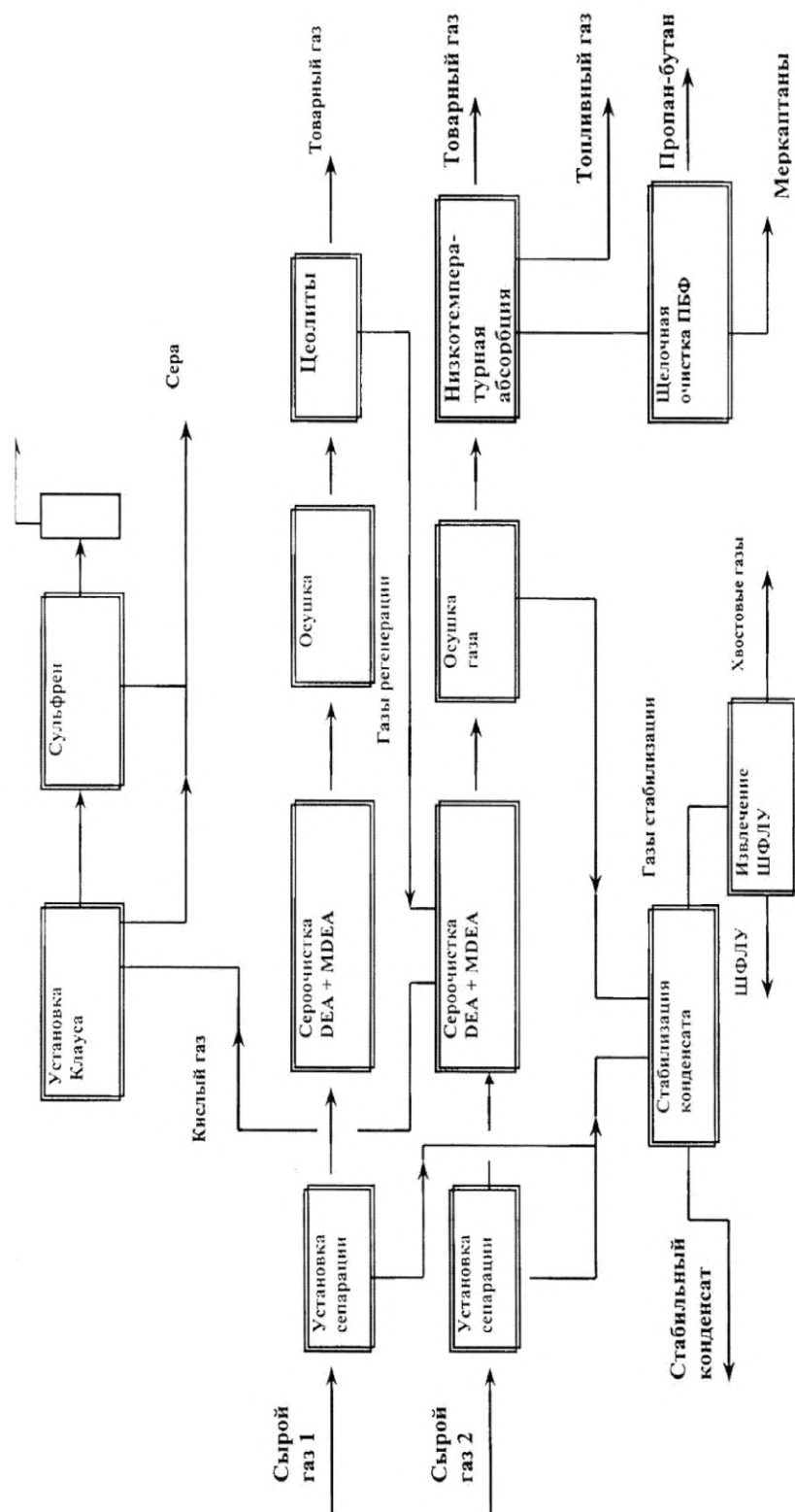


Рис. 4.10

Блок-схема первой очереди Оренбургского ГПЗ [4]

**Технологическая структура и действующие мощности
установок Оренбургского ГПЗ [5]**

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Очистка газа от H_2S и CO_2 и низкотемпературная осушка, млн m^3	8 установок	1974–1978	37 500
Цеолитовая очистка от меркаптанов, млн m^3	2 установки		6000
Производство серы, тыс. т	7 установок		1500
Стабилизация конденсата, тыс. т	5 установок		6260
Грануляция серы, тыс. т	1 установка	2000	н/д

Сырьем первой очереди является газ, очищенный на ГПЗ от H_2S на установках аминовой очистки и от меркаптанов на адсорбционной установке; второй и третьей — газ, очищенный на ГПЗ от H_2S и доочищенный от меркаптанов на установке гелиевого завода [13].

Схемы первой и второй очередей аналогичны по технологии переработки газа и включают следующие стадии:

- очистка газа с отделением механической сепарации, сероочистка газа раствором ДЭА+МДЭА и низкотемпературная осушка газа с использованием пропанового холодильного цикла;
- очистка и стабилизация углеводородного конденсата;
- производство серы по методу Клауса с доочисткой отходящих газов (метод Sulfreen);
- получение ШФЛУ из газа стабилизации конденсата;
- очистка газа от меркаптанов на цеолитах [4].

Третья очередь отличается наличием установки низкотемпературной масляной абсорбции, на которой происходит отбензинивание и получение сжиженного газа, а также наличием узла пиролиза серооксида углерода, что позволяет совместно с процессом очистки от меркаптановой серы значительно сократить содержание серы по сравнению с первой и второй очередями [13].

Вся товарная продукция, выпускаемая на заводе, сертифицирована и выпускается в соответствии с требованиями нормативных документов:

- газ горючий природный — поставляется и транспортируется через систему магистральных газопроводов: «Союз», «Оренбург — Самара», «Оренбург — Заинск», «ГПУ»;
- сырьевой газ — подается с ГПЗ на гелиевый завод для дальнейшей очистки от меркаптанов и дополнительной осушки и дальше на гелиевые блоки ГЗ;
- конденсат газовый стабильный в смеси с нефтью ООО «Газпром добыча Оренбург» — транспортируется на перерабатывающие мощности ОАО «Газпром нефтехим Салават» и Уфимского НПЗ;
- газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления (марка СПБТ) и газы углеводородные сжиженные топливные (марка ПБТ);
- сера техническая газовая жидкая, комовая, гранулированная — поступает на предприятия химической промышленности (для производства минеральных удобрений), фармацевтической промышленности, сельского хозяйства;

- одорант природный ООО «Оренбурггазпром» — смесь природных меркаптанов — применяется для одорирования природного газа, поступающего в коммунально-бытовую сеть;
- газы углеводородные — применяются для автомобильного транспорта;
- газ горючий природный — используется в качестве топлива на КТЭЦ (Каргалинская ТЭЦ);
- опытные партии дисульфидного масла [17].

На заводе семь установок Клауса и шесть установок доочистки «Сульфрин». На трех очередях завода эксплуатируется прямой процесс Клауса: на I и III очередях — две установки с двумя каталитическими конверторами на каждой очереди, на II очереди — три установки с тремя каталитическими конверторами, что позволяет получить максимальную конверсию по сравнению с первой и третьей очередями. На всех трех очередях ОГПЗ используют процесс «Сульфрин» для доочистки отходящих газов.

Природный газ, содержащий сероводород (до 2% об.), очищают хемосорбцией (ДЭА + МДЭА), в результате получают кислые газы, которые направляют на получение элементарной серы методом Клауса.

Общая проектная мощность по производству серы на ГПЗ составляет 1549,8 тыс. т/год: на установках Клауса трех очередей завода — 1492 тыс. т/год и дополнительно извлекаемая сера на установках доочистки «Сульфрин» — 57,8 тыс. т/год. Трудности эксплуатации установок Клауса связаны с изменением состава кислого газа по сравнению с проектным, так как на очистку также поступает газ Карачаганакского месторождения, который по составу сильно отличается от газа ОГКМ. В результате снижается содержание сероводорода в кислом газе до 50% об. и нарушается соотношение $H_2S:SO_2 = 2:1$, что влияет на конверсию процесса.



Рис. 4.11

Д. А. Медведев с руководством ООО «Газпром добыча Оренбург» рассматривают вопрос о расширении мощностей ГПЗ для увеличения объемов переработки газа КНГКМ до 16–17,6 млрд м³/год

Установки Клауса большой мощности на ОГПЗ эксплуатируются уже более 40 лет, и с целью снижения затрат на реконструкцию проводят локальные внедрения научных разработок.

В настоящее время традиционные установки Клауса, включающие одну термическую и 2–3 каталитические ступени конверсии сероводорода, способны

обеспечить степень извлечения серы не более 98,8–99,0%, поэтому для увеличения конверсии установку Клауса дополняют узлом доочистки хвостовых отходящих технологических газов [13].

Перспективные направления развития Оренбургского ГПЗ

В 2011 г. было начато строительство установки по производству модифицированной серы, которая предназначена для использования в производстве асфальтобетона для дорожного строительства, а также для изготовления тротуарной плитки и бордюрного камня. Проектная мощность установки составляет 120 тыс. т модифицированной серы в год. Это позволит решить проблему утилизации серы на внутреннем рынке и не зависеть от востребованности серы и цен на нее на мировом рынке.

В 2014–2015 гг. «КазРосГаз» — совместное предприятие национальной нефтегазовой компании «КазМунайГаз» и «Газпрома» планировало ввести в эксплуатацию базу по грануляции серы на Оренбургском ГПЗ, что позволило бы бесперебойно перерабатывать газ Карачаганакского месторождения на Оренбургском ГПЗ и поставлять товарный газ в Казахстан, однако нет никаких сведений о реализации данного проекта [19].

Техпереворужение 3-й очереди Оренбургского ГПЗ

В связи с изменением состава сырья из-за смешения его с казахстанским газом заводу потребовались реконструкция ряда технологических объектов и техническое перевооружение III очереди. На установке регенерации амина кожухотрубные теплообменники заменили на компактные пластинчатые теплообменники, обладающие большей эффективностью, меньшим размером и весом [20]. Была осуществлена модернизация внутренних устройств сепараторов для улучшения отбоя капельной жидкости и влаги. Техпереворужение проходило в два этапа и завершилось в 2015 г. Оно позволило увеличить объемы перерабатываемого газа Карачаганакского месторождения до 9 млрд м³/год, у нового оборудования имеется резерв для дальнейшего увеличения мощности.

Необходимо внедрять технологии, позволяющие получать новые продукты из компонентов газа:

- новые модификации серы и серосодержащие продукты (серобетон и сероасфальт);
- новые виды одорантов. Оренбургский ГПЗ является единственным производителем отечественного одоранта;
- индивидуальные меркаптаны (метил- и этилмеркаптаны), которые используются как товарные продукты, а также в качестве сырья для газохимии;
- целевые продукты из меркаптанов;
- продукты разделения и переработки дисульфидов. ОАО «ВНИИУС» разработана технология переработки дисульфидов в диалкилдисульфиды, дисульфидное масло и тиофены [13].

В ближайшее время на ОГПЗ планируется ряд реконструкций:

- техпереворужение объектов III очереди ОГПЗ для возможности приема газа с Карачаганакского месторождения;
- техпереворужение I и II очередей для соответствия их современным требованиям безопасности;

- реконструкция объектов III очереди в связи с изменением состава сырья, что позволит выпускать СУГ в соответствии с международным стандартом EN 589, одорант повышенного качества, диалкилдисульфиды;
- создание производства полиэтилена и полипропилена, синтетических моторных топлив и других химических продуктов на базе синтез-газа [13];
- ряд реконструкций, направленных на улучшение природоохранной деятельности завода.

Экология

ООО «Газпром добыча Оренбург» уделяет большое внимание экологической безопасности. Внедрение мероприятий природоохранного характера позволило снизить выбросы загрязняющих веществ до нормативных.

Контроль за состоянием экологической обстановки ведется заводскими лабораториями и сторонними организациями, такими как ООО «Теллур», ООО «НПФ „Экобис“», ГУ «Государственная инспекция по охране окружающей среды Оренбургской области» и др. [21].

Применение современных технологий и совершенствование действующих производств (внедрение установки по очистке пропан-бутановой фракции по технологии «Мерокс» и замена поршневых компрессоров на центробежные) позволили достичь значительного снижения выбросов загрязняющих веществ [22].

В 2014 г. ООО «Газпром добыча Оренбург» награждено дипломом экологического фонда им. В. И. Вернадского за организацию мероприятий общероссийского осеннего экологического субботника «Живая Планета — Сделаем Вместе».

Планируется ряд мероприятий для улучшения экологической обстановки:

- полная автоматизация системы мониторинга атмосферного воздуха;
- строительство современного комплекса очистных сооружений на заводе с целью создания бессточной системы водопользования;
- реконструкция факельных систем;
- создание системы управления охраной окружающей среды в соответствии с международными требованиями [21];
- реконструкция системы сбора и переработки низконапорных газов и газов регенерации цеолитов с установкой дополнительных компрессоров, что позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду, повысить конверсию и технологическую эффективность [13].

В результате комплекса предпринятых мер природоохранная деятельность завода оценивается как удовлетворительная: низкий комплексный индекс загрязнения воздуха (не превышает допустимых 23%); качество почв, поверхностных вод водоемов и верхних водоносных горизонтов не подверглось существенным изменениям; отсутствие влияния на здоровье людей, проживающих в Оренбургском районе [21].

Заводская лаборатория, в состав которой входит группа по контролю воздушного бассейна, осуществляющая мониторинг качества атмосферного воздуха, была аккредитована в 2011 г. [23, 24].

Оренбургский гелиевый завод

Гелий — уникальный и практически не возобновляемый ресурс, встречающийся в земных условиях, в основном в природном газе. Гелий — источник энергии будущего. Он определяет развитие многих ключевых отраслей хозяйства, это экономический, интеллектуальный, энергетический и военный потенциал любой страны, роль которого в развитии научно-технического прогресса будет постоянно расти. Россия — одна из немногих стран, обладающих крупными природными запасами гелия и большим научным потенциалом в области гелиевых технологий [25, 26].

В России с 1978 г. функционирует единственный производитель гелия — гелиевый завод ООО «Газпром добыча Оренбург». Оренбургский гелиевый завод (ОГЗ) — составная часть газоперерабатывающего комплекса (ГПК), созданного на базе нефтегазоконденсатного месторождения, содержащего гелий.

Директор Оренбургского гелиевого завода — Сергей Александрович Молчанов.



Сергей Александрович Молчанов
Директор Оренбургского гелиевого завода

С. А. Молчанов родился 23 октября 1969 г. в г. Салават Республики Башкортостан.

В 1994 г. окончил Московский институт нефти и газа имени И. М. Губкина.

Трудовую деятельность начал в НИИ «ВолгоУралНИПИГаз», затем — на гелиевом заводе ООО «Оренбурггазпром».

В июне 1995 г. — заместитель технического директора Оренбургского филиала ТОО «Криор».

В 2000 г. переведен на ГПЗ ООО «Оренбурггазпром» на должность заместителя начальника технического отдела.

В 2003 г. назначен главным технологом Оренбургского ГПЗ.

С 2005 г. возглавил техотдел ООО «Оренбурггазпром».

С декабря 2006 г. директор Оренбургского гелиевого завода.

Газообразный гелий получают в основном из гелийсодержащих природных газов. В мировой практике разработка гелиеносных месторождений с содержанием гелия в газе менее 0,1% считается нецелесообразной. Концентрация гелия в природном газе Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ) составляет до 0,055% об. Однако с учетом газового потенциала ме-

сторождения представилась возможность получать миллионы кубометров гелия [25].

Основные этапы становления и развития Оренбургского гелиевого завода

На момент открытия месторождения в мировой практике опыт извлечения гелия из «бедных» гелиеносных газов отсутствовал. Однако правительством СССР было принято решение о разработке новой технологии и создании в г. Оренбурге соответствующего производства с целью обеспечения потребностей СССР, в первую очередь военно-промышленного комплекса и космонавтики, гелием.



Рис. 4.12

Место застройки Оренбургского гелиевого завода

Строительство гелиевого завода дало мощный толчок к развитию машиностроительной промышленности. Для комплектации I очереди строительства завода были поставлены головные образцы оборудования. Для транспортировки сжатого до 400 атм газообразного гелия в 1979 г. был создан железнодорожный баллонный агрегат [25]. Первоначальная эксплуатация ОГЗ рассматривалась как опытно-промышленная, с уточнением всех режимных и расходных показателей.

В настоящее время Оренбургский гелиевый завод состоит из трех очередей, на которых действуют пять гелиевых блоков, введенных в эксплуатацию в период с 1979 по 1989 г. (рис. 4.13).



Рис. 4.13

Гелиевый завод ООО «Газпром добыча Оренбург»

Переработка добываемого природного газа с выработкой товарной продукции ведется с 1978 г. За все время работы максимальный объем производства гелия на ОГЗ составил 9,2 млн м³ в год. В настоящее время выработка гелия сократилась в связи со снижением объемов добычи газа.

Товарная продукция ОГЗ:

- газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам СТО Газпром 089-2010;
- газы углеводородные сжиженные топливные для коммунально-бытового потребления (СПБТ, ПТ, БТ) ГОСТ 20448-90;
- газы российского региона углеводородные сжиженные, поставляемые на экспорт (ПТ, СПБТ) ГОСТ Р 51104-97;
- газы углеводородные сжиженные топливные (ПТ, ПА, ПБА, ПБТ, БТ) ГОСТ Р 52087-2003;
- газы углеводородные сжиженные для автомобильного транспорта (ПБА, ПА) ГОСТ 27578-87 с изм. 1;
- фракция бутановая (марка А, Б) ТУ 0272-533-04864476-2009 с изм. 1, 2, 3;
- фракция широкая легких углеводородов (марка А, Б) ТУ 38.101524-93 с изм. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8;
- фракция этановая (марка А, Б) ТУ 0272-022-00151638-99 с изм. 1, 2;
- фракция пентан-гексановая ТУ 51-525-98 с изм. 1, 2;
- фракция углеводородная ТУ 0272-078-00151638-2007 с изм. 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8;
- конденсат газовый СТО 0-03-02-2008;
- гелий газообразный (сжатый) (марка А, Б) ТУ 0271-135-31323949-2005 с изм. 1, 2;
- концентрат гелиевый ТУ 0271-116-04864476-2008;
- топливо для двигателей внутреннего сгорания. Сжиженный нефтяной газ, марка СПБТ EN 589;
- кислород жидкий технический (1-, 2-й сорт), кислород жидкий медицинский ГОСТ 6331-78 с изм. 1, 2, 3;
- азот газообразный и жидкий, азот жидкий технический (1-й сорт), азот жидкий особой чистоты (2-й сорт) ГОСТ 9293-74 с изм. 1, 2, 3;
- смеси газовые поверочные — стандартные образцы состава ТУ 6-16-2956-92 с изм. 1, 2, 3, 4;
- смеси газовые двухкомпонентные. Гелий в азоте ТУ 51-123-01-95 с изм. 1;
- смеси газовые двухкомпонентные. Двуокись углерода в гелии ТУ 51-123-02-95 с изм. 1;
- смеси газовые двухкомпонентные. Азот в гелии ТУ 51-123-03-95 с изм. 1;
- смеси газовые двухкомпонентные. Гелий в аргоне ТУ 51-123-04-95 с изм. 1;
- смеси газовые двухкомпонентные. Метан в гелии ТУ 51-123-05-95 с изм. 1.

Промышленное извлечение гелия

Промышленное извлечение гелия из природного газа характеризуется большим разнообразием применяемых технологических процессов и широким диапазоном технологических параметров: температуры от -203°C до $+430^{\circ}\text{C}$, давления — от глубокого вакуума до 400 атм, что требует применения соответствующих материалов и оборудования [4].

На гелиевом заводе применяется классическая криогенная технология выделения газообразного гелия, состоящая из двух стадий (подробно описана в главе 3): на первой стадии выделяется гелиевый концентрат с содержанием гелия не менее 80%, на второй — получается гелий высокой чистоты с содержанием гелия не ниже 99,99%, который и является товарной продукцией [26].

В настоящее время в связи с разработкой на Севере и Дальнем Востоке крупных гелийсодержащих газовых месторождений очень актуален вопрос выделения гелия по мембранной технологии, поэтому исследования в этом направлении активно развиваются [26]. Метод менее энергоемок по сравнению с криогенным и позволяет не только получить гелиевый концентрат, но и выделить чистый гелий. Мембраны должны обладать высокой проницаемостью для гелия и высокой селективностью, быть химически и физически стабильными, иметь высокую прочность.

Для очистки гелия от микропримесей используются низкотемпературные процессы конденсации (НТК) и НТ-адсорбции, которые протекают при -175 – 200°C [4].

Гелиевый концентрат является полупродуктом, который по технологической цепи поступает в блок тонкой очистки гелия для получения товарного газообразного гелия либо на подземное хранение гелиевого концентрата.

Тонкая очистка гелия

Товарный гелий применяется в криогенной технике для создания инертной и регулируемой воздушной среды, при плавке, резке и сварке металлов, в газовой хроматографии, для охлаждения ядерных реакторов, в теплосчетчиках и для других целей.

Большинство технических решений на ОГЗ оказалось высокоэффективным и успешно работает сегодня. Вместе с тем потребовалось немало усилий для совершенствования технологических процессов и отдельных видов оборудования.

Так, в отделении тонкой очистки гелия 1-й очереди завода были опробованы различные методы очистки гелия от азота и водорода. Очистка от азота методом промывки жидким метаном с последующим вымораживанием метана потребовала больших энергетических затрат и была вытеснена другим, более технологичным и менее затратным методом — непрерывной прямоточной конденсацией при высоком давлении и охлаждении жидким азотом.

Очистка от водорода по первоначальным проектным решениям осуществлялась в реакторах на оксиде меди. В дальнейшем был предложен более совершенный и экономичный процесс каталитической очистки гелиевого концентрата на алюмоплатиновом катализаторе марки АП-64: процесс непрерывный, объем оборудования в десятки раз меньше. Очистка гелия от остальных микропримесей осуществляется методом адсорбции на активированном угле при криогенных температурах либо при его ожигении. Эти технические решения

были опробованы на 1-й очереди завода и впоследствии применены при строительстве 2-й и 3-й очередей.

Для производства гелия нужен холод. Одним из его источников является расширение газа в турбодетандерных агрегатах ТКО-75/42, специально созданных для этого на Казанском компрессорном заводе. В начале 1980-х гг. их впервые применили на ОГЗ, где в процессе эксплуатации были выявлены серьезные недостатки: унос масла, непрочная конструкция компрессорных колес ротора, малый межремонтный пробег. При непосредственном участии инженерно-технических работников гелиевого завода в короткий срок эти недостатки были ликвидированы.

Извлекается гелий методами глубокого охлаждения, причем процесс осуществляется в две стадии: получение так называемого сырого гелия и последующая его очистка.

Существующая схема тонкой очистки гелия на ОГЗ приведена на рисунке 4.14.

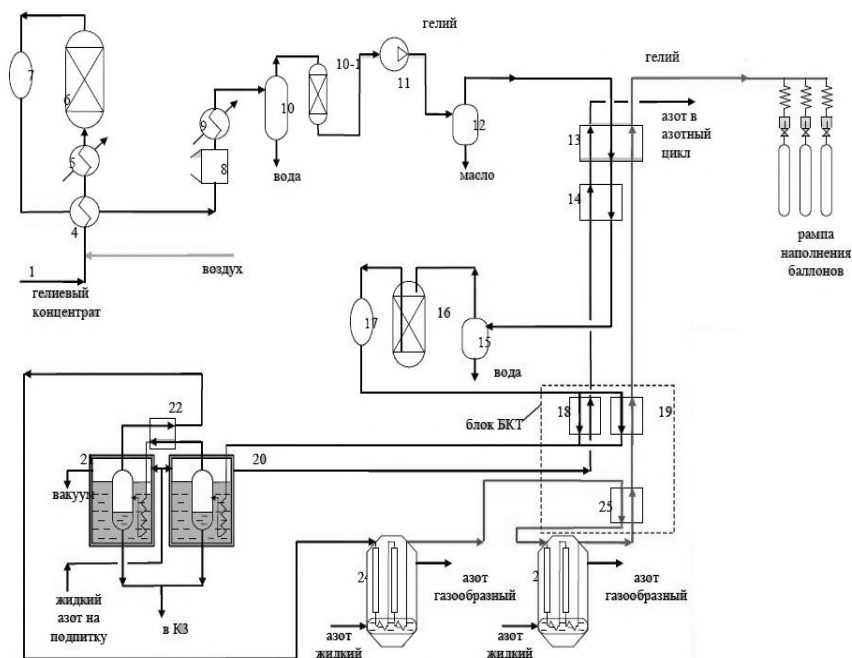


Рис. 4.14

Схема тонкой очистки гелиевого концентрата на ОГЗ

Тонкая очистка гелия обеспечивается проведением следующих технологических процессов:

- очистка гелиевого концентрата от примесей водорода путем его окисления кислородом на алюмоплатиновом катализаторе;
- конденсационная осушка гелия;
- адсорбционная осушка гелия;
- конденсационная очистка гелия от примесей азота;
- адсорбционная очистка гелия от азота, неона, остатков водорода.

В рассматриваемой технологической схеме можно выделить два технологических процесса: процесс адсорбции и процесс окисления.

Одним из основных свойств адсорбентов является изменение поглощательной способности в зависимости от внешних условий — с понижением температуры и с повышением давления поглощательная способность растет, а с повышением температуры и с уменьшением давления — падает. Это позволяет организовать непрерывный технологический процесс очистки от примесей, используя переключающиеся аппараты, работающие либо в режиме адсорбции, либо — регенерации. Кроме того, поглощательная способность сорбентов для конкретных примесей максимальна при температуре, близкой к температуре конденсации данной примеси, что позволяет технологически организовать процесс оптимального поглощения конкретных примесей.

Процесс окисления — процесс очистки гелиевого концентрата от водорода — основан на методе каталитического окисления водорода кислородом с образованием воды, которая затем удаляется из газового потока путем конденсации и адсорбции. Кроме вышеуказанных процессов в предлагаемой схеме используются физические процессы: конденсация и теплообмен. Конденсация используется для первичного удаления соответствующих примесей и осуществляется для каждой примеси на соответствующем температурном уровне. Теплообмен обеспечивает получение оптимальных температур для процессов конденсации и адсорбции [25].

С 2008 г. ООО «Газпром добыча Оренбург» вело планомерную работу по разработке отечественного образца гелиевой транспортной цистерны ЦТГ-40/0,45 объемом 40 м^3 с высокими эксплуатационно-экономическими показателями. Целью разработки является создание цистерны контейнерного типа для перевозки без потерь (с закрытым газосбросом) жидкого гелия автомобильным и морским транспортом в течение не менее 30 сут при давлении не более 0,45 МПа. В настоящее время они применяются. Для сравнения: длительность хранения гелия в цистерне американского производства не превышает двух недель.

Для перевода газообразного гелия в жидкое состояние газ охлаждают жидким азотом, затем направляют в турбодетандер и в парожидкостный турбодетандер (или дросселируют). В результате часть гелия переходит в жидкую фазу, которую затем доочищают (от примесей воздуха и неона) в адсорберах.



Рис. 4.15

Ожижительный гелиевый центр в г. Оренбурге (крупнейший в Европе)

Жидкий гелий с ОГЗ экспортируют автокриогенными контейнерами (сосуды Дьюара вместимостью 40 м³), способными сохранять в жидком состоянии гелий до 45 сут. При разгазировании жидкого гелия из таких контейнеров получают газообразный гелий чистотой 99,0% (об.) — 30% от всего количества, чистотой 99,996% (об.) — 65% и 99,9999% — 5%.

Для хранения жидкого гелия используют криогенные хранилища, одно из них — в Оренбурге — 120 м³.

Основные направления модернизации Оренбургского гелиевого завода

В составе трех очередей завода эксплуатируется от трех до пяти установок по глубокой переработке газа. В 2000–2001 гг. была внедрена технологическая схема, позволяющая повысить степень извлечения этана из природного газа.

Мощность по переработке газа ОГПЗ 15,0 млрд м³/год, по выработке гелия 6500 тыс. м³/год, по выработке этановой фракции 340 тыс. т/год, по выработке ШФЛУ 1,0 млн т/год.

В составе Оренбургского газоперерабатывающего комплекса на гелиевом заводе решена научно-техническая проблема разделения природного газа с получением гелия высокой чистоты и минимальным техногенным воздействием на окружающую среду.

В отделении тонкой очистки гелия были опробованы различные методы его очистки от азота, водорода, неона. Разработаны и внедрены в промышленности на установках большой мощности новые технологии очистки гелиевого концентрата от водорода, азота, неона, которые позволили производить гелий высокой чистоты (99,99–99,995% об.), отвечающий экологическим требованиям [26].

Внедрена автоматизированная система управления криогенной технологией, способствующая повышению степени извлечения гелия из газа.

Для увеличения мощности установки гелиевого завода по переработке ШФЛУ и выпуска более качественной продукции внедрен ряд технических решений, обеспечивающих увеличение производительности до 135 т/ч (вместо 90 т/ч по проекту). Основные технические решения: замена ситчатых тарелок в колоннах 540K-01, 560K-01 перекрестно-точной насадкой «Петон», перераспределение технологических потоков, замена теплообменного оборудования. Это позволило повысить четкость ректификации и обеспечило стабильную выработку товарных продуктов более высокого качества.

На гелиевом заводе были также применены:

- пластинчатые теплообменники фирмы «Альфа-Лаваль-Поток», имеющие более разветвленную поверхность теплообмена, чем у кожухотрубчатых теплообменников;
- герметичные насосы фирмы Hermetic Pumpen типа CNPF, GNPK без подачи оборотной воды для охлаждения; кроме того, эти насосы не нуждаются в смазке;
- современные высокоэффективные аппараты воздушного охлаждения, что позволило сэкономить электроэнергию — 1700 тыс. кВт·ч/год, уменьшить расход оборотной воды на 2100 м³/ч;
- оптимальное соотношение цеолитов NaX ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» с цеолитами «Адсорбент» марки Selexsorb COS производства компании BASF Catalysts LLS для обеспечения производства СУГ в соответствии с требованиями европейских стандартов (EN-589);

- пневмогидравлические шаровые краны с дистанционным управлением, которые входят в систему противопожарной защиты (СПАЗ); в случае аварии СПАЗ обеспечивает остановку установки без участия обслуживающего персонала.

В двух отделениях дожимного компрессорного цеха гелиевого завода были внедрены следующие технические решения:

- модернизирован узел замера этана;
- модернизирован узел подогрева этана с использованием микропроцессорной техники для регулирования процесса, что обеспечило стабильный режим работы отделения;
- выполнена модернизация этановых компрессоров — перевод их на работу без смазки, в результате чего прекратился унос масла в этановую фракцию, т. е. улучшилось качество товарной продукции;
- произведена замена аппаратов воздушного охлаждения (АВО) на более производительные с целью снижения температуры товарного газа. Потребление электроэнергии вновь установленных АВО на 24% ниже, чем у ранее установленных.

Увеличена выработка жидкого пропана на ПХУ-2 гелиевого завода. Пропановая холодильная установка предназначена для выработки необходимого количества пропанового холода, потребляемого на гелиевых блоках, который восстанавливается компримированием, конденсацией и переохлаждением пропана. Установка водяных доохладителей жидкого пропана после АВО позволила снизить его температуру с 47 до 32°C, увеличить выработку жидкого пропана на 17% и обеспечить работу гелиевых блоков на полную мощность в жаркое время.

Модернизация объектов электроснабжения гелиевого завода позволила:

- повысить надежность снабжения электроэнергией технологических установок II и III очередей завода за счет выноса кабельных линий из земли и установки быстродействующих распределительных устройств с применением цифровых реле;
- уменьшить затраты на техническое обслуживание электротехнического оборудования, введенного в эксплуатацию;
- проводить анализы работы оборудования при аварийных и нормальных режимах работы (все режимы осциллографируются и хранятся в памяти блоков защит) [13].

Ниже перечислены наиболее значимые реконструкции, проведенные на заводе.

Реализация проекта создания установки сжижения гелия

Строительство новой установки сжижения гелия реализовано АО «Газпром газэнергосеть» 23 июня 2014 г. согласно резолюции Председателя Правления ПАО «Газпром» А. Б. Миллера от 12.04.1012 № 01-1051. С момента получения резолюции до ввода объекта в эксплуатацию прошло 2 года 2 месяца 10 дней [28].

Установка сжижения гелия (ОГ-500) была запущена 15 июля 2014 г., что позволило:

— осуществить единый технологический цикл от извлечения гелия из природного газа до получения товарных продуктов: гелия жидкого и гелия газообразного сжатого;

- отказаться от процессинговых услуг сторонних компаний;
- приступить к реализации нового продукта — жидкого гелия внутри страны и на экспорт;

- организовать поставку гелия в регионы наибольшего потребления — г. Москву и г. Санкт-Петербург более экономичным способом — в жидком виде.

После ввода в эксплуатацию установки ежемесячно стабильно производится и реализуется 9 контейнеров жидкого гелия. Увеличилась также выработка этана.

Был также разработан отечественный контейнер для перевозки сжиженного гелия. До этого момента единственной страной мира, где производились под наблюдением ABS контейнеры-цистерны для перевозки жидкого гелия, были Соединенные Штаты Америки. Поэтому ранее приходилось арендовать такое оборудование в США.

Запуск установки ОГ-500 стал завершающим этапом формирования единой цепочки производства жидкого гелия от добычи до реализации конечного продукта, что позволит сбалансировать затраты на создание товара, все более востребованного на международных рынках высоких технологий.

Новая факельная система

В апреле 2016 г. на Оренбургском гелиевом заводе завершилась модернизация факельного оборудования: за шесть последних лет все факелы были оснащены современными автоматизированными системами розжига и контроля пламени (АСУ РКП). Новая система, разработанная ООО «Научно-производственные предприятия „Факельные системы“», обеспечила сокращение объема сжигания продувочного газа на 22 млн м³ в год и позволила на 20% снизить выбросы вредных веществ в атмосферу [29].

Для повышения эксплуатационной надежности используется охлаждение конструкции окружающим воздухом, а также применение жаропрочных и химически стойких материалов. В целом АСУ РКП обеспечивает гибкую систему управления процессом «электророзжиг — контроль пламени — розжиг факела» в ручном и автоматизированном режимах, как с факельной площадки, так и из операторной.

Ручной режим используется при проведении пусконаладочных и регламентных работ. Автоматический режим обеспечивает розжиг без участия оператора, автоматический контроль пламени дежурных горелок и розжиг в случае погасания пламени дежурной горелки [29].

По оценкам специалистов Оренбургского гелиевого завода факельная автоматика АСУ РКП не имеет ничего общего с системой «бегущий огонь», превосходит все известные аналоги по простоте в управлении и по соответствию задаче дистанционного автоматизированного запуска, контроля и надежности.

Вместе с тем эксплуатация комплекса требует регулярной замены и модернизации устаревшего оборудования для повышения безопасности производства. Дальнейшее развитие Оренбургского газоперерабатывающего комплекса ПАО «Газпром» связывает с решением следующих основных задач: воспроизводство и рациональное использование сырьевой базы, реконструкции существующих объектов и углубление газохимической переработки.

Основная доля в структуре товарной продукции гелиевого завода принадлежит этану и ШФЛУ — 25 и 50% соответственно.

До 2005 г. единственным потребителем оренбургского этана являлось ОАО «Казаньоргсинтез». Отсутствие альтернативных направлений сбыта этана оказалось сдерживающим фактором в наращивании производственных мощностей по его выработке. Анализ рынка показал, что потенциальным потребителем этана может быть ОАО «Салаватнефтеоргсинтез». Основным благоприятным фактором являлось наличие незагруженного конденсатопровода «Оренбург — Салават». Совместная с ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» работа по данному проекту показала его перспективность. Была произведена реконструкция конденсатопровода, и с 2005 г. была организована опытная подача этана на ОАО «Салаватнефтеоргсинтез» в количестве 2–3 т/ч. Сейчас подача этана в этом направлении увеличена до 13–14 т/ч, причем до 2009 г. в Салават поставляли неочищенную этановую фракцию, а начиная с октября 2009 г. начали подавать уже этановую фракцию после очистки.

Следуя принципам экономической целесообразности и необходимости полного удовлетворения российских потребителей, планируется реконструкция гелиевого завода с целью увеличения коэффициента извлечения этана с 40 до 90% и рационального использования природного углеводородного сырья путем разделения вырабатываемой ШФЛУ на фракции высокой чистоты, с содержанием основного компонента более 95%, и извлечения индивидуальных углеводородов.

Увеличение выработки этана до 1 млн т в год и ШФЛУ более 1 млн т в год возможно при реконструкции объектов газоперерабатывающего и гелиевого заводов с преимущественно раздельной переработкой газа Карачаганакского нефтегазоконденсатного месторождения (КНГКМ) от газа ОНГКМ, а также реконструкцией гелиевых блоков.

В связи с необходимостью расширения рынка сбыта и перспективностью экспортных поставок сжиженных углеводородных газов (СУГ) требуется снижение содержания общей серы с 50 до 10 ppm, в связи с этим на заводе планируется выполнить модернизацию установок фракционирования ШФЛУ, которая предусматривает строительство блока очистки пропана от сернистых соединений.

В числе первоочередных задач ОГЗ — создание оперативных хранилищ ШФЛУ и этановой фракции на базе перепрофилируемых подземных хранилищ гелиевого концентрата. Это позволит ликвидировать потери продуктов, улучшить систему отгрузки потребителю и при небольших капитальных затратах получить существенную прибыль.

На ближайшую перспективу ОГЗ остается единственным производителем гелия и основным производителем этана в России. Заводом накоплен опыт применения новых технологий добычи, хранения, транспортирования и переработки газа, включающего гелий. Обобщение и использование данного опыта представляется полезным при разработке многокомпонентных газовых месторождений Восточной Сибири и Якутии с большим содержанием гелия, прежде всего Чаяндинского месторождения в Республике Саха (Якутия) (с содержанием гелия в газе 0,534% об.) и Ковыктинского месторождения в Иркутской области (с содержанием гелия в газе 0,26% об.).

В более далекой перспективе Оренбургский гелиевый завод представляет стратегический интерес как база для транзита гелия из Восточной Сибири на европейский рынок [4].

Перспективные направления развития Оренбургского комплекса

На Оренбургском ГПЗ планируется наладить выпуск новой продукции.

Совместно с ООО «Газпром сера» ведется подготовка к реализации на базе ГПЗ проекта по производству серобетона и сероасфальта.

На рассмотрение в ПАО «Газпром» направлен бизнес-план по созданию производства дисульфидного масла и диметилдисульфида.

В перспективе на заводе намечено производство индивидуальных меркаптанов. Подготовлено технико-экономическое обоснование создания на базе гелиевого блока производства СПГ. Запущено производство гелиево-кислородных дыхательных смесей [30].

Контактная информация

Полное наименование организации	Оренбургский газоперерабатывающий комплекс
Почтовый адрес	Россия, г. Оренбург, ул. Чкалова, 1/2, 460058
Телефон	(3532) 33-20-02
Факс	(3532) 31-25-89
E-mail	orenburg@gdo.gazprom.ru
Сайт	http://www.ogp.gazprom.ru/contacts/

4.1.4. Новоуренгойский завод по подготовке газового конденсата к транспорту (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром переработка»)

Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) входит в состав ООО «Газпром переработка» и вместе с Сургутским ЗСК представляет единый технологический комплекс, сырьевой базой которого являются газоконденсатные месторождения Надым-Пур-Тазовского района — Уренгойское, Ямбургское и другие. На рисунке 4.16 наглядно продемонстрировано взаимодействие этих предприятий. Более 700 км — такой длинный путь из Нового Уренгоя в Сургут по специальному трубопроводу проходит подготовленный конденсат для дальнейшей переработки.



Рис. 4.16

Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту в составе ООО «Газпром переработка» вместе с Сургутским ЗСК

Предприятие, расположенное в Ямало-Ненецком АО в г. Новом Уренгое (рис. 4.17), — крупнейшее в России предприятие с развитым производством, системой отгрузки и доставки товарной продукции потребителю [5]. Весь производственный комплекс предприятия занимает площадь порядка 100 га.



Рис. 4.17

Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту

Завод принимает нестабильный газовый конденсат, проводит его дезта-низацию и осуществляет поставку на Сургутский завод по стабилизации кон-денсата им. В. С. Черномырдина по конденсатопроводу «Уренгой — Сургут». На Сургутский завод для дальнейшей переработки уходит 75% нестабильного конденсата, а из оставшегося готовят товарную продукцию: 14 наименований с качеством, соответствующим государственным стандартам (моторные топлива и сжиженные газы) [31].

Директором Новоуренгойского завода ПКТ с 2011 г. является Чернухин Игорь Викторович.



Игорь Викторович Чернухин
Директор Новоуренгойского ЗПКТ

И. В. Чернухин родился 16 мая 1966 г. в селе Тамбовка Терского района Кабардино-Балкарской АССР.

В 1978 г. переехал в г. Новый Уренгой, где в 1983 г. окончил школу и был направлен от ПО «Уренгойгаздобыча» на учебу в Тюменский индустриальный институт им. Ленинско-го комсомола.

В 1988 г. прибыл по направлению института на завод по переработке газового кон-денсата ПО «Уренгойгаздобыча», затем завод по подготовке конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка», позднее «Управление по подготовке конденсата к транс-порту».

В апреле 2011 г. назначен на должность директора Новоуренгойского ЗПКТ.

Основные этапы становления и развития Новоуренгойского ЗПКТ

В связи с началом эксплуатации Уренгойского и Ямбургского месторождений, обладающих значительными запасами жидких углеводородов, в 1985 г. были построены Уренгойский завод деэтанализации конденсата и Сургутский завод стабилизации конденсата [32].

В 1985 г. на Новоуренгойском заводе была пущена первая очередь по переработке газового конденсата, в 2001 г. — вторая. С 2006 г. на заводе начат выпуск арктического дизельного топлива, качественные показатели которого значительно улучшены по сравнению с дизельным топливом, производимым на ЗПКТ с начала его производственной деятельности [33].

В 2007 г. с созданием ООО «Газпром переработка» Новоуренгойский завод вошел в состав компании, а с 2008 г. стал называться заводом по подготовке конденсата к транспорту [34].

С июля 2008 г. от ЗАО «Ачимгаз» на установку деэтанализации конденсата № 1 стал поступать нестабильный конденсат ачимовских залежей Уренгойского НГКМ, который отличается большим содержанием тугоплавких высокомолекулярных парафинов.

С 2009 г. организована подача на УДК-1 ачимовского конденсата с еще одного технологического объекта Уренгойского НГКМ — УКПГ-22 ООО «Газпром добыча Уренгой» [33].

В 2010 г. введен в эксплуатацию конденсатопровод «Заполярное — Уренгой» протяженностью 210,9 км, что позволило увеличить загрузку мощностей Уренгойского ЗПКТ и Сургутского ЗСК [5].

В 2011 г. на заводе была проведена работа по достижению проектной производительности установки деэтанализации конденсата первой очереди (УДК-1).

В 2012 г., благодаря построенному и введенному в эксплуатацию блоку одоризации, обеспечен массовый переход на производство сжиженных газов в соответствии с требованиями ГОСТа [35].

В 2012 г. на завод поступило сырье от новых промысловых установок Заполярного месторождения ООО «Газпром добыча Ямбург».

15 января 2013 г. на завод поступило 120 млн т нестабильного газового конденсата [36].

19 февраля 2013 г. на заводе была отгружена первая промышленная партия топлива ТС-1 (авиационного керосина) для применения в гражданской авиации [36, 37]. Топливо ТС-1 отгружено с наливной эстакады ЗПКТ в объеме 65 т для аэропорта г. Курган.

За 2013 г. на Новоуренгойский ЗПКТ поступило на переработку свыше 10,5 млн т нефтегазоконденсата за счет применения инновационной присадки при транспортировке конденсата. Это позволило обеспечить подачу готовой продукции на Сургутский ЗСК в объеме 8,7 млн т.

В 2014 г. Новоуренгойский ЗПКТ отметил свое 30-летие. Накануне юбилея все те, кто проезжал по межпромысловой трассе, не могли не заметить новый знак, указывающий направление на завод по подготовке конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка» [38]. Это стела, представленная в виде ректификационной колонны (рис. 4.18). Такое образное решение напрямую связано со спецификой деятельности завода. В основание стелы была заложена

капсула с посланием к потомкам, которую коллектив заводчан должен вскрыть в год 50-летия ЗПКТ — в 2034 г.



Рис. 4.18

Закладка капсулы с посланием к потомкам в стелу, указывающую направление к Новоуренгойскому заводу ПКТ. Заместитель директора по общим вопросам Игорь Белявский и начальник РММ Андрей Ходаков

К 30-летию ЗПКТ с месторождения Надым-Пур-Тазовского региона принято 195 млн 848 тыс. т нестабильного конденсата. Выработано продукции: деэтанализованного конденсата — более 146 млн 500 тыс. т; стабильного конденсата — более 8 млн т; дизельного топлива — более 3 млн 750 тыс. т; дистиллята газового конденсата — более 5 млн 500 тыс. т; ШФЛУ — более 490 тыс. т; пропана — более 128 тыс. т; газа деэтанализации — более 28 млрд м³; топлива для реактивных двигателей — более 10 тыс. т [38].

В 2014 г. на ЗПКТ принято более 11,5 млн т углеводородного сырья, что близко к максимальным проектным значениям завода по переработке газового конденсата. По трубопроводу «Сургут — Уренгой» откачено более 9,4 млн т деэтанализованного конденсата [40].

В 2014 г. на заводе начали реализовывать проект по альтернативной схеме переработки ачимовского конденсата. Планируется построить установку стабилизации конденсата и насосную по перекачке сырья с трубопроводной системой. В декабре ЗПКТ приступил к строительству головной насосной станции № 2, пуск которой позволил значительно увеличить мощность по отгрузке деэтанализованного конденсата на Сургутский ЗСК [38].

В 2014 г. ЗПКТ вышел на значимые объемы производства реактивного топлива марки ТС-1. В январе 2015 г. на заводе увеличилось производство стабильного конденсата — 15 000 т против 8590 т в декабре 2014 г. [41].

Сырьевая база, производство и основные виды продукции

Суммарная мощность Новоуренгойского ЗПКТ по переработке нестабильного конденсата составляет около 12 млн т/год.

Новоуренгойское УПКТ перерабатывает нефть и газовый конденсат ПАО «Газпром», поставляемый ООО «Газпром добыча Уренгой» и другими газодобывающими предприятиями [5].

Компонентно-фракционный состав газоконденсата, поступающего на Новоуренгойский ЗПКТ, представлен в таблице 4.4.

Компонентно-фракционный состав газоконденсата [8]

Компоненты и фракции	% масс.
C ₂	4,18
C ₃	9,66
C ₄	13,45
H ₂ S	—
C ₅ –C ₆	10,46
Бензиновая фракция	46
Дизельная фракция	12
Более 360	0,72

С месторождений нестабильный газовый конденсат поступает для деэтанализации на Новоуренгойский ЗПКТ, после чего около 70% деэтанализированного газового конденсата транспортируют на Сургутский ЗСК, а газ деэтанализации отгружают в магистральный газопровод. Остальные 30% деэтанализированного газового конденсата стабилизируют и получают ШФЛУ и стабильный газовый конденсат, часть которого перерабатывают на установке производства дизельного топлива. На этой установке производят дизельное топливо широкого фракционного состава, бензиновую фракцию, автомобильный бензин и кубовый остаток. Перерабатывая ШФЛУ, получают пропановую и пропан-бутановую фракции. Смесь бензиновой фракции и кубового остатка используется вместе со стабильным конденсатом как аналог стабильного конденсата [5].

На рисунке 4.19 представлена схема потоков Новоуренгойского ЗПКТ, а в таблице 4.5 — технологическая структура, состав и мощности установок завода.

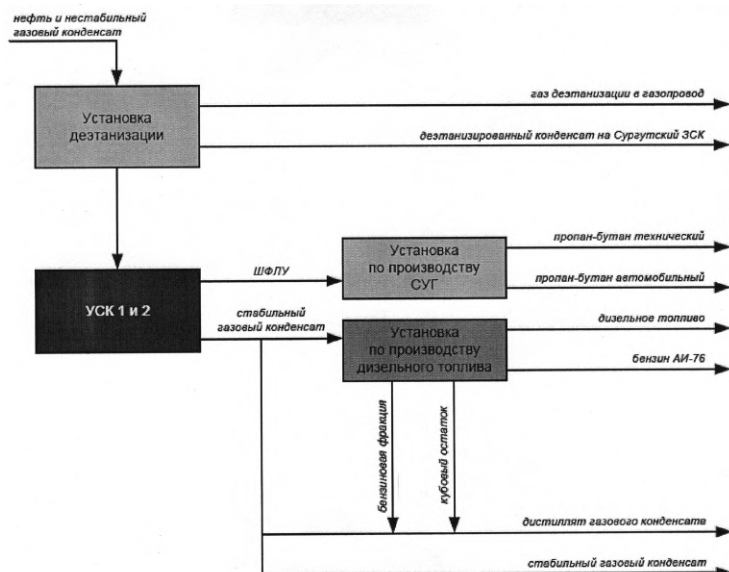


Рис. 4.19

Блок-схема Новоуренгойского ЗПКТ [5]

Таблица 4.5

Технологическая структура, состав и мощности установок, тыс. т/год [5]

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Дезтанизация конденсата	УДК	1985	6500
Выветривание и стабилизация конденсата	УВК+УСК 1-я линия	Нет данных	675
	УВК+УСК 2-я линия	То же	675
Производство СУГ	УПП	То же	130
Производство дизельного топлива	УПДТ	То же	200

УДК-1 (установка дезтанизации конденсата) — головная установка Новоуренгойского ЗПКТ, сырьем является нестабильный конденсат, соответствующий техническим требованиям (табл. 4.6), поступающий с установок низкотемпературной сепарации газа Уренгойского газоконденсатного месторождения (Валанжин) и с установок низкотемпературной сепарации газа Ямбургского газоконденсатного месторождения.

Таблица 4.6

Технические требования конденсата газового нестабильного по ТУ 0575174-02-88

Показатели	Норма	
	УГПУ	ЯГД
Содержание компонентов C_1-C_2 , % масс., не более:		
t_{HTC} до $-20^{\circ}C$	15	15
t_{HTC} до $-20^{\circ}C$	20	20
Объемное содержание свободной метанольной воды в стабильной части, %, не более	0,1	0,1
Содержание механических примесей в стабильной части, % мас., не более	0,05	0,1
	Определяется по требованию	
Массовая концентрация хлористых солей в стабильной части, мг/дм ³ , не более	10	10
Плотность при $20^{\circ}C$, г/см ³	Не нормируется, определение обязательно	

На установке получают дезтанизированный конденсат и газ дезтанизации в соответствии с техническими требованиями, представленными в таблицах 4.7 и 4.8.

Таблица 4.7

Технические требования на дезтанизированный конденсат по СТП 05751745-67-92

№ п/п	Наименование показателя	Норма	
		УГПУ	ЯГД
1	Массовая доля компонентов C_1-C_2 , %, не более: t_{HTC} $^{\circ}C$ до -20 t_{HTC} $^{\circ}C$ до -20	15	15
		20	20
2	Объемное содержание свободной метанольной воды в стабильной части, %, не более	0,1	0,1
3	Массовая доля механических примесей в стабильной части, %, не более	0,05	0,1
		Определяется по требованию	
4	Массовая концентрация хлористых солей в стабильной части, мг/дм ³ , не более	10	10
5	Плотность при $20^{\circ}C$, г/см ³	Не нормируется, определение обязательно	

Технические требования на газ деэтанализации

Наименование показателя	Норма
Сумма углеводородов C_{5+} выше, % масс., не более	2
Плотность при 20°C кг/м ³	Не нормируется

Установка состоит из четырех идентичных ниток производительностью по нестабильному конденсату 1,54 млн т/год каждая (суммарная мощность 6,16 млн т/год), которые работают по одноколонной схеме с отделением газа от конденсата в две ступени: в сепараторах-выветривателях отделяется газ сепарации, в колонне — газ деэтанализации.

В состав одной технологической нитки входит:

- сепаратор-выветриватель С-301а — 2 шт.;
- деэтанализатор К-301а — 1 шт. Представляет собой вертикальный цилиндрический аппарат переменного сечения диаметром 2000 мм в верхней части и 2400 — в нижней. Внутри деэтанализатора — 37 ситчатых тарелок, на которых методом абсорбционной ректификации осуществляется разделение на метано-этановую фракцию и деэтанализованный конденсат;
- теплообменник Т-301а — 2 шт.;
- воздушные холодильники: ВХ-301а — 4 шт., ВХ-302а — 2 шт., ВХ-303а — 1 шт.;
- печь П-301а — 1 шт.;
- насос циркулирующей жидкости Н-301а — 2 шт.

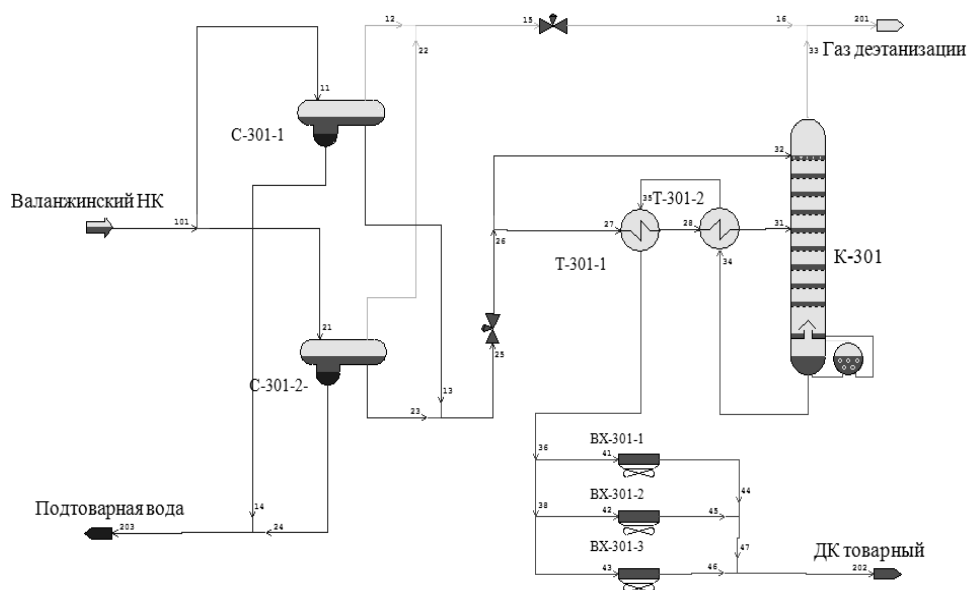
На рисунке 4.20 представлены принципиальные схемы действующих линий УДК-1 и реконструированной линии для принятия ачимовского конденсата, который является основным сырьем на долгосрочную перспективу линий УДК-1.

Перечень продукции, выпускаемой Новоуренгойским УПКТ [5, 42]:

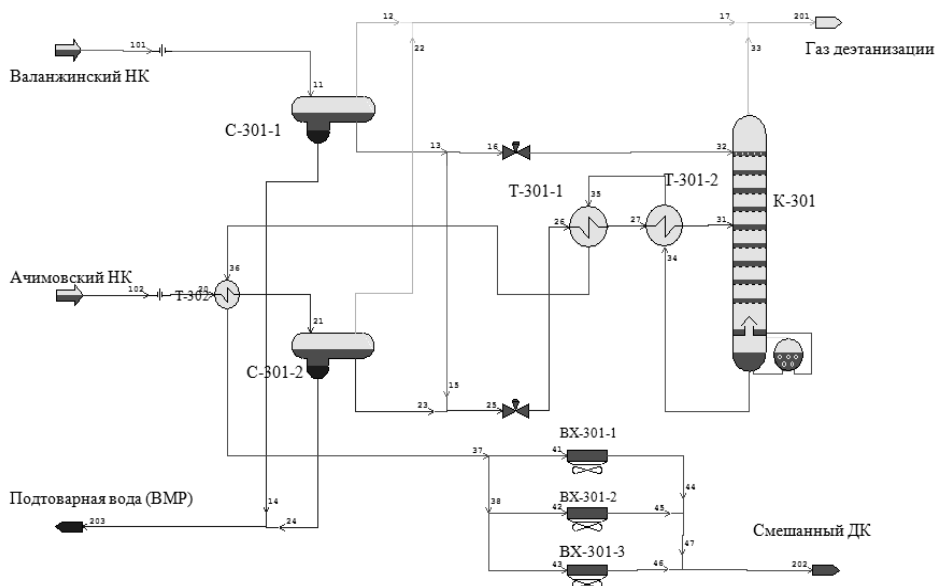
- газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения;
- газ деэтанализации;
- сжиженные углеводородные газы (ПТ, ПБТ, ПА, ПБА и др.);
- конденсат газовый деэтанализованный;
- конденсат газовый стабильный;
- широкая фракция легких углеводородов;
- бензин автомобильный Регуляр-92;
- зимнее дизельное топливо, сера $\leq 0,2\%$ (внеклассное, для собственных нужд ПАО «Газпром»);
- топливо для реактивных двигателей марки ТС-1.

Качество выпускаемого топлива ТС-1 соответствует требованиям ГОСТ 10227-86 и Технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Мощности ЗПКТ позволяют производить до 62 тыс. т топлива ТС-1 в год [37].

В таблице 4.9 показана отгрузка некоторых продуктов, выпускаемых Новоуренгойским ЗПКТ, на внутренний рынок.



a



б

Рис. 4.20

Принципиальные схемы действующих линий (а) и реконструированной технологической линии УДК-1 для приема ачимовского конденсата (б) Новоуренгойского ЗПКТ: С-301 — сепаратор-выветриватель; К-301 — деэтанализатор, Т-301 — теплообменники; ВХ-301, ВХ-302, ВХ-303 — воздушные холодильники.

Поставки некоторых продуктов на внутренний рынок [5]

Продукт	Потребитель
Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения, млн м ³	Тюменская область
	В магистральный газопровод ОАО «ГАЗПРОМ»
Нафта	На мини-НПЗ и нефтебазы
Газы углеводородные сжиженные	Для коммунально-бытовых нужд, автотранспорта и прочих целей

Перспективы развития Новоуренгойского ЗПКТ

Перспективы развития Новоуренгойского ЗПКТ, так же как и Сургутского ЗСК, связаны с реконструкцией и созданием новых перерабатывающих мощностей, вводом объектов реализации готовой продукции с целью повышения эффективности действующих объектов. Проекты будут осуществлены за счет инвестиций ООО «Газпром переработка» и ПАО «Газпром».

В первую очередь планируется реконструкция дожимной компрессорной станции и строительство установки подготовки газов деэтанализации (УПГД).

Необходимость проведения комплексной модернизации газомоторных компрессоров типа МК-8 дожимной компрессорной станции (ДКС) связана в первую очередь с тем, что в соответствии со стратегией развития ПАО «Газпром» в ближайшие годы планирует окончание строительства Новоуренгойского нефтегазохимического комплекса (НГХК) и запуск его в эксплуатацию. Необходимое сырье для работы НГХК будет поставлять ЗПКТ, и основная нагрузка будет возложена на дожимную компрессорную станцию.

Оборудование ДКС (в том числе и 10 действующих компрессоров) используется более 25 лет, а с увеличением объемов компримирования газа и, соответственно, дополнительной нагрузкой на оборудование вопрос надежности и эффективности его работы на сегодняшний день остается одним из актуальных.

В ближайшие годы завод станет участником реализации проектов ПАО «Газпром» по развитию схемы транспорта и переработки жидких углеводородов в Надым-Пур-Тазовском регионе. Это значительно повысит уровень добычи газа компанией ООО «Газпром добыча Уренгой» в регионе за счет углеводородного газа ачимовских отложений Уренгойского НГКМ.

Для обеспечения приема, транспортирования и переработки сырья планируется реализовать ряд крупных производственных проектов, среди которых расширение второй очереди УПКТ, установки стабилизации конденсата ачимовских залежей Надым-Пур-Тазовского региона [33].

Ачимовский конденсат является основным сырьем на долгосрочную перспективу для Новоуренгойского ЗПКТ благодаря продуктивности и количеству запасов ачимовских пластов, перспективно также использование газового конденсата с неокотских залежей Заполярного НГКМ, освоение которых с 2011 г. обеспечивает ООО «Газпром добыча Ямбург» [33].

Предстоящее введение в эксплуатацию Новоуренгойского ГХК требует увеличения мощности Новоуренгойского ЗПКТ. ПАО «Газпром» намерено реконструировать дожимную компрессорную станцию завода и построить новую установку подготовки газа дезанизации. Окончание работ запланировано на 2019 г.

Контактная информация

Полное наименование организации	Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту
Почтовый адрес	629300, Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ, г. Новый Уренгой, Северная промзона
Телефон	(3494) 99-69-24

4.1.5. Сургутский завод стабилизации конденсата имени В. С. Черномырдина (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром переработка»)

Сургутский завод стабилизации конденсата (СЗСК), расположенный в Тюменской области Ханты-Мансийского АО — Югре [5], входит в состав ООО «Газпром переработка» и вместе с Новоуренгойским УПКТ представляет единый технологический комплекс по переработке нефтегазоконденсатной смеси с Федоровского, Быстринского, Западно-Сургутского, Яунлорского, Лянторского и других месторождений Сургутского района.

Завод является крупнейшим в России предприятием с развитым производством и системой отгрузки и доставки потребителю товарной продукции — моторных топлив и сжиженных газов (рис. 4.21). СЗСК производит более 20 видов товарной продукции, в том числе моторные топлива, авиакеросин, сжиженные углеводородные газы.

Основные технологические установки — три установки стабилизации конденсата: УСК-1, УСК-2 и УСК-3. С пуском 8–9-й нитки установки стабилизации конденсата № 3 Сургутский ЗСК вышел на проектную мощность по переработке 12 млн т сырья в год, что дает возможность «Газпрому» последовательно наращивать добычу газа [43].



Рис. 4.21

Сургутский завод стабилизации конденсата

Директор Сургутского ЗСК — Андрей Борисович Дорошук, ранее занимавший должность заместителя директора по производству.



Андрей Борисович Дорошук

Директор Сургутского завода стабилизации конденсата

А. Б. Дорошук работает на заводе с 1993 г. в должности оператора технологических установок, ведущего технолога производства № 2 (моторных топлив), заместителя начальника производственно-диспетчерской службы, главного технолога завода.

Участвовал в разработке более 15 предложений по рационализации и одного изобретения, экономический эффект от внедрения которых превысил один миллиард рублей.

В июле 2015 г. назначен директором Сургутского завода стабилизации конденсата.

Основные этапы становления и развития Сургутского ЗСК

Проект будущего завода был выполнен в октябре 1982 г., а в 1983 г. его утвердил Мингазпром. В марте 1983 г. начались подготовительные работы и строительство завода [44].

12 апреля 1984 г. Виктор Черномырдин — тогдашний заместитель Министра газовой промышленности СССР и начальник Всесоюзного промышленного объединения по добыче газа в Тюменской области «Тюменьгазпром» — подписал приказ об организации в составе производственного объединения «Сургуттрансгаз» завода по стабилизации конденсата.

Это событие стало отправной точкой в истории предприятия. В соответствии с Указом Президента РФ от 22.11.2011 г. Сургутскому ЗСК присвоено имя В. С. Черномырдина.

Сургутский завод стабилизации конденсата был основан в 1985 г. в связи с введением в эксплуатацию Уренгойского и позже Ямбургского месторождений, обладающих значительными запасами жидких углеводородов [45].

В июне 1985 г. на завод поступил первый конденсат, и уже в августе его приняли на переработку. Завод получил первую продукцию. С января по октябрь 1987 г. на заводе получено почти 800 тыс. т стабильного конденсата. В январе 1986 г. ЗСК начал производить зимнее дизельное топливо, которое использовали для нужд предприятий в регионе [44].

В 1993 г. на ЗСК была введена в эксплуатацию установка производства моторных топлив производительностью 4 млн т/год по сырью, что позволило начать крупнотоннажное производство автобензинов в соответствии с ГОСТ [44]. В 1994 г. была куплена блочная установка риформинга фирмы PetroFas и начат выпуск высокооктанового автобензина.

В 1997 г. была построена и пущена в эксплуатацию газофракционирующая установка. С 1998 г. на заводе начали выпускать зимнее дизельное топливо с депрессорными присадками. В 2002 г. запущена первая очередь установки облагораживания моторных топлив ЛКС 35-64 (секции гидроочистки и риформинга бензиновой фракции) мощностью миллион тонн в год, что позволило увеличить количество выпускаемого заводом бензина в шесть раз. Вторую очередь ввели в эксплуатацию в 2003 г.

В 2005 г. на заводе начали выпускать топливо для реактивных двигателей марки ТС-1. На данный момент на заводе производится 160 тыс. т авиакеросина в год [44].

В 2005–2008 гг. была реконструирована установка каталитического риформинга и заменен катализатор установки ЛКС 35-64 на полиметаллический. В эти же годы были построены установки утилизации сбросных газов производительностью 270 тыс. т/год и регенерации метанола — 20 тыс. м³/год [5].

В 2011 г. увеличились объемы переработки в среднем на 15% за счет замены контактных устройств в колоннах стабилизации на устройства клапанного типа фирмы KOCH-GLITSCH («Кох-Глич», Италия) на трех технологических линиях установок стабилизации конденсата.

В апреле 2011 г. произведена загрузка катализатора в реакторный блок установки гидроочистки керосиновой фракции комплекса облагораживания моторных топлив, что позволило снизить содержание серы в дизтопливе до нормируемых показателей для соответствия дизельного топлива классу 5 [46].

В апреле 2012 г. введен конденсатопровод Заполярье — Уренгой, который дополнительно подает сырье в объеме 1,5 млн т, в том же году введена в эксплуатацию установка утилизации низконапорных сбросных газов, основной функцией которой является решение проблемы утилизации сбросного газа, близкого по составу к нефтяному попутному газу [47].

В 2012 г. ввели в строй две эстакады — налива топлива для реактивных двигателей марки ТС-1 и слива метил-*трет*-бутилового эфира (МТБЭ), которые позволили отгружать продукцию непосредственно в железнодорожные цистерны. В 2012-2013 гг. построены и запущены установки на 2 млн т по отгрузке газового конденсата. В 2013 г. начато строительство первой в Западной Сибири установки изомеризации проектной мощностью 350 тыс. т в год по сырью, ввод которой позволяет выпускать моторные топлива, соответствующие требованиям класса 5 Технического регламента (аналоги Евро-5) [47].

В 2014 г. введена в эксплуатацию установка стабилизации конденсата № 3 (УСК-3) (рис. 4.22).

Генеральный проектировщик установки — ОАО «ВНИПИгаздобыча», генподряд по строительству объекта осуществляло ОАО «Салават нефтехимремстрой». Установка состоит из двух технологических линий (восьмой и девятой), годовая производительность каждой — 2 млн т сырья в год. Их пуск позволил увеличить проектные перерабатывающие мощности завода с 8 до 12 млн т в год [48].



Рис. 4.22

Установка стабилизации конденсата № 3 (УСК-3) [48]

В декабре 2014 г. на Сургутском ЗСК началось строительство установки очистки пропановой фракции от метанола с блоком осушки товарной продукции. Добыча газоконденсатных смесей на северных месторождениях, таких как Ямбургское и Уренгойское, требует добавления в эти смеси большого количества метанола в качестве ингибитора гидратообразования, поэтому возникает проблема высокого содержания метанола в конечных продуктах переработки конденсата, что ухудшает качество выпускаемого продукта, и, соответственно, рынок сбыта сужается [49].

В 2016 г. Сургутский ЗСК переработал 9,6 млн т сырья и произвел 1,5 млн т автомобильных бензинов, свыше 720 тыс. т дизельного топлива, более 2,7 млн т сжиженных углеводородных газов.

Сырьевая база, производство и основные виды продукции

Сургутский ЗСК вместе с Новоуренгойским ЗПКТ представляют единый технологический комплекс, сырьевой базой которого являются газоконденсатные месторождения Надым-Пур-Тазовского района — Уренгойское, Ямбургское и другие, обладающие значительными запасами жидких углеводородов.

На завод для переработки по конденсатопроводу Уренгой — Сургут поступает нефтегазоконденсатная смесь после дезтанизации с Новоуренгойского УПКТ [5].

Компонентно-фракционный состав газоконденсата, поступающего на Сургутский ЗСК, представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10

**Компонентно-фракционный состав газоконденсата,
поступающего на Сургутский ЗСК [50]**

Компоненты и фракции	% масс.
C ₂	0,53
C ₃	14,57
C ₄	18,59

Компоненты и фракции	% масс.
H ₂ S	—
C ₅ –C ₆	13,56
Бензиновая фракция	40
Дизельная фракция	10
Более 360°C	3

Перечень основных установок Сургутского ЗСК, их мощности приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11

Технологическая структура, состав и действующие мощности основных установок Сургутского ЗСК, тыс. т/год [5]

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Стабилизация деэтанализованного конденсата	УСК-1	1985	5750
	УСК-2	1988	2300
	УСК-3	2014	4000
Первичная переработка углеводородного сырья	Установка моторных топлив (УМТ)	1993	4000
Каталитический риформинг	ОПУ RF	1994	100
Фракционирование легких углеводородов	Блок извлечения изопентана (БИИ)	1997	1440
	Установка получения пропана (УПП)	1997	1000
Гидроочистка бензиновых фракций (облагораживание)	ЛКС 35-64	2002	1000
Каталитический риформинг			1100
Депарафинизация дизтоплива			600
Гидроочистка топлив			750
Установка утилизации низконапорных сбросных газов		2005–2008	270
Установка регенерации метанола			20

Установки стабилизации конденсата (УСК-1, УСК-2 и УСК-3) состоят из девяти действующих технологических линий (УСК-1 — из пяти линий, УСК-2 и УСК-3 — из двух линий каждая).

Продукция установок — стабильный конденсат (СК), ШФЛУ и сбросной газ, утилизируемый на Сургутском ГПЗ и в топливной системе Сургутского ЗСК. Пятая и седьмая линии стабилизации модернизированы под переработку стабильного конденсата, получаемого на четвертой и шестой линиях соответственно, и производство дизельного топлива и бензиновой фракции.

Мощность пятой и седьмой линий достигает 0,75 млн т/год каждая. Мощность остальных линий УСК-1 и УСК-2 — 1,15 млн т/год по сырью каждая. Годовая производительность восьмой и девятой линий (УСК-3) — 2 млн т сырья в год каждая. Проектная перерабатывающая мощность завода 12 млн т в год [5, 48].

Установка моторных топлив (УМТ), основное назначение которой выработка базовых фракций для их вторичной переработки на установке ЛКС 35-64, состоит из одной технологической линии первичной перегонки стабильного конденсата, полученного на УСК.

После первичной переработки на УМТ и вторичной переработки на ЛКС 35-64 на заводе выпускают легкую бензиновую фракцию, высокооктановый автобензин, авиакеросин, зимнее и арктическое дизтопливо [5].

Установка каталитического риформинга содержит одну технологическую линию вторичной переработки бензиновой фракции. Продукция установки — стабильный риформат, являющийся компонентом высокооктанового автобензина, и ШФЛУ, которая возвращается в исходное сырье завода.

На заводе выпускаются бензины Нормаль-80, Регуляр-92, Премиум-95. Для компаундирования автобензинов используют стабильный риформат, изопентановую фракцию (вырабатывается на установке извлечения изопентана из ШФЛУ), МГБЭ (закупается) и легкую бензиновую фракцию [5].

Установка извлечения изопентана из ШФЛУ и получения пропана предназначена для производства изопентановой, пентан-гексановой, пропановой и бутановой фракций, а также их смесей в различных соотношениях.

Установка включает блок извлечения изопентана (БИИ), который состоит из трех технологических линий фракционирования ШФЛУ мощностью по сырью 480 тыс. т/год каждая, и узел получения пропана (УПП), состоящий из двух линий фракционирования пропан-бутановой фракции мощностью 500 тыс. т/год каждая [5].

Установка облагораживания моторных топлив ЛКС 35-64 (установка вторичной переработки стабильного конденсата) включает следующие блоки:

- каталитический риформинг бензиновой фракции мощностью 1 млн т/год (секция 100);
- депарафинизация дизтоплива мощностью по сырью 600 тыс. т/год (секция 200);
- гидроочистка авиакеросина мощностью по сырью 750 тыс. т/год (секция 300);
- гидроочистка бензиновых фракций мощностью по сырью 1,1 млн т/год (секция 400) [5].

Секция 200 установки ЛКС 35-64 была спроектирована по технологии фирмы «Мобил». В первый реактор загружен катализатор гидрообессеривания (АКМ), а во второй — катализатор депарафинизации (СГК-1) [51].

На заводе имеются также: установка утилизации сбросных газов на 270 тыс. т/год, регенерации метанола — на 20 тыс. м³/год, установки очистки пропановой фракции и установка утилизации низконапорных сбросных газов [5, 47].

Схема основных потоков Сургутского ЗСК представлена на рисунке 4.23.

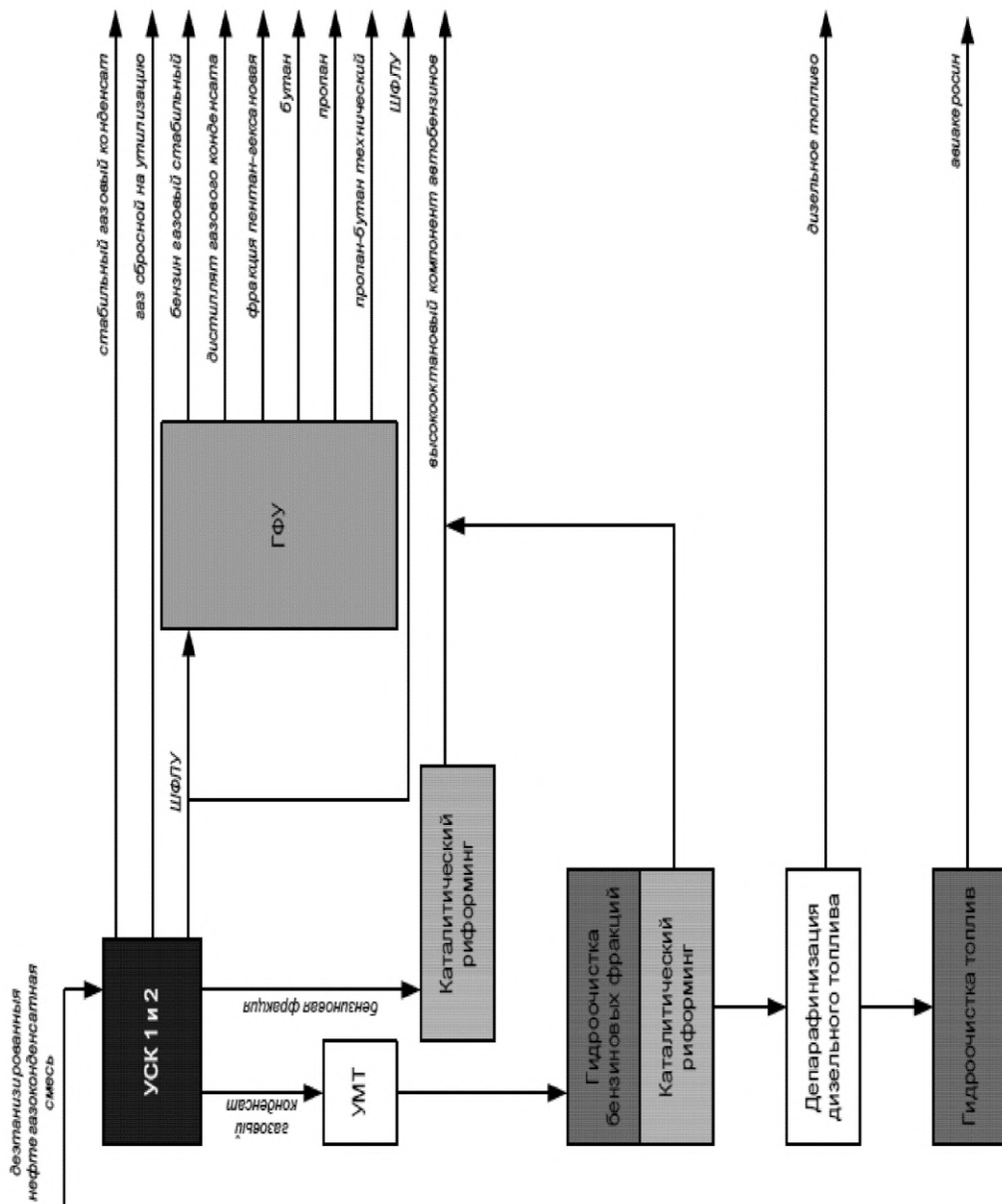


Рис. 4.23

Блок-схема Сургутского завода стабилизации конденсата (СЗСК)

Продукция, выпускаемая на Сургутском ЗСК [5, 42]:

- ШФЛУ (на завод дополнительно поступает ШФЛУ с Губкинского ГПК и с Ноябрьского ГПЗ. На Сургутском ЗСК ШФЛУ перерабатывают и выделяют различные углеводородные фракции);
- нафта: дистиллят газового конденсата легкий; фракция пентан-гексановая;
- конденсат газовый стабильный;
- газы углеводородные сжиженные: ПТ, БТ, ПБТ, СПБТТ и др.;

- метанол;
- топливо для реактивных двигателей марки ТС-1;
- бензины автомобильные различных марок: Нормаль-80; Регуляр-92;

Премиум-95;

- дизельное топливо: зимнее, сера $\leq 0,2\%$; арктическое.

Дизельное топливо Сургутского ЗСК отличается низким содержанием серы, не превышающим 10 мг/кг [47].

Товарная продукция с завода доставляется потребителям железнодорожным, водным, автомобильным и трубопроводным транспортом, поставки осуществляются как на внутренний рынок (табл. 4.12, рис. 4.24), так и на международный (нафта экспортируется в порты Калининград, Светлый, Балтийск; газы углеводородные сжиженные — в Латвию, Польшу, Украину, Венгрию, Белоруссию, Казахстан) [5].

Таблица 4.12

Поставки продукции Сургутского ЗСК на внутренний рынок [5]

Продукт	Потребитель
Конденсат газовый стабильный	Газпром нефтехим Салават
ШФЛУ	Тобольск-Нефтехим
	Нижнекамскнефтехим
	ЛУКОЙЛ-Нефтехим
	Газпром нефтехим Салават
Нафта	Нижнекамскнефтехим
	Синтез-Каучук
	На мини-НПЗ, нефтебазы и пр.
Газы углеводородные сжиженные	Нижнекамскнефтехим
	Томскнефтехим
	СИБУР-Нефтехим
	Омский каучук
	Пермнефтегазпереработка
	Казаньоргсинтез
	ЛУКОЙЛ-Нефтехим
	Для коммунально-бытовых нужд, автотранспорта и прочих целей (дизтопливо, автомобильный бензин)



Рис. 4.24

Отгрузка товарной продукции

Совершенствование технологии производства зимнего дизельного топлива и способ улучшения качества автомобильного бензина

Зимнее дизельное топливо производится на установке ЛКС 35-64 на двух секциях: секция 200, состоящая из трех реакторов, и секция 300 с одним работающим реактором.

К 30-летию Сургутского ЗСК был разработан ряд технологий по совершенствованию производства зимнего дизельного топлива.

1. По старой технологии в первый реактор установки загружен катализатор гидрообессеривания (АКМ), а во второй — катализатор депарафинизации (СГК-1). Но так как цеолитный катализатор легче дезактивируется газообразными сероводородом и аммиаком, образующимися при гидродепарафинизации, чем жидкими серо- и азотсодержащими соединениями, то была разработана новая технология. По новой технологии в первые два реактора загружают катализатор депарафинизации СГК-1, а в третий — катализатор гидрообессеривания КГУ-950. После ряда экспериментов установили, что для производства зимнего дизтоплива с низкозастывающими характеристиками, соответствующими ГОСТ 305-82, по новой технологии плотность сырья при 20°C не должна превышать 0,8280 г/см³, а температура конца кипения сырья должна быть не выше 330°C, тогда плотность дизельной фракции не превышает 0,8340 г/см³ при 20°C, что соответствует требованиям [51].

2. При использовании в качестве сырья депарафинизации фр. 180–360°C выход целевой дизельной фр. 180–340°C уменьшается. Однако при депарафинизации более тяжелой фракции получаемая фр. 180–340°C имеет лучшие низкозастывающие характеристики [52].

3. При облегчении сырья секции 200 установки ЛКС 35-64 за счет вовлечения в дизельное сырье стабильного гидрогенизата керосиновой фракции, после депарафинизации и гидрообессеривания происходит уменьшение выхода смесового зимнего топлива и увеличение выхода бензина и газов из-за крекинга возросшей легкой части дизельной фракции. В ходе ряда исследований были найдены технологические условия для производства смесового зимнего дизтоплива, отвечающего требованиям ГОСТ Р 52368-2005. За счет вовлечения в процесс стабилизированного гидрогенизата керосиновой фракции можно быстро получать арктическое топливо с низкими температурами застывания и незначительным содержанием серы [53].



Рис. 4.25

Традиционная красная лента на пусковом объекте. Слева направо: Директор Сургутского ЗСК Петр Воронин, Генеральный директор ООО «Газпром переработка» Юрий Важенин, заместитель Директора Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ПАО «Газпром» Игорь Афанасьев

4. При модификации существующей схемы производства зимнего дизтоплива можно достигнуть увеличения его выхода и понижения температур хладотекучести. Для этого необходимо фракционировать сырье на три фракции: 140–280, 280–340, 340+°С с переработкой по разработанной технологии, где стабилизат гидрогенизата 165+°С, полученный из фр. 140–280°С (после гидрообессеривания), 280–340°С (после депарафинизации и обессеривания) используют для производства зимнего дизельного топлива. Фракция 340+°С служит сырьем для установок крекинга [54].

Итоги работы в юбилейном году

2014 г. был юбилейным для завода, коллектив отпраздновал 30-летие предприятия. Этой дате была посвящена 155-миллионная тонна нефтегазоконденсатной смеси, принятой на переработку в марте 2014 г. В августе Сургутский ЗСК стал лауреатом ежегодного окружного конкурса «Черное золото Югры», получив победу в номинации «Лучший газоперерабатывающий завод ХМАО — Югры». Руководитель филиала Петр Воронин был награжден как «Лучший директор газоперерабатывающего завода ХМАО — Югры» (Ханты-Мансийский автономный округ).

За эти годы было произведено более 140 млн т товарной продукции, в том числе автомобильных бензинов, дизельного топлива, авиационного керосина. Этого количества могло бы хватить для обеспечения потребности в моторных топливах всей страны в течение 2 лет, Уральского федерального округа — в течение 20 лет, а Ханты-Мансийского автономного округа — Югры — в течение 100 лет, сообщили на Сургутском ЗСК.

Кроме того, если этот объем продукции налить в железнодорожные цистерны, то состав имел бы длину около 30 тыс. км, или три четверти окружности земного шара, сообщила пресс-служба ООО «Газпром переработка».

Основные результаты реорганизации перерабатывающих предприятий на базе ООО «Газпром переработка» были оглашены 17 мая 2017 г. на заседании Правления Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков [42].

Суммарная проектная мощность объектов:

— до реорганизации — 36,7 млн т/год — по НК, 4,2 млрд м³/год — по газу;

— после реорганизации — 50,3 млн т/год — по НК, 109 млрд м³/год — по газу.

Численность персонала:

— до реорганизации — 13 400 чел.;

— после реорганизации — 28 600 чел.

Перспективы развития

Перспективы развития завода связаны с повышением эффективности действующих объектов за счет реконструкции и создания новых перерабатывающих мощностей.

Для модернизации производства автомобильных бензинов на СЗСК планируется пуск установки гидроизомеризации низкооктановой пентангексановой фракции. Данная установка позволит повысить ОЧ фр. на 20–22 ед. и улучшить качество сырья для установки каталитического риформинга. Целесообразно также выполнить технико-экономические расчеты и рассмотреть возможность организации на заводе производства МТБЭ или ЭТБЭ,

МТАЭ или ЭТАЭ, изооктенов, из которых гидрированием получают изооктан. Освоение на СЗСК производства оксигенатов позволит получать товарные бензины с ОЧ 95 и выше [55]. В настоящее время ШФЛУ направляется в Тобольск в «СИБУР Холдинг», а оттуда получают МТБЭ, который используется на Сургутском ЗСК в качестве высокооктанового компонента автомобильных бензинов [46].

На СЗСК выработка ШФЛУ может вырасти до 1,5 млн т в год, что связано с вводом в эксплуатацию восьмой и девятой ниток установки стабилизации конденсата (УСК-3) и, соответственно, увеличением мощности завода по сырью до 12 млн т в год. «СИБУР» намерен заключить долгосрочный контракт с Сургутским ЗСК для поставки всего ШФЛУ СЗСК на мощности «СИБУРа» для реализации их газохимических проектов, так как возможен дефицит легкого углеводородного сырья.

В планах завода — ввод в эксплуатацию установки изомеризации легкой бензиновой фракции и установки по очистке пропановой фракции от метанола, а также расширение номенклатуры выпускаемой продукции; планируется производство авиационного топлива для газотурбинных двигателей JET A-1 [48]. В качестве перспектив развития предприятия рассматривается возможность создания производств по выпуску полимерной продукции и высокооктановой присадки к бензинам МТБЭ.

Контактная информация

Полное наименование организации	Сургутский завод стабилизации конденсата имени В. С. Черномырдина
Почтовый адрес	628412, Тюменская область, Югра, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Сургут, ул. Университетская, 1
Телефон	(3462) 28-41-72, 28-39-70, 22-03-06
Факс	22-17-48, 28-41-71
Электронный адрес	gpp@gpp.gazprom.ru
Сайт	http://www.gazprom.ru/subsidiaries/list-items/gazprom-pererabotka/

4.1.6. Астраханский ГПЗ (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром добыча Астрахань»)

ООО «Газпром добыча Астрахань», один из самых крупных представителей отечественной газовой индустрии, было образовано в результате реорганизации ООО «Астраханьгазпром», созданного в октябре 1981 г. для освоения Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), открытого в 1976 г. 31 марта 1993 г. ГП «Астраханьгазпром» было включено в перечень дочерних предприятий ООО «Газпром».

Уникальность Астраханского месторождения — в высоком содержании сероводорода в пластовой смеси (до 25%), глубине залегания пластов 4000–4100 м, пластовой температуре 110–115°C и давлении 60 МПа. Геологические ресурсы месторождения оцениваются на уровне: природного газа — 3,7 трлн м³, конденсата — около 900 млн т, нефти — от 1,4 до 10,0 млрд т, серы — 1,5 млрд т.

По технологическим принципам Астраханский газовый комплекс (АГК) можно разделить на следующие объекты:

- промысел, трубопроводы для транспортировки пластовой смеси от установки промысловой подготовки газа (УППГ) до завода;
- газоперерабатывающий завод;
- магистральные трубопроводы и продуктопроводы.

Основные направления деятельности компании:

- добыча газа и газового конденсата и доразведка залежей углеводородного сырья;
- добыча сероводородсодержащего углеводородного сырья;
- переработка газа и конденсата, производство серы, товарного газа, бензина, дизельного и котельного топлива, сжиженных газов;
- научно-исследовательские и проектно-изыскательские работы;
- капитальный ремонт основных фондов;
- охрана окружающей среды при всех видах деятельности;
- обеспечение производства технологической связью и автоматизированными системами управления;
- осуществление грузовых и пассажирских перевозок.

На данный момент ООО «Газпром добыча Астрахань» представляет собой комплекс, объединяющий в единую технологическую цепочку 15 структурных подразделений, в том числе Астраханский газоперерабатывающий завод, осуществляющий переработку газа и газового конденсата, выпускающий широкий список товарной продукции: все виды автомобильных бензинов, дизельное топливо, топочный мазут, природный газ для промышленного и коммунально-бытового назначения, техническую серу (жидкую, комовую и гранулированную), сжиженный газ и т. д.

Предприятие расположено в Астраханской области, Красноярском районе МО «Джанайский сельсовет». Завод является самым крупным предприятием своего профиля на юге России, он постоянно расширяется, увеличивает производственные мощности. Использование современных технологий позволяет предприятию производить продукцию высочайшего качества.



Рис. 4.26

Астраханский газоперерабатывающий завод [56]

Генеральный директор ООО «Газпром добыча Астрахань» — Мельниченко Андрей Викторович.



Андрей Викторович Мельниченко

Генеральный директор ООО «Газпром добыча Астрахань»

А. В. Мельниченко родился 4 января 1964 г. в г. Грозном. В 1986 г. окончил Грозненский нефтяной институт им. акад. М. Д. Миллионщикова по специальности «Химическая технология переработки нефти и газа».

1986–1992 гг. — аспирант, инженер, младший научный сотрудник Грозненского нефтяного института.

1992–1995 гг. — зам. начальника, затем начальник технологического цеха № 15, ведущий инженер отдела главного технолога Грозненского НПК.

1995–2007 гг. — зам. начальника производства по технологии на производство № 3 фракционирования газов, зам. главного инженера по выработке нефтепродуктов и отгрузке товарной продукции аппарата при руководстве заводоуправления, зам. директора по переработке газового конденсата и отгрузке товарной продукции, гл. инженер Астраханского ГПЗ.

2007–2016 гг. — зам. генерального директора по производству ООО «Астраханьгазпром», затем ООО «Газпром добыча Астрахань».

С 2016 г. по настоящее время — Генеральный директор ООО «Газпром добыча Астрахань» ПАО «Газпром».

Основные этапы становления и развития Астраханского ГПЗ

Астраханское газоконденсатное месторождение расположено в придельтовой части Волги в 50–80 км на север от Астрахани.

Исследования на наличие полезных ископаемых в Астраханской области были начаты в 1946 г. Б. А. Волков — первый геолог области, был инициатором создания геолого-разведочной экспедиции. Первые разведочные работы были проведены на юге (район села Промысловка) и на севере области. В результате в 1960-х гг. в пределах Астраханского свода было обнаружено серогазоконденсатное месторождение.

Астраханское газоконденсатное месторождение открыто в 1976 г. В 1983 г. началось строительство первой заводской установки.

Разработка Астраханского газоконденсатного месторождения начата 31 декабря 1986 г. в соответствии с «Проектом опытно-промышленной эксплуатации», разработанным институтом ВНИИГАЗ в 1985 г., с вводом в эксплуатацию первой очереди Астраханского газового комплекса двумя линиями по 1,5 млрд м³ газовой смеси уникального состава с 24%-ным содержанием сероводорода, 15%-ным содержанием СО₂ и содержанием газового конденсата 400 г/м³ (в настоящее время его величина не превышает 200 г/м³).

10 декабря 1986 г. на Астраханский ГПЗ принят газ и зажжен первый факел. 3 января 1987 г. получена первая партия товарной серы.

После пуска завода он попал в условия рыночных отношений, к которым не был готов. Так как спрос на серу для агропромышленного комплекса и для промышленности (включая оборонную) внутри страны резко упал из-за распада СССР и соответственно структурного кризиса, завод работал некоторое время на склад.

В августе 1988 г. введены в эксплуатацию установки гидроочистки, каталитического риформинга. 16 августа 1988 г. на заводе получен первый товарный бензин АИ-76 [45].

В 1988–1989 гг. был освоен топливный блок проектной мощностью 3 млн т по стабильному конденсату с получением марочных бензинов, дизельного топлива, мазута и сжиженных углеводородных газов. Именно за счет нефтепродуктов предприятие выживало в эти годы. Позднее, в первой половине 1990-х были заключены договоры с Марокко и Тунисом, где большое количество серы необходимо заводам по производству фосфорсодержащих удобрений. Это позволило уменьшить завалы на складах и увеличить добычу серы примерно в два раза. Сейчас на эти страны приходится основной экспорт серы [4, 57].

В июне 1995 г. на заводе выпущен товарный бензин АИ-93.

1987–1996 гг. — строительство второй очереди Астраханского ГПЗ.

25 июня 1997 г. впервые подан кислый газ на установку производства серы 1У251, введены установки I пускового комплекса II очереди завода. С пуском II очереди проектная мощность завода составила 12 млрд м³ по отсепарированному газу.

1996 г. — ввод в эксплуатацию системы интеллектуальной автоматики нового поколения фирмы «Фоксборо». В следующем году сданы в эксплуатацию резервуары нового поколения емкостью 10 и 20 тыс. м³.

17 июля 1998 г. введена в эксплуатацию первая в России установка по производству гранулированной серы мокрым способом фирмы Hawaii Interchange corp, производительностью 3500 т в сутки.

В начале 1998 г. была впервые достигнута мощность в 5 млрд м³ в год по отсепарированному газу. Заработали одновременно установки первой и второй очереди [34].

В мае 1999 г. пущен в эксплуатацию комплекс по грануляции серы Devco over seas company производительностью 85 т/ч.

В 2000–2002 гг. проведена реконструкция I очереди завода с подключением к системе «Фоксборо». В 2002 г. произошла сдача в эксплуатацию 8-й нитки пускового комплекса завода установок 4У-251 (производства и хранения серы), 4У-272 (установки сепарации пластового газа высокого давления).

2003 г. — начало работ по реконструкции производства по переработке стабильного газового конденсата.

В 2008 г. сера перешла в собственность «Газпрома», и все контракты с зарубежными покупателями серы заключает «Газпром экспорт», а за внутренние продажи отвечает «Газпром сера».

В 2009 г. — пуск в эксплуатацию установки грануляции серы (сухим способом) с комплексом хранения и отгрузки в автомобильный и железнодорожный транспорт фирмы Enersul LP производительностью до 2 млн т в год, что позволило удвоить объем производимой гранулированной серы и добиться 30%-ного снижения себестоимости серы.

В 2010 г. ООО «Газпром добыча Астрахань» впервые за свое существование отправило покупателям 5 млн 800 тыс. т серы.

Для обеспечения эффективной деятельности разработана Генеральная схема развития ООО «Астраханьгазпром» до 2020 г., которая включает инвестирование в проектирование и строительство новых объектов, а также реконструкцию действующих установок [58].

Директор Астраханского ГПЗ — Олег Владимирович Танаянц.



Олег Владимирович Танаянц
Директор Астраханского ГПЗ

О. В. Танаянц родился 1 октября 1972 г. в г. Грозном. В 1995 г. окончил Астраханский государственный технический университет по специальности «Техника и физика низких температур».

1995–2011 гг. — машинист технологических компрессоров; начальник установки У-265, 254; зам. начальника установки У-165/265; начальник цеха теплоснабжения и межцеховых коммуникаций службы теплотехника; начальник производства № 6 получения и отгрузки элементарной серы, нефтепродуктов; зам. директора по переработке газового конденсата и отгрузке товарной продукции Астраханского ГПЗ.

2011–2013 гг. — начальник службы маркетинга и внешнеэкономической деятельности, начальник службы реализации готовой продукции ООО «Газпром добыча Астрахань».

2013–2017 гг. — главный инженер Астраханского ГПЗ.

С сентября 2017 г. — директор Астраханского ГПЗ.

Сырьевая база, производство и основные виды продукции

Астраханский ГПЗ перерабатывает газ и высокосернистый конденсат с Астраханского газоконденсатного месторождения. Завод состоит из двух очередей производительностью по 6 млрд м³ отсепарированного газа каждая с давлением на входе 6,7 МПа и температурой 30°C [4].

Потенциальной сырьевой базой АГПЗ являются два месторождения: базовое Астраханское газоконденсатное месторождение с установленными запасами 2,5 трлн м³ и Алексеевское газоконденсатное месторождение с запасами 21,4 млрд м³.

Алексеевское месторождение характеризуется аномально высоким пластовым давлением и повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода (суммарно больше 40% об.).

На балансе завода находится 222 скважины. Добычу газа на проектном уровне можно поддерживать 128 скважинами до 2020 г. Для снижения коэффициента эксплуатации фонда скважин пробуриваются новые скважины, ведется капитальный ремонт и проводится ликвидация от 2 до 7 скважин в год при 5–11 вводимых в эксплуатацию. Эксплуатация АГПЗ в проектном режиме возможна в течение 100 лет при разведанных запасах сырья [4].

Проектная мощность завода по газу — 12 млрд м³/год, по конденсату — 2,5 млн т/год. В таблице 4.13 представлена фактическая загрузка основных технологических процессов АГПЗ. На рисунке 4.27 представлена схема потоков Астраханского ГПЗ.

Таблица 4.13

Фактическая загрузка основных технологических процессов Астраханского ГПЗ [5]

Процесс	
Переработка сырого газа, млн м ³	11751,3
Стабилизация газового конденсата, тыс. т	4094,8
Первичная переработка углеводородного сырья, тыс. т	2309,2

Астраханский ГПЗ предназначен для подготовки и переработки пластового газа с получением товарных продуктов [59] и имеет следующие установки и другие объекты:

- установки сепарации пластового газа высокого давления (У-171, У-271);
- установки сероочистки газа раствором диэтаноламина (1-4 У-172, 1-4 У-272);
- установки осушки и отбензинивания очищенного газа (У-174, 274);
- установки по производству и хранению серы и доочистки отходящих газов (1-4 У-151, 1-4 У251);
- установки очистки и компримирования газов выветривания конденсата (У-141, 241);
- установки стабилизации конденсата и обработки пластовой воды (У-120, 220);
- установка первичной переработки стабильного конденсата, включающая установку атмосферной перегонки (блок АТ) мощностью 2,5 млн т в год по стабильному конденсату и 420 тыс. т ШФЛУ, блок очистки и получения сжиженных газов (357 тыс. т);
- комбинированная установка гидроочистки топлив мощностью 2 млн т/год по бензиновой фракции и 1,5 млн т/год по дизельной фракции;
- установка каталитического риформинга мощностью 1 млн т в год;
- установка изомеризации пентан-гексановой фракции мощностью 300 тыс. т в год;
- установка сжигания производственных отходов (У-165, 265);
- факельное хозяйство;
- объекты складской зоны, включающие:
 - склад светлых нефтепродуктов (16 резервуаров по 10000 м³);
 - склад сжиженных углеводородных газов У-500 (40 буллитов, горизонтальных цилиндрических резервуаров, по 200 м³) и У-505 (50 буллитов, горизонтальных цилиндрических резервуаров, по 200 м³);
- три наливные эстакады светлых нефтепродуктов на 150 стояков;
- установка механизированной погрузки твердой серы — 600 т/ч;
- установки грануляции серы;
- объекты вспомогательного производственного и обслуживающего назначения;
- азотно-кислородная станция, цех наполнения и хранения кислородных баллонов, склады химических реагентов и масел, склад оборудования, ремонтно-

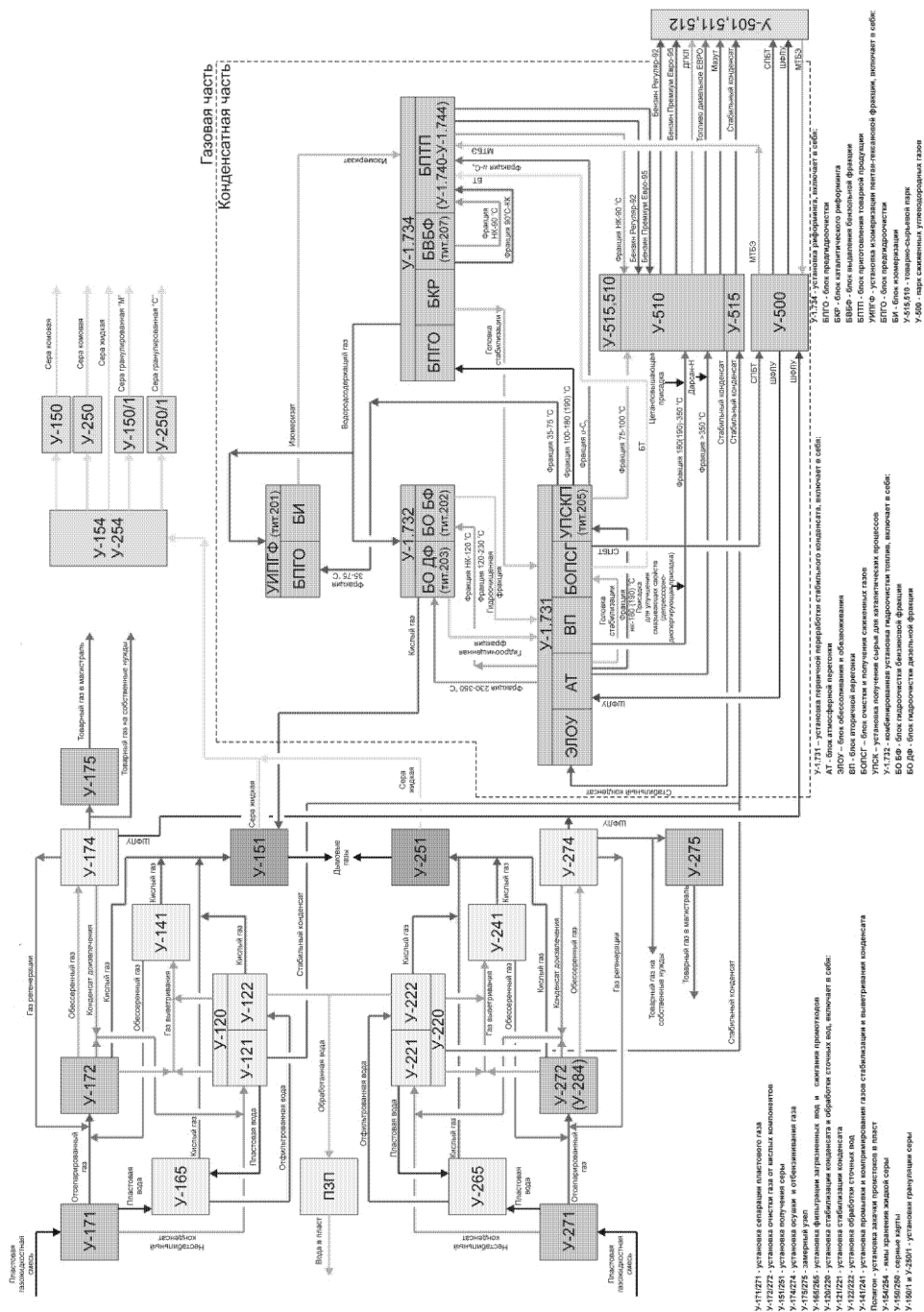


Рис. 4.27
Схема потоков Астраханского ГПЗ [5]

В таблице 4.14 представлены структура и мощности действующих установок.

Таблица 4.14

Технологическая структура, состав и мощности установок АГПЗ, тыс. т/год [5]

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Очистка газа от H_2S и CO_2 , млн m^3	У-172/272	1986	12000
Осушка и отбензинивание очищенного газа, млн m^3	У-174/274	1986	8418
Получение серы	У-151/251	1988	5992,96
Стабилизация газового конденсата	У-120/220	1986	7351
Электрообессоливание стабильного конденсата	У-1.731	1988	3000
Первичная переработка	У-1.731	1988	2920
стабильного конденсата	У-1.731	1988	2500
ШФЛУ	У-1.731	1988	420
Гидроочистка дизельной фракции	У-1.732	1988	1100
Гидроочистка бензиновой фракции	У-1.732	2014	2000
Вторичная переработка стабильного гидрогенизата	У-1.731	1988	2000
Изомеризация пентан-гексановой фракции	УИПГФ	2016	300
Каталитический риформинг фракций 100–190°C	У-1.734	1988	1000
Очистка и получение СУГ	У-1.731	1988	357

На АГПЗ вырабатывается широкий спектр продуктов, перечень которых представлен в таблице 4.15. При загрузке комплекса 12 млрд m^3 годовой объем выработки продукции по отсепарированному газу составляет:

- товарный газ — 6,5 млрд m^3 ;
 - сера — 4,7 млн т;
 - дизельное топливо — 800 тыс. т;
 - бензины автомобильные — 1100 тыс. т,
- в том числе:
- регулярь — 92–900 тыс. т;
 - премиум — 95–200 тыс. т;
 - сжиженный углеводородный газ — 300 тыс. т;
 - мазут — 395 тыс. т.

Таблица 4.15

Продукция Астраханского ГПЗ [60]

Полное наименование товарной продукции	Характеристики
Неэтилированный бензин марки Регуляр-92 (АИ-92-К5)	ГОСТ Р 51105-97
Неэтилированный бензин марки Премиум Евро 95 вид III (АИ-95-К5)	ГОСТ Р 51866-2002
Топливо дизельное Евро: сорт D, вид III, класс 5 (ДТ-Л-К5) класс 0, вид III, класс 5 (ДТ-З-К5) сорт F, вид III, класс 5 (ДТ-Е-К5)	ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2009)
Топливо газоконденсатное — мазут марка 100 ГКТ	ТУ 19.20.28-060-05780913-2017 ТУ 0252-060-05780913-98

Полное наименование товарной продукции	Характеристики
Мазут топочный 100, 3,5%, малозольный, 42°C	ГОСТ 10585-2013
Дистиллят газового конденсата легкий	ТУ 0271-082-05780913-2010
Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам	СТО Газпром 089-2010
Газы углеводородные сжиженные топливные марка ПБТ марка ПБА	ГОСТ Р 52087-2003
Сера техническая газовая жидкая	ГОСТ 127.1-93
Сера техническая газовая комовая	ГОСТ 127.1-93
Сера техническая газовая комовая (сорт 7000)	ТУ 2112-080-05780913-2007
Сера техническая газовая гранулированная марка С марка М	ТУ 2112-134-31323949-2005
Дистиллят газового конденсата тяжелый	ТУ 19.20.29-095-05780913-2016
Дистиллят газового конденсата средний	ТУ 19.20.27-096-05780913-2016

Астраханский ГПЗ — основной производитель серы в России. Изначальной причиной строительства Астраханского ГПЗ была необходимость производства дефицитного и дорогого продукта — серы.

Основным процессом получения серы из сероводорода уже более 130 лет (с 1883 г.) является процесс Клауса. На АГПЗ этот процесс осуществляется на установках У-151 и У-251, предназначенных для получения элементарной серы из кислого газа, выделенного в процессе сероочистки природного газа, газа с установок стабилизации конденсата, а также газа выветривания.

Проект технологической части выполнен фирмой «Текнип» (г. Париж). Проект строительства установки получения серы Астраханского ГПЗ выполнен Генеральным проектировщиком ЮжНИИГИПРОГаз г. Донецк.

Установка получения серы состоит из:

1. Отделения КЛАУС, где путем прямого окисления в реакционных печах сероводорода до элементарной серы и SO_2 (термическая часть) и дальнейших реакций H_2S и SO_2 на слое катализатора (каталитическая часть) получается основной объем серы. В термической части выход достигает 55%, в каталитической части — 40% от общего количества серы.

2. Отделения «Сульфрин», где путем доочистки хвостовых газов на катализаторе (активированный глинозем высокого качества) достигается в целом по установке 99,6% извлечения серы из газа.

3. Печи дожига остаточных газов, где все оставшиеся в газе на выходе отделения «Сульфрин» сернистые соединения окисляются в SO_2 перед сбросом в атмосферу.

4. Узла дегазации жидкой серы, предназначенного для извлечения сероводорода, растворенного в жидкой сере, полученной в отделениях КЛАУС и «Сульфрин».

Производительность каждой установки составляет: 77,17 т/ч жидкой серы — номинальная, 88,77 т/ч жидкой серы — максимальная.

Основные экспортные продажи серы (более 80%) приходятся на две страны — Марокко и Тунис.

Большое количество задач при производстве и утилизации серы приходится решать на заводе, многие проблемы остаются нерешенными и сегодня. Это оптимизация технологии очистки углеводородных газов от кислых компонентов с точки зрения снижения затрат, повышения селективности очистки, достижения ужесточающихся нормативных требований к содержанию серы в продуктах газопереработки; повышение эффективности процесса Клауса — конверсии и селективности процесса; совершенствование системы доочистки отходящих газов установки Клауса и узла дегазации серы, направленного на отказ от аммиачного катализатора, разработка и реализация программы выпуска оптимального ассортимента товарных форм серы; технологии долгосрочного хранения серы в рамках решения экологических проблем, расширение областей применения серы, в первую очередь применения серы в строительной индустрии и др. [61].

Перспективы развития АГПЗ связаны с обеспечением его устойчивой и эффективной деятельности, увеличением отборов углеводородного сырья и применением современных технологий добычи и переработки. Для этого разработана «Комплексная программа развития нефтегазодобывающего комплекса Астраханского региона до 2030 года», предусматривающая инвестиции в проектирование и строительство новых объектов, в реконструкцию и техническое перевооружение действующих производств.

Среди основных и перспективных направлений развития Астраханского газового комплекса [1, 7]:

- Исследование потенциальных возможностей геологических структур Прикаспийской низменности и поиск новых залежей углеводородов.
- Развитие эксплуатационного фонда скважин и увеличение объемов добычи углеводородного сырья путем строительства мини-ГПЗ мощностью 3 млрд м³ газа/год на территории АГКМ (что позволит нарастить объем отбора газа и дозагрузить свободные мощности имеющихся установок стабилизации конденсата) или строительство мини-ГПЗ с закачкой избытка сероводорода и балластного диоксида углерода в приконтурную часть залежи для поддержания пластового давления.
- Поэтапная реконструкция завода с развитием мощностей по выпуску экологически чистой товарной продукции, углубление переработки сырья с получением конкурентоспособных видов продукции.
- Внедрение современного энергосберегающего и экологически более эффективного оборудования, техники, технологий.

Реконструкция и новые возможности

29 марта 2011 г. были приняты основные технические решения по проектированию объекта «Реконструкция первоочередных технологических объектов Астраханского ГПЗ», проектировщиком являлся институтом ОАО «ЮжНИИ-ГИПРОгаз». Целями реконструкции являются: замена морально и физически изношенного оборудования; сохранение объемов переработки сырья на достигнутом уровне на существующих установках завода; приведение установок к требованиям новых правил и стандартов для обеспечения безопасной эксплуатации завода и охраны окружающей среды; повышение качества выпускаемой продукции; улучшение экологической обстановки в районе АГК [60].

Реконструкция производства моторных топлив:

- переработка всего объема стабильного конденсата и ШФЛУ, исходя из переработки 12 млрд м³ отсепарированного газа;
- увеличение объема выпуска товарной продукции, расширение ассортимента с увеличением доли высокооктановых бензинов до 70% от общего количества бензинов;
- повышение качества и экологических характеристик товарной продукции (дизельное топливо, автомобильный бензин);
- улучшение структуры бензинов за счет увеличения содержания в их составе изокомпонентов и снижения ароматических углеводородов;
- улучшение качественных характеристик мазута.

Таблица 4.16

Объем переработки до и после реконструкции АГПЗ [60]

Объем переработки	До расширения	После расширения	Прирост
Стабильный конденсат, тыс. т/год	2500	3000	+ 500
ШФЛУ, тыс.т/год	420	720	+ 300

На рисунке 4.28 представлена блок-схема производства моторных топлив после реконструкции.

Среди проектов реконструкций АГПЗ:

- создание пиролизного производства этановой фракции и производства полиэтилена (мощностью до 200 тыс. т/год);
- строительство завода по переработке пластмасс, для этого необходима реконструкция установок отбензинивания газа (У-174 и У-274);
- увеличение объемов выпуска и экспорта серы, производства высокотехнологичных серосодержащих строительных и дорожных материалов.

Планируется использовать серу в производстве строительных материалов (серополимерного вяжущего соединения до 50 тыс. т в год и серного бетона) и для дорожного строительства (серобитумное вяжущее до 32 тыс. т в год, по технологии ООО ВНИИГАЗ) [5]. В планах реконструкций завода: ремонт и реконструкция с комплексом пусконаладочных работ и выводением на проектную мощность объектов Производства № 3 и первой очереди АГПЗ; капитальный ремонт и завершение реконструкция блоков АТ, ЭЛОУ, гидроочистки дизельной фракции, в итоге — перерабатывается 3 млн т стабильного конденсата в год; строительство и реконструкции парка СУГ № 2, установки концентрирования водорода, блока приготовления товарной продукции, станции смешения бензинов, комбинированной установки, котла-утилизатора КУ-201. Ввод этих объектов в эксплуатацию позволит производить более глубокую переработку стабильного конденсата и улучшить качественные характеристики выпускаемой товарной продукции. Планируется продолжить работы с опытными партиями дизельного топлива и мазута с применением отечественных присадок [62].

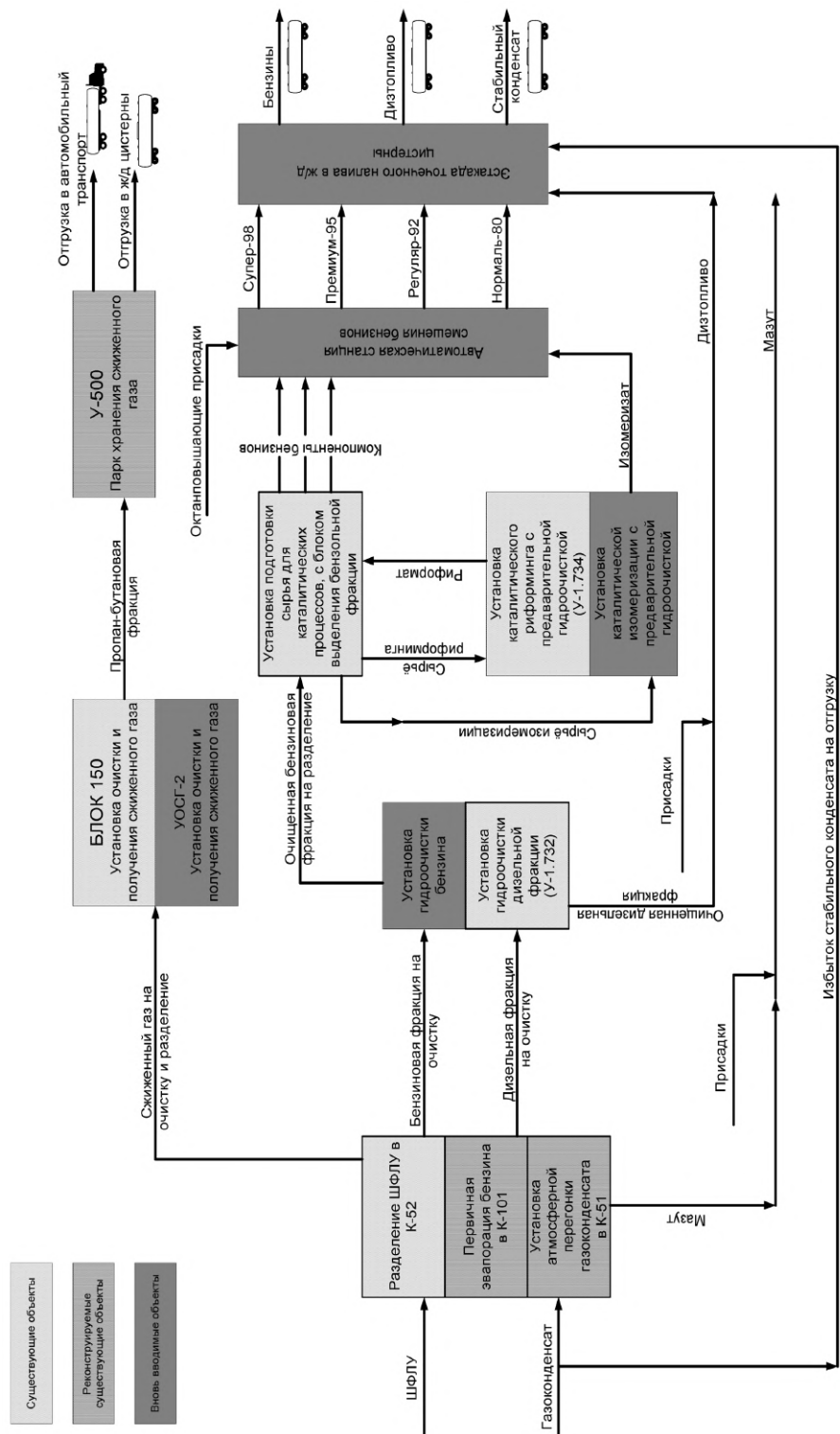


Рис. 4. 28

Блок-схема потоков после реконструкции производства по выработке моторных топлив [60]

Дизельное топливо класса Евро-5

В октябре 2015 г. на Астраханском ГПЗ на установке гидроочистки дизельного топлива был заменен катализатор на новый алюмокобальтовый, принадлежащий фирме HaldorTopse. Данный катализатор предназначен для сверхглубокого обессеривания дистиллятов и позволяет получать топливо с содержанием серы не более 10 ppm.

Еще одним фактором улучшения качества дизельного топлива стало добавление к нему новой депрессорной присадки, функция которой состоит в снижении температуры фильтруемости топлива до значения не выше -20°C , что позволяет выпускать более качественное зимнее дизельное топливо, так необходимое для российского климата [63].

В перспективе одним из возможных вариантов развития Астраханского ГПЗ является выпуск химической продукции на базе содержащихся в сырье этана и ароматических соединений, а на их основе — выпуск полиэтилена и полистирола.

Установка изомеризации

В апреле 2016 г. на 3-м производстве Астраханского ГПЗ завершились работы по запуску установки изомеризации пентан-гексановой фракции мощностью 300 тыс. т/год, фирма-проектировщик — компания AirLiquide. В ходе пусконаладочных работ был запущен блок предварительной гидроочистки, затем начался пуск основного и вспомогательного оборудования блока изомеризации [64]. Запуск установки изомеризации открывает предприятию перспективы сокращения затрат на приобретение дорогостоящей присадки МТБЭ, позволяет повысить качество товарного бензина до соответствия классу Евро-5 и увеличить фонд высокооктановых бензинов на 34 тыс. т в год.

Контактная информация

Полное наименование организации	Астраханский газоперерабатывающий завод
Почтовый адрес	416168, Астраханская область, Красноярский район, МО «Джанайский сельсовет» АГПЗ
Телефон	(8512) 31-43-10
Факс	(8512) 44-70-88
Электронный адрес	agpz@astrakhan-dobycha.gazprom.ru
Сайт	http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/list-items/gazprom-dobycha-astrakhan

4.1.7. Перспективные объекты

Новоуренгойский газохимический комплекс (ГХК):

мощность — 420 тыс. т/год по этилену; ввод — 2018 г. [65].

Проектная мощность Новоуренгойского ГХК — 400 тыс. т/год полиэтилена низкой плотности различных марок. На предприятии планируется также производить ШФЛУ и метановую фракцию. Сырьем для завода будет газ Новоуренгойского месторождения. В конце 2014 г. сообщалось, что НГХК планируется ввести в эксплуатацию в 2017 г. Гендиректор ООО «Газпром переработка» Юрий Важенин в марте 2016 г. заявлял журналистам, что запустить Новоурен-

гойский ГХК планируется в 2018 г., но не исключено, что ввод в эксплуатацию еще отложится.

Амурский газоперерабатывающий завод:

мощность — 55 млрд м³ по газу; ввод — 2020 г.

В Амурской области реализуется масштабный проект по переработке газа.

Строительство Амурского газоперерабатывающего завода

В июле 2015 г. ООО «Газпром переработка Благовещенск» (заказчик проекта строительства Амурского ГПЗ, входит в Группу «Газпром») и ОАО «НИПИГазпереработка» (НИПИГАЗ, входит в Группу «СИБУР») договорились о партнерстве по проектированию, координации поставок оборудования, материалов и управлению строительством Амурского ГПЗ в районе г. Свободного Амурской области.

НИПИГАЗ в качестве подрядчика обеспечит подготовку рабочей документации, поставку оборудования и материалов, выполнение строительно-монтажных работ по Амурскому ГПЗ и осуществит передачу ООО «Газпром переработка Благовещенск» завода в состоянии механической готовности. Поэтапный ввод в эксплуатацию технологических линий ГПЗ будет синхронизирован с развитием добычных мощностей «Газпрома» в Якутии и Иркутской области.

Амурский ГПЗ будет технологически связан с предприятием по глубокой переработке углеводородов, проект строительства которого в настоящее время рассматривает СИБУР.

14 октября 2015 г. в Свободненском районе Амурской области состоялась торжественная церемония начала строительства Амурского газоперерабатывающего завода. На завод по газопроводу «Сила Сибири» будет поступать многокомпонентный газ Якутского и Иркутского центров газодобычи, которые «Газпром» создает в рамках Восточной газовой программы. На ГПЗ будет проводиться выделение из газа этана, пропана, бутана, пентан-гексановой фракции и гелия — ценных компонентов для газохимической и других отраслей промышленности. Товарный газ будет поставляться в Китай по «восточному» маршруту в рамках крупнейшего в истории контракта. Это важное событие для газоперерабатывающей отрасли России, для формирования на востоке России газовой промышленности, для социально-экономического развития Амурской области и других дальневосточных регионов.

Предусмотрено шесть этапов строительства Амурского ГПЗ: подготовка площадки и подъездных автодорог; строительство железнодорожных коммуникаций, объектов вспомогательных производств, в том числе причала на реке Зее; создание технологических мощностей завода и объектов общезаводского хозяйства; возведение жилого микрорайона в городе Свободном для работников предприятия. По основным этапам получены положительные заключения Главгосэкспертизы, разрешения на строительство, начаты строительные работы.

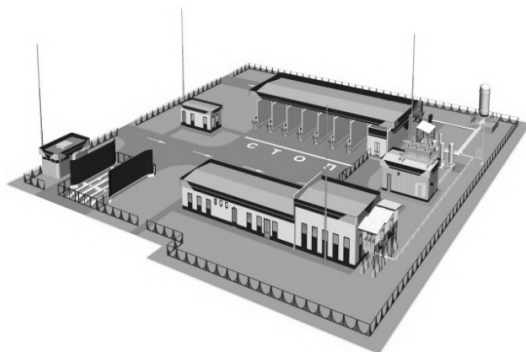
Амурский ГПЗ станет крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире производств по переработке газа. В состав Амурского ГПЗ войдет также крупнейшее в мире производство гелия — до 60 млн м³ год. Развитие Амурского ГПЗ напрямую связано с разработкой Чаяндинского и Ковыктинского месторождений в Восточной Сибири.

Таким образом, переработка углеводородов является одним из основных направлений деятельности ПАО «Газпром». Работа газоперерабатывающих

предприятий позволяет получать широкий ассортимент продукции с высокой добавленной стоимостью. К 2020 г. прогнозируется почти двухкратный рост объемов переработки — до 23 млн т в год [66], чему будут способствовать запуск Новоуренгойского ГХК, модернизация Оренбургского ГПЗ, реконструкция Астраханского ГПЗ и Сургутского ЗСК.

4.1.8. Московский газоперерабатывающий завод

ОАО «Московский газоперерабатывающий завод» (МГПЗ) был организован на основании распоряжения Совета Министров от 23 марта 1953 г. и предназначен для обеспечения нормального газоснабжения Москвы за счет выравнивания пиковых нагрузок газопотребления. Уже в 1954 г. получили жидкий метан и освоили технологическую схему его производства, слива в спецхранилища и регазификации с возвратом в газопровод «Саратов — Москва».



Дальнейшее развитие и совершенствование завода неразрывно связаны с развитием в стране космических исследований, полупроводниковой техники, научно-исследовательских работ в важнейших отраслях народного хозяйства. Так, на основе схемы сжижения природного газа была создана установка для извлечения гелия, промышленное производство которого начато с 1963 г.

В 1960–1963 гг. по специальному правительственному решению завод произвел коренную реконструкцию технологии, освоил переработку всего газа, поступающего по газопроводу «Саратов — Москва».

В 1975 г. в стране впервые было освоено промышленное производство гелия марки «А» с содержанием основного вещества 99,995%, а в настоящее время завод уже обеспечивает потребителей необходимыми количествами гелия газообразного высокой чистоты «6.0» с объемной долей 99,9999, что доступно только отдельным передовым фирмам Европы.

15 сентября 2015 г. Федеральная антимонопольная служба России одобрила ходатайство ООО «Газпром газомоторное топливо» на приобретение 100% голосующих акций ОАО «Московский газоперерабатывающий завод».

Основными целями МГПЗ считает разработку и внедрение экологически безопасных технологий, представление высокотехнологичной продукции на мировом и отечественном рынке, максимально полное удовлетворение потребностей клиентов в качестве продукции, своевременности поставок и сервисном обслуживании.

Перспективные разработки направлены на обеспечение альтернативным моторным топливом, сжиженным природным газом многотопливных

АЗС и внедрение автоматических газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС) производительностью 50 000 м³/сут — для заправки автомобилей, оборудованных газобаллонным оборудованием.



МГПЗ оказывает услуги по заправке бытовых баллонов пропан-бутаном и по заправке автомобилей с ГБО.

Продукция современного высокотехнологичного предприятия отвечает требованиям безопасности и высокого качества. АО «МГПЗ» производит продукцию на основе криогенных продуктов разделения воздуха — гелия, аргона, азота, технические газы, в том числе сварочные газы и смеси, бинарные, многокомпонентные, эксимерные газовые смеси, чистые и редкие газы, а также газовое оборудование [67].



Чалбушников Геннадий Евгеньевич

Генеральный директор АО «Московский газоперерабатывающий завод»

Г. Е. Чалбушников родился 19 февраля 1961 г.

Окончил Московский государственный институт нефтяной и газовой промышленности им. Губкина по специальности «Сооружение газопроводов, газохранилищ, нефтебаз».

С 2005 по 2008 г. — Генеральный директор ООО «Юнитек».

2008–2010 гг. — заместитель Генерального директора ООО «Эргон».

2010–2011 гг. — заместитель Генерального директора ООО «Спектр».

26 октября 2011 г. назначен на должность Генерального директора АО «Московский газоперерабатывающий завод».

В 2016 г. Г. Е. Чалбушников за большой личный вклад в развитие топливно-энергетического комплекса был награжден Почетной грамотой Министерства энергетики РФ.

Литература к разделу 4.1

1. История Общества ООО «Газпром переработка» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://pererabotka.gazprom.ru/about/history/> (дата обращения 23.07.2017).
2. Коблик, Л. Первый Крутянский сажевый: о цехе № 5 Сосногорского ГПЗ // Регион. — 2008. — № 8. — С. 20–22.
3. Шаманаева, И. Основные даты и события в истории Сосногорского газоперерабатывающего завода // Регион. — 2006. — № 9. — С. 10–13.
4. Липидус, А. Л. Газохимия : учебник / А. Л. Липидус, И. А. Голубева, Ф. Г. Жагфаров. — М. : Издат. центр РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. — 402 с.
5. Мельникова, С. А. Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации. Итоги 2010 / С. А. Мельникова, Т. Н. Хазова, Е. Б. Черепова, Е. А. Голышева. — М. : ЗАО «Альянс-Аналитика», 2011. — 485 с.
6. Шурупов, С. В. ООО «ВНИИГАЗ». Совершенствование схемы производства печного техуглерода при неполном горении природного газа / С. В. Шурупов, Т. А. Кретова, С. В. Семенова, Б. И. Колобков // Газохимия. — 2008. — № 1. — С. 72–75.
7. Коблик, Л. Один год жизни Сосногорского ГПЗ. Республика Коми / Л. Коблик, А. Трубина // Регион. — 2012. — № 12. — С. 16.
8. Шахматова, С. Реконструкция заводу нужна как воздух. Республика Коми / С. Шахматова, Ю. Дегтев // Регион. — 2012. — № 5.
9. Потехина, А. Бурение на перспективу. Новая скважина снимет вопрос о будущем Вуктыла. Республики Коми / Издание Правительства и Государственного Совета. Республика. — № 21. — 27.02.2014.
10. Время перспектив. Республика Коми // Знай наших! — 2014. — № 41. — С. 34.
11. Шурупов, С. В. О целесообразности производства новых марок технического углерода из газоконденсатного сырья / С. В. Шурупов, С. В. Семенов, А. Е. Мухин // Технология нефти и газа. — 2006. — № 4. — С. 24–27.
12. Севрук, С. Завод пойдет на «взлет»: Реконструкция Сосногорского ГПЗ, кратко об истории завода. Республика. — 2004. — 10 июня. — С. 1–3.
13. Молчанов, С. А. Комплексная подготовка и переработка многокомпонентных природных газов на газохимических комплексах / С. А. Молчанов, Т. О. Самакаева. — М. : Издат. дом «Недра», 2013. — 517 с.
14. Вестник газзавода [Электронный ресурс]. — Ноябрь, 2013. — № 11. — Режим доступа: mrogazprom.ru.
15. Пантелеев, Д. В. Исторические и технические аспекты производства серы на Оренбургском газоперерабатывающем заводе : автореф. дис. ... канд. тех. наук. — Оренбург, 2003. — 110 с.
16. Брещенко, Е. М. Укрощение строптивого. История отечественной газопереработки в воспоминаниях, очерках, документах / Е. М. Брещенко, О. В. Буксина, С. М. Топлов, Н. Н. Тумасьев ; под ред. Г. Н. Ясенева. — Ханты-Мансийск : Принт-Класс, 2011. — С. 178–183.
17. Оренбургский газоперерабатывающий завод — годы созидания. — ООО «Оренбурггазпром», 2008. — 31 с.

18. *Столыпин, В. И.* Оренбургский газохимический комплекс и перспективы его развития. Газохимия на современном этапе развития // Тр. Москов. семинара по газохимии 2008–2009 гг. Вып. 5 / под ред. А. И. Владимирова, А. Л. Лapidуса. — С. 70–84.

19. *Бутырина, Е.* «КазРосГаз» в 2014–2015 годах введет в эксплуатацию производственную базу по грануляции серы на Оренбургском ГПЗ // Панорама. — 20.04.2012.

20. *Полтавец, Н.* Технологично. Экологично. Экономично // Оренбургский газ. — 2016. — № 4. — С. 2.

21. *Иванов, С. И.* Природоохранная деятельность ООО «Оренбурггазпром» и сохранение здоровья населения / С. И. Иванов, С. Ю. Сергеев, В. В. Быстрых // Вестник ОГУ. — 2005. — № 12. — С. 10–14.

22. ОАО «Газпром». Охрана окружающей среды. Годовой отчет. — 2004. — 29 с.

23. Газоперерабатывающий завод [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://orenburg-dobycha.gazprom.ru> (дата обращения 23.07.2017).

24. Оренбурггазпром — 35 лет работы. ООО «Оренбурггазпром». — 2003. — 16 с.

25. *Пантелеев, Д. В.* Развитие промышленного производства гелия в ООО «Газпром добыча Оренбург» / Д. В. Пантелеев, Д. В. Столыпин, А. Г. Волченко // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2011. — № 2.

26. *Молчанов, С. А.* Особенности выделения гелия из природного газа. — М. : Издат. дом «Недра», 2011. — 285 с.

27. *Голубева, И. А.* Уникальный гелий: история открытия в лицах / И. А. Голубева, Р. Р. Нигаард, Н. И. Казаченко // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2014. — № 12. — С. 18–32.

28. *Геско, Н. Н.* Реализация проекта создания установки сжижения гелия на Оренбургском гелиевом заводе. Перспективные направления развития газохимии / Тр. Москов. семинара по газохимии 2014–2015 гг. / под ред. А. И. Владимирова, А. Л. Лapidуса. — М. : Издат. центр РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина, 2016. — С. 162–173.

29. Презентация «Факельные системы с автоматической системой управления розжигом и контролем пламени» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.fakels.ru/wp-includes/Docs/presentation1.pdf> (дата обращения 15.02.2017).

30. Полвека на благо страны — Газпром добыча Оренбург 2016 г. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://orenburg-dobycha.gazprom.ru/d/textpage/a5/165/5047-50-let-ogkm-buklet-s-oblozhkoj.pdf> (дата обращения 15.02.2017).

31. О компании ООО «Газпром переработка» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://pererabotka.gazprom.ru/> (дата обращения 23.07.2017).

32. *Седых, А. Д.* История развития газовой промышленности. — М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. — С. 194–195.

33. *Вершинина, Г.* 30 лет трудовых побед. Завод по подготовке конденсата к транспорту отмечает юбилей // ООО «Газпром переработка». — № 9. — Сентябрь, 2014. — 4 с.

34. *Брещенко, Е. М.* Укрощение строптивого. История отечественной газопереработки в воспоминаниях, очерках, документах / Е. М. Брещенко, О. В. Буксина, С. М. Топлов, Н. Н. Тумасьев ; под ред. Г. Н. Ясенева ; ред.-сост. О. В. Буксина. — Ханты-Мансийск : Принт-Класс, 2011. — С. 167–171, 277–278.

35. *Вершинина, Г.* ООО «Газпром переработка»: Завод по подготовке конденсата к транспорту перевыполнил производственную программу // Служба по связям с общественностью ООО «Газпром переработка». — 23.01.2012.

36. Соб. инф. Подготовка к большому конденсату // Газета ООО «Газпром Добыча Уренгой». Газ Уренгой. — 22.02.2013. — № 7. — 8 с.

37. *Вершинина, Г.* Отгружена первая партия топлива для реактивных двигателей // Корпоративное издание ООО «Газпром переработка». — Март 2013. — № 2. — 4 с.

38. Заводчанин. Газета филиала ЗПКТ ООО «Газпром переработка». — 12 сен., 2014. — № 7. — 8 с.

39. Эхо праздника. Завод, устремленный в будущее // Заводчанин. Газета филиала ЗПКТ ООО «Газпром переработка». — Октябрь, 2014. — № 8. — С. 4–5.

40. ООО «Газпром переработка»: новые рекорды переработки конденсата в 2014 году. 28.01.2015 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://pererabotka.gazprom.ru/press/news/2015/01/129/>.

41. *Щербанюк, А.* «Дверь в год» успешно открыта! // Заводчанин. Газета филиала ЗПКТ ООО «Газпром переработка». — Январь, 2015. — № 1. — С. 1.

42. Выписка из протокола № 135 заседания Правления АНН от 17 мая 2017 г., Москва // Мир нефтепродуктов. — 2017. — № 7. — С. 41–48.

43. Сургутский завод по стабилизации конденсата [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/press/gallery/processing/surgutsky-zsk/> (дата обращения 23.07.2017).

44. *Карелин, Д.* Первый в Западной Сибири. 29.08.2014 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://ugra-news.ru>.

45. *Седых, А. Д.* История развития газовой промышленности. — М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2004. — С. 194–195.

46. *Правосудов, С.* Юрий Важенин: «Наращиваем мощности». «Газпром». — 13.10.2011. — № 9.

47. *Лебедева, М.* Мощности Сургутского ЗСК возрастут кратно. «Газпром переработка» увеличивает производительность завода // МК.RU. Югра. — 11.01.2012.

48. ООО «Газпром переработка» наращивает мощности. 02.12.2014. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/news/2014/december/article208961/>.

49. *Бабичевская, А. М.* Технология очистки легкого углеводородного сырья от примеси метанола (на примере Сургутского завода стабилизации конденсата) : автореф. дис. ... канд. тех. наук : 02.00.13. — Казань, 2010. — 17 с.

50. *Кисленко, Н. Н.* Пути повышения эффективности работы газоперерабатывающих предприятий. ОАО «Газпром», ООО «Газпромразвитие». — М., 2009. — 48 с.

51. *Афанасьев, И. П.* Разработка промышленной технологии производства зимнего дизельного топлива при последовательном совмещении процессов де-

парафинизации на катализаторе СГК-1 и гидрообессеривания на катализаторе КГУ-950 / И. П. Афанасьев, С. З. Алексеев, А. В. Ишмурзин [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2014. — № 4. — С. 3–6.

52. *Афанасьев, И. П.* Исследование влияния утяжеления сырья на выход и низкотемпературные характеристики целевой фракции зимнего дизельного топлива / И. П. Афанасьев, Б. Л. Лебедев, А. В. Ишмурзин, С. Ю. Талалаев // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2014. — № 4. — С. 6–8.

53. *Афанасьев, И. П.* Разработка промышленной технологии производства зимнего дизельного топлива смешиванием дизельной и керосиновой фракций / И. П. Афанасьев, А. В. Ишмурзин, С. Ю. Талалаев, Б. Л. Лебедев // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2014. — № 4. — С. 10–18.

54. *Афанасьев, И. П.* Разработка эффективной технологии производства зимнего дизельного топлива / И. П. Афанасьев, Б. Л. Лебедев, С. Ю. Талалаев, А. В. Ишмурзин // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2014. — № 4. — С. 22–26.

55. *Емельянов, В. Е.* Повышение эффективности производства и совершенствование качества автомобильных бензинов / В. Е. Емельянов, И. П. Афанасьев, А. В. Ишмурзин [и др.] // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2014. — № 4. — С. 29–33.

56. ООО «Газпром добыча Астрахань» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/list-items/gazprom-dobycha-astrakhan/> (дата обращения 23.07.2017).

57. *Лебедев, В.* Не увязнуть в серных барханах // Эксперт. — 11.07.2011. — № 27.

58. *Михайленко, С. А.* Четверть века по пути созидания // Газовая промышленность. — 2006. — № 9. — С. 54–57.

59. ООО «Астраханьгазпром». Технический справочник по Астраханскому газовому комплексу. — Астрахань, 2000. — 144 с.

60. История развития и реконструкция АГПЗ. ООО «Газпром добыча Астрахань». — 2009. — 20 с.

61. *Латидус, А. Л.* Газовая сера в России: проблемы и перспективы / А. Л. Латидус, И. А. Голубева // Газохимия. — 2011. — № 3–4 (19–20). — С. 61–73.

62. Пульс Аксарайска. — 26.12.2014. — № 52. — 16 с.

63. *Охлобыстин, А.* Дизельное топливо класса 5: зимний вариант // Пульс Аксарайска. — 2015. — № 48. — С. 2.

64. *Бедин, В.* Изомеризация — установка пущена // Пульс Аксарайска. — 2016. — № 10. — С. 2.

65. Новоуренгойский газохимический комплекс». Дата обновления 17.03.2017 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://investproekt.gazprom.ru/projects/promising_projects/nurengooy/ (дата обращения 15.02.2017).

66. Алексей Миллер: перспективы развития «Газпрома» тесно связаны с совершенствованием переработки углеводородов. Дата обновления 17.04.2014 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/press/news/2014/april/article189077/> (дата обращения 25.02.2017).

67. ОАО «Московский газоперерабатывающий завод» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.mgpz.ru/> (дата обращения 28.12.2017).

4.2. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «НК „Роснефть“»

4.2.1. ПАО «НК „Роснефть“» — крупнейшая нефтяная компания РФ

ПАО «НК „Роснефть“» — лидер нефтяной отрасли РФ и крупнейшая нефтегазовая корпорация мира. Основные виды деятельности компании: поиск и разведка нефтегазовых месторождений, добыча нефти, газа, конденсата, реализация проектов по освоению морских месторождений, переработка добытого сырья, реализация нефти, газа и продуктов их переработки [1].

По состоянию на 1 июля 2017 г. основным акционером (50,00000001% акций) является ОАО «РОСНЕФТЕГАЗ», на 100% принадлежащее государству. 19,75% акций принадлежат ВР, 19,50% — QHG Oil Ventures Pte. Ltd., 10,37% — Небанковской кредитной организации — акционерному обществу «Национальный расчетный депозитарий» (номинальный держатель центральный депозитарий), 0,01% — прочим юридическим лицам, менее 0,01% — РФ в лице Федерального агентства по управлению государственным имуществом, 0,37% — физическим лицам и менее 0,01% — счетам неустановленных лиц.

Президент, Председатель Правления ПАО «НК „Роснефть“» — Игорь Иванович Сечин.



Игорь Иванович Сечин

Президент, Председатель Правления ПАО «НК „Роснефть“»

И. И. Сечин родился в 1960 г.

В 1984 г. окончил Ленинградский государственный университет. Кандидат экономических наук.

2000–2008 гг. — заместитель руководителя Администрации Президента РФ.

2004–2008 гг. — помощник Президента РФ.

2008–2012 гг. — заместитель Председателя Правительства РФ.

2004–2011 гг. — возглавлял Совет директоров ПАО «НК „Роснефть“»,

С мая 2012 г. по настоящее время — Президент, Председатель Правления ПАО «НК „Роснефть“».

Председатель Совета директоров — Андрей Рэмович Белоусов.



Андрей Рэмович Белоусов

Председатель Совета директоров ПАО «НК „Роснефть“»

А. Р. Белоусов родился в 1959 г.

В 1981 г. окончил Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова.

Доктор экономических наук.

2008–2012 гг. — директор Департамента экономики и финансов Правительства Российской Федерации.

2012–2013 гг. — Министр экономического развития Российской Федерации.

С 2013 г. по настоящее время — помощник Президента РФ, входит в состав органов управления ряда коммерческих организаций.

В июне 2015 г. избран председателем Совета директоров ПАО «НК „Роснефть“».

22 июня 2017 г. Андрей Рэмович Белоусов по итогам заседания совета директоров «Роснефти» переизбран председателем Совета директоров компании.

Разведка и добыча нефти и газа осуществляются в Западной Сибири, Южной и Центральной России, Тимано-Печоре, Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, на шельфе России, в том числе Арктическом.

Компания работает и за рубежом — в Белоруссии, Украине, Казахстане, Туркменистане, Китае, Вьетнаме, Монголии, Германии, Италии, Норвегии, Алжире, Бразилии, Венесуэле, ОАЭ, Канаде и США (Мексиканский залив).

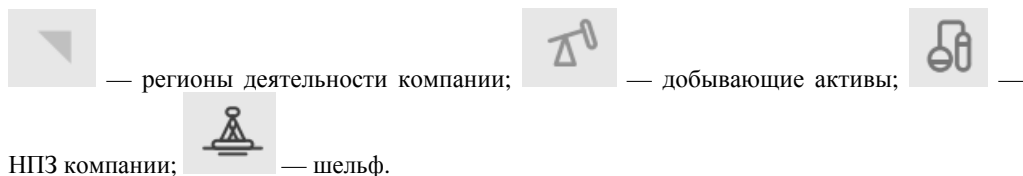
По результатам аудита, проведенного DeGolyer & MacNaughton, предусматривающего оценку до конца срока рентабельной разработки месторождений, доказанные запасы углеводородов ПАО «НК „Роснефть“» на 31.12.2016 с учетом активов ПАО АНК «Башнефть» по классификации SEC составили 37 772 млн б. н. э. (5 111 млн т н. э.). Запасы углеводородов увеличились на 970 млн б. н. э. (131 млн т н. э.), или на 3%; по классификации PRMS по категории 1P — 46 075 млн б. н. э. (6250 млн т н. э.), 2P — 82 087 млн б. н. э. (11 092 млн т н. э.), по категории 3P — 116 758 млн б. н. э. (15 794 млн т н. э.) [2].

Активы и регионы деятельности ПАО «НК „Роснефть“» представлены на рисунке 4.29 [2].



Рис. 4.29

Активы и регионы деятельности в 2016 г. ПАО «НК „Роснефть“»:



Компания активно готовит к вводу в 2017–2019 гг. в промышленную разработку новые крупные нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения в Восточной и Западной Сибири, среди которых Сузунское, Тагульское, Лодочное, Юрубчено-Тохомское, Русское, Кынско-Часельская группа.

История создания и развития компании «Роснефть»

В 1889 г. началась разведка нефтяных месторождений на Сахалине, и в это время впервые упоминается о компаниях, которые сейчас входят в состав «Роснефти». В апреле 1993 г. было создано государственное предприятие по добыче и переработке нефти — «Роснефть».

Под управление нового предприятия было передано свыше 250 предприятий нефтегазовой отрасли, нефтяных и газовых месторождений, которые образовались в советский период.

Постановлением Правительства РФ № 971 от 29 сентября 1995 г. государственное предприятие было преобразовано в ОАО «Роснефть».

Кризис 1998 г., падение добычи нефти из-за высокой истощенности ресурсной базы, низкий уровень загрузки перерабатывающих мощностей, сокращение объемов розничной реализации, сильно изношенное оборудование и устаревшая технологическая база — все это препятствовало развитию компании.

В 2000 г. «Роснефть» добилась роста добычи нефти, уже в 2001 г. повысила ее эффективность, несмотря на снижение цен на нефть и нефтепродукты;

годовой прирост объемов добычи нефти превысил 10%. Принята Стратегия развития компании, которая предусматривала наращивание объемов геолого-разведочных работ (ГРП) и добычи, развитие нефтеперерабатывающих мощностей и выход на новые рынки. В 2001 г. в рамках проекта «Сахалин-1» были обнаружены также коммерческие запасы углеводородов [1].

В 2002–2004 гг. ОАО «НК „Роснефть“» наращивало активы и расширяло географию деятельности: в 2002 г. была приобретена лицензия на освоение Кайганско-Васюканского участка — проект «Сахалин-5», в 2003 г. получена лицензия на Венинский участок — проект «Сахалин-3», и приобретены: НК ОАО «Северная нефть», что укрепило позиции «Роснефти» в Тимано-Печоре, и Англо-Сибирская НК, владеющая лицензией на разработку Ванкорского месторождения в Восточной Сибири.

В 2004 г. Игорь Сечин возглавил Совет директоров компании, в 2005 г. «Роснефть» заняла лидирующие позиции среди НК России по объемам добычи нефти и газа и в июле 2006 г. провела первичное размещение акций на Лондонской фондовой бирже (ИПО). Акции компании купили BP, Petronas и CNPC, а также около 150 тыс. российских физических лиц.

В 2004 г. НК «Роснефть» выкупила у собственников ООО «Байкалфинансгруп» 100%-ную долю в компании, став владельцем и принадлежащего ей актива — 76,6% акций ОАО «Юганскнефтегаз». После покупки «дочки» ЮКОСа «Роснефть» освободилась от перспектив быть подконтрольной «Газпрому».

В 2007 г. «Роснефть» приобрела за 18,57 млрд руб. 18-й лот имущества ЮКОСа, в состав которого вошли транспортные, финансовые, нефтехимические и производственные активы в России и СНГ («Восток Азия Транзит ЛЛК», владеющая правом на поставку нефти в Китай через Монголию, украинское ЗАО «Кафа», специализирующееся на перевалке нефтепродуктов на морские суда и в железнодорожные цистерны, зарегистрированное в Армении ООО «ЮКОС СНГ Инвестмент», ЗАО «Куйбышевнефтеоргсинтез», производящее нефтехимическое сырье и моторные масла, «ЮМ-Трейд», Yukos UK Limited, а также телекомпания «Телеспецназ», несколько ЧОПов и другие мелкие компании).

В 2009 г. было введено в промышленную эксплуатацию Ванкорское месторождение — крупнейшее нефтегазовое месторождение Восточной Сибири.

В 2010 г. была начата работа над нефтехимическим проектом (НХП) на Дальнем Востоке и Тяньцзинским НПЗ в Китае, приобретены доли в четырех НПЗ на территории Германии, в результате чего суммарная переработка выросла более чем на 20% — до 61,6 млн т.

По результатам 2010 г. получен самый высокий показатель абсолютного прироста добычи нефти среди российских компаний, и «Ванкорнефть» стала второй крупнейшей добывающей компанией группы «Роснефть» [1].

В 2011 г. компания продолжила восполнение ресурсной базы: получены лицензии на Байкаловский участок в Красноярском крае и на Бузеровский участок в Самарской области и свидетельства об установлении факта открытия месторождений им. Н. Лисовского и Санарское в Иркутской области. На Даниловском лицензионном участке открыто еще одно месторождение — на скважине № 71 получен фонтанный приток легкой нефти.

В 2011 г. «Роснефть» работала также над увеличением коэффициента извлечения нефти на стареющих месторождениях и на месторождениях с тяжелой

трудноизвлекаемой нефтью: была разработана программа геологоразведки и восполнения сырьевой базы стареющих месторождений «Краснодарнефтегаза», «Ставропольнефтегаза», «Грознефтегаза».

С мая 2012 г. по настоящее время Игорь Сечин — Президент, Председатель Правления ПАО «НК „Роснефть“». Стратегическими задачами компании были объявлены: повышение экологической и промышленной безопасности предприятий, модернизация перерабатывающего блока, разработка месторождений и увеличение добычи нефти.

В 2012 г. НК «Роснефть» достигла окончательных договоренностей по приобретению 100%-ной доли ТНК-ВР, что позволило «Роснефти» стать крупнейшей нефтедобывающей компанией в мире.

В марте 2013 г. компания официально объявила, что приобрела 100% акций ТНК-ВР, которые в равных долях принадлежали британской ВР и консорциуму российских акционеров ААР («Альфа-групп», «Ренова», AccessIndustries). Долю ААР «Роснефть» выкупила за 27,73 млрд долл., ВР за свою долю получила 16,65 млрд долл. и 12,84% акций «Роснефти», ВР дополнительно приобрела также 5,66% акций «Роснефти» у «Роснефтегаза». В результате сделок ВР стала вторым по величине акционером «Роснефти» с долей в 19,75% (с учетом уже имеющегося у ВР пакета в 1,25%).

Слияние компаний стало возможным из-за взаимодополняемости активов компаний и близости территорий, на которых ведется добыча и переработка нефти: «Роснефть» ведет разработку участков в районе Ванкорского месторождения, принадлежащих ТНК-ВР с 1994 г. (слияние позволило нарастить ресурсную базу Ванкора на 2,7 млрд баррелей н. э.), значительный эффект можно получить также от внедрения активов Юрубчено-Тохомского, Куюмбинского, Верхнечонского месторождений. Участки ТНК-ВР можно вовлечь в разработку на базе транспортной и газоперерабатывающей инфраструктуры, созданной «Роснефтью».

Другим направлением развития компании становятся соглашения с ведущими мировыми энергетическими компаниями по освоению шельфа. В 2012 г. заключено соглашение с ExxonMobil об опытной разработке трудноизвлекаемых запасов баженовской и ачимовской свит в Западной Сибири, а также по ее вхождению в Арктический научно-проектный центр шельфовых разработок [1].

В 2012 г. были подписаны соглашения с компанией Statoil по созданию совместного предприятия для работы на участках в Охотском и Баренцевом морях и оценке трудноизвлекаемых запасов нефти месторождений Западной Сибири и Ставропольского края, а также соглашение с Eni о создании предприятия для освоения лицензионных участков российского шельфа в Баренцевом и Черном морях.

Была завершена сделка по созданию на базе ООО «НГК „Итера“» предприятия в области добычи и реализации газа, объединенные доказанные и вероятные запасы составили 427 млрд м³ газа и 25,8 млн т жидких углеводородов (классификация PRMS).

В 2012 г. «Роснефть» стала крупнейшей публичной нефтегазовой компанией в мире за счет введения в компанию активов ТНК-ВР, ООО «НГК „Итера“», ОАО «Сибнефтегаз» [1].

В 2013 г. заключено долгосрочное соглашение о поставке нефти сроком на 25 лет на сумму 270 млрд долл. с Китайской национальной нефтегазовой корпорацией. «Роснефть» совместно с ExxonMobil, Eni, Statoil выполнила программу научных гидрологических и метеорологических исследований, анализ ледовой обстановки, ГРП на шельфах арктических морей, в результате проведенных ГРП было открыто 6 нефтегазовых месторождений и 70 новых залежей.

В 2014 г. компания участвовала в поисковом бурении на месторождении Победа в Карском море и открытии Карской нефтегазоносной провинции, разведанные ресурсы которой по своим объемам сопоставимы с запасами всей Саудовской Аравии (первая скважина на месторождении Победа позволила поставить на баланс суммарные начальные извлекаемые запасы в 130 млн т нефти и 396 млрд м³ газа), ввести в эксплуатацию первые скважины на крупнейшей в мире буровой платформе Беркут в Охотском море, начать добычу с помощью уникальной буровой установки Ястреб на Сахалине на Северном Чайво [1].

Успешно выполнена программа геологоразведочных работ на Дальнем Востоке, в Восточной и Западной Сибири, Волго-Уральском регионе, Тимано-Печоре и на юге России, пробурено и завершено испытанием 100 поисково-разведочных скважин с успешностью 80%, открыто 5 новых месторождений (2 месторождения на шельфе и 64 новые залежи), суммарные запасы которых составляют около 560 млн т нефтяного эквивалента.

В 2014 г. «Роснефть» выходит на новые экспортные маршруты, продолжает увеличивать поставки по восточному направлению — в Азиатско-Тихоокеанском регионе поставки уже выросли более чем на 40%.

«Роснефть», продолжая исследования на Арктическом шельфе, организовала экспедиции «Кара-зима-2014» и «Кара-лето-2014».

В 2014 г. «Роснефть» подтвердила статус ведущей российской нефтегазовой корпорации, крупнейшего налогоплательщика РФ и продолжила реализацию социально значимых программ. По итогам года чистая прибыль «Роснефти» составила почти 350 млрд руб.

В январе 2015 г. компания начала добычу нефти на месторождении Аркутун-Даги с использованием буровой платформы Беркут. Объем добычи на месторождении при выходе на плановую мощность — 4,5 млн т в год.

В марте 2015 г. была завершена сделка по приобретению 100% акций холдинга «САНОРС» — ЗАО «Новокуйбышевская НХК». Завершена также научно-исследовательская экспедиция «Кара-зима/лето-2015».

«Роснефть» приняла участие в XIX Петербургском международном экономическом форуме, в результате которого было заключено 205 контрактов, подписано 58 соглашений [1].

В числе этих соглашений — соглашение, подписанное главой «Роснефти» Игорем Сечиным и владельцем группы компаний «Алтек» Дмитрием Босовым о создании совместного предприятия на базе активов «Печора СПГ», но закрытие сделки отложилось. В июне 2015 г. были подписаны обновленные коммерческие параметры сотрудничества.

В декабре 2015 г. компания группы «Алтек» завершила создание совместного предприятия (СП) с целью развития проектов по добыче запасов газа в Ненецком автономном округе (НАО). В состав СП были внесены лицензии на недропользование в отношении Кумжинского и Коровинского месторождений

и денежные средства, необходимые для развития проекта. На базе ресурсов этих месторождений проект предусматривает строительство завода по производству СПГ. Суммарные запасы Кумжинского и Коровинского месторождений по категории ABC1+C2 составляют 165 млрд м³ газа.

Реализация проекта позволит повысить инвестиционную привлекательность региона, создать новые рабочие места, обеспечить значительный рост налоговых поступлений. Развитие данного проекта является важным элементом газовой стратегии «Роснефти».

12 октября 2016 г. ПАО «НК „Роснефть“» выкупило у государства контрольный пакет акций ПАО АНК «Башнефть» [4].

Согласно данным ПАО «НК „Роснефть“», после присоединения новых мощностей по добыче и переработке добыча нефти выросла до 632,1 тыс. т в сутки (на 10%), газа — до 205,9 млн м³ в сутки (на 1,3%), запасы увеличились до 12,2 млрд т (на 6%).

Значительно увеличились показатели по переработке нефти, а также по реализации нефтепродуктов. Установленная мощность нефтеперерабатывающих предприятий в настоящее время составляет 145 млн т в год (на 20% выше прежнего уровня), количество АЗС выросло на 22%, продажи нефтепродуктов — на 20%.

Утвержденная инвестиционная программа «Роснефти» предусматривает вложение более 1 трлн руб. ежегодно в 2017–2018 гг., около половины из этих средств пойдут на новые проекты, в ближайшие два-три года — почти по месторождению в квартал. Среднегодовой темп роста добычи газа компания планирует поддерживать на уровне 10% и через несколько лет войти в тройку крупнейших мировых производителей газа [5, 6].

Геолого-разведочные работы ПАО «НК „Роснефть“»

ПАО «НК „Роснефть“» обладает крупнейшей ресурсной базой углеводородов на суше и континентальном шельфе.

Основную часть геолого-разведочных проектов «Роснефть» реализует в Западной и Восточной Сибири, Поволжье, на шельфе южных морей.

В 2014–2015 гг. «Роснефть» продолжала эффективную доразведку зрелых месторождений и геолого-разведочные мероприятия в новых районах Восточной Сибири и Ямало-Ненецкого АО.

«Роснефть» занимает лидирующие позиции в освоении континентального шельфа России [1].

На рисунке 4.30 представлен объем геолого-разведочных работ (ГРП) на шельфе [7].

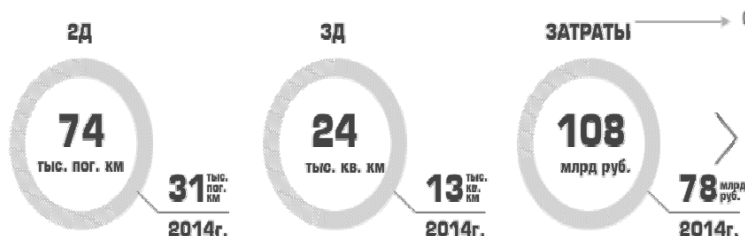


Рис. 4.30

Объем ГРП на шельфе за 2012–2014 гг. (суммарный и за 2014 г.)

Общее число лицензий «Роснефти» на разработку российского шельфа — 46 с суммарным объемом ресурсов углеводородов, превышающим 43 млрд т нефтяного эквивалента.

Добыча нефти и газа

ПАО «НК „Роснефть“» — лидер производства жидких углеводородов в мире. На рисунке 4.31 представлена динамика увеличения запасов углеводородов в 2014–2016 гг. [2].

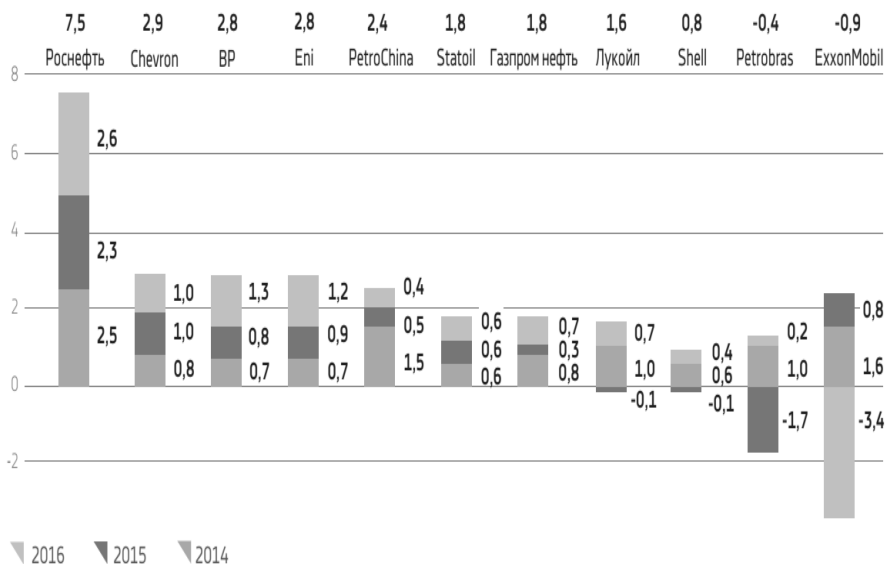


Рис. 4.31

Органический прирост запасов за 2014–2016 гг. по классификации SEC
(показатели с учетом зависимых обществ. PetroChina
без учета зависимых обществ), млрд б. н. э.

В 2013 г. рост добычи составил на зрелых месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» в Волго-Уральском регионе — 2,9%, на новых месторождениях: Ванкорском — 17,8% и Верхнечонском — 7%, в Восточной Сибири и Уватской группе месторождений на юге Тюменской области — 18,4%.

Ключевые проекты «Роснефти» — Лабаганское месторождение (рис. 4.32) и Северо-Комсомольское месторождение (рис. 4.33).



Рис. 4.32

Лабаганское месторождение



Рис. 4.33

Северо-Комсомольское месторождение

Что касается добычи газа, то с 2013 г. ПАО «НК „Роснефть“» стало третьим крупнейшим производителем газа в России, добыв 38,17 млрд м³. Рост добычи газа на 16% наблюдался в первом полугодии 2015 г. по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, в том числе по природному газу — на 10,4%, по ПНГ — на 22,6% [1, 8], и значительно увеличился после покупки контрольного пакета акций «Башнефти».

Активно развивается проект «Роспан» (разработка Восточно-Уренгойского и Новоуренгойского лицензионных участков), утвержден интегрированный проект разработки газовых залежей Харампурского месторождения.

На рисунке 4.34 представлена реализация газа ПАО «НК „Роснефть“» в 2016 г. [2].



Рис. 4.34

Реализация газа ПАО «НК „Роснефть“» в 2016 г., млрд м³

К 2020 г. компания планирует добывать 100 млрд м³ газа в год, вдвое увеличив свою долю на внутреннем газовом рынке (до порядка 20%).

Совместно с ExxonMobil начата реализация проекта «Дальневосточный СПГ» по производству СПГ с целью эффективного использования запасов газа на шельфе острова Сахалин. Проектная мощность завода — 5 млн т в год с возможным расширением в будущем, запуск планируется в 2018–2019 гг. Компания законтрактовала объемы СПГ с японскими компаниями Marubeni и Sodec, часть СПГ будущего завода законтрактована компанией Vitol (один из крупнейших мировых трейдеров).

«Роснефть» участвует в реализации программы по увеличению уровня использования ПНГ до 95%, но пока не достигла этого уровня [1]. За первую половину 2015 г. показатель использования ПНГ составил 87%, что на 10% выше по сравнению с аналогичным периодом 2014 г. Данный результат был достигнут за счет увеличения поставок газа Ванкорского месторождения в газотранспортную систему «Газпрома» [8].

Инновационное развитие НК «Роснефть»

Программа инновационного развития НК «Роснефть» направлена на модернизацию производственной базы, создание и внедрение новых технологий для решения производственных задач, повышение энергоэффективности производства, соблюдение высоких международных экологических стандартов и стандартов промышленной безопасности [7].

Экологическая безопасность

«Роснефть» уделяет большое внимание сфере охраны окружающей среды, реализует ряд мер предупреждающего характера, направленных на минимизацию негативного воздействия на окружающую среду.

В связи с началом работы на арктическом шельфе в 2013 г. создано ООО «Арктический научный центр» (АНЦ) совместно с компанией ExxonMobil, которое работает над созданием экологически безопасных и эффективных технологий [1].

Завершилась экспедиция «Кара-лето-2015», организованная НК «Роснефть» при участии ООО «АНЦ» и ФГБУ «Арктический и антарктический НИИ». В экспедиции участвовали ведущие российские и мировые научные и проектные организации. Были проведены исследования в четырех морях Арктики: Карском, Лаптевых, Восточно-Сибирском и Чукотском. Дополнительно были проведены попутные судовые метеорологические и ледовые наблюдения, биологические исследования.

Результаты «Кара-лето-2015» и предыдущих экспедиций позволяют определить безопасные точки для проведения ГРП, спроектировать буровые платформы и необходимые для нефтедобычи сооружения, выбрать маршруты транспортировки углеводородов и возможные трассы подводных трубопроводов.

В настоящее время на основе полученных данных проводятся планирование и подготовка экспедиционных работ для исследования природно-климатических, инженерно-геологических и экологических условий арктического шельфа [9].

Нефтеперерабатывающие предприятия НК «Роснефть»

В структуру ПАО «НК „Роснефть“» входят девять крупных нефтеперерабатывающих предприятий на территории России: Комсомольский, Туапсинский, Куйбышевский, Новокуйбышевский, Сызранский, Ачинский, Саратовский НПЗ, Рязанская НПК и Ангарская НХК, а также четыре мини-НПЗ в Западной и Восточной Сибири, Тимано-Печоре и на юге европейской части России, перерабатывающие почти треть нефти от общей переработки в стране. После приобретения в 2016 г. у «Башнефти» в состав компании также вошел Единый нефтеперерабатывающий комплекс компании, в который входят три НПЗ — «Башнефть-Уфанефтехим», «Башнефть-УНПЗ», «Башнефть-Новыйл».

Компания уделяет внимание развитию производства масел, которое осуществляется на Новокуйбышевском заводе масел и присадок, Ангарской нефтехимической компании, Московском заводе «Нефтепродукт», а также заводе масел ООО «РН — Смазочные материалы» (г. Рязань) и НПЗ ОАО «Славнефть-ЯНОС» (доля в собственности). Суммарная мощность составляет более 700 тыс. т в год товарной продукции, в том числе более 500 тыс. т в год масел.

Нефтехимические предприятия ПАО «НК „Роснефть“»

Ангарский завод полимеров (АЗП) — это основное нефтехимическое предприятие (НХП) «Роснефти» и единственное НХП в Восточной Сибири. Сырье завода — прямогонный бензин и углеводородные газы, в основном с Ангарской нефтехимической компании. Основная технологическая установка завода — установка пиролиза мощностью 300 тыс. т этилена в год. Ежегодно НХП производит около 200 тыс. т этилена, основная часть которого используется заводом для производства полиэтилена высокого давления, стирола и полистирола, 100 тыс. т пропилена и 60 тыс. т бензола.

В марте 2015 г. «Роснефть» приобрела нефтехимический холдинг САНОРС — АО «Новокуйбышевская Нефтехимическая Компания», которая является одним

из крупнейших производителей продукции газопереработки, нефтехимии и органического синтеза на территории России и Восточной Европы.

НК «Роснефть» создает мощный нефтеперерабатывающий центр на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири — «Восточную нефтехимическую компанию», которая позволит увеличить переработку сырья, решить ряд стратегических и экономических задач в Дальневосточном регионе, повысить конкурентоспособность и увеличить экспорт готовой продукции на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона.

Осуществляется комплекс мероприятий по подготовке к строительству I и II очереди проекта:

- I очередь — нефтепереработка мощностью 12 млн т в год по нефти с получением моторных топлив (автобензинов 1 млн 570 тыс. т/год, дизельного топлива 6 млн т/год, керосина 790 тыс. т/год, судового маловязкого топлива 140 тыс. т/год);
- II очередь — нефтехимия мощностью 3,4 млн т в год по сырью с производством полиэтилена — 850 тыс. т/год, полипропилена — 800 тыс. т/год, бутадиена — 200 тыс. т/год, бензола — 230 тыс. т/год, МЭГ — 700 тыс. т/год [1].

Газоперерабатывающие предприятия ПАО «НК „Роснефть“»

В структуру НК «Роснефть» до недавнего времени входили 2 газоперерабатывающих завода суммарной мощностью 1,8 млрд м³ газа в год: АО «Нефтегорский ГПЗ» и АО «Отраденский ГПЗ», а также Зайкинское газоперерабатывающее предприятие (ЗГПП), находящееся в составе дочернего общества нефтегазодобычи ПАО «Оренбургнефть», включающее Покровскую установку комплексной подготовки газа (ПУКПГ), суммарная мощность составляет 2,6 млрд м³ газа в год.

12 октября 2016 г. в результате интеграции Туймазинское и Шкаповское ГПП, входящие в состав подразделения ПАО «АНК „Башнефть“» — ОАО «Объединенная нефтехимическая компания», вошли в газовый сектор ПАО «НК „Роснефть“».

Основными продуктами газоперерабатывающих предприятий компании являются: ШФЛУ марки А; этановая фракция марки Б; сухой отбензиненный газ (СОГ); сера техническая газовая комовая [10].

В группу «Роснефть» с 1996 г. входит ООО «Ставропольнефтегаз», основной профиль деятельности которого разведка, добыча нефти и газа; в его составе и Нефтекумский ГПЗ, расположенный в Ставропольском крае, г. Нефтекумске. Газоперерабатывающий завод «Роснефть-Ставропольнефтегаз» (в него также входят газокomppressorные и нефтеперекачивающие станции) выпускает бензин газовый нестабильный, сжиженный и сухой газ.

Развитие газового бизнеса ПАО «НК „Роснефть“»

За 9 месяцев 2015 г. среднесуточная добыча газа составляла 1024 тыс. барр. н. э./сут, что по сравнению с тем же периодом 2014 г. на 12,3% больше [11].

Ресурс газа ПАО «НК „Роснефть“» в 2016 г. составил 76,3 млрд м³, причем добыча составляет 60,5 млрд м³, покупка, в том числе от ассоциированных компаний, — 15,8 млрд м³ [2].

Сравнение показателей добычи газа крупнейшими компаниями в 2012–2014 гг. представлено на рисунке 4.35. За данный период наблюдался пятикратный рост доли компании «Роснефть» в поставках газа на внутренний рынок.

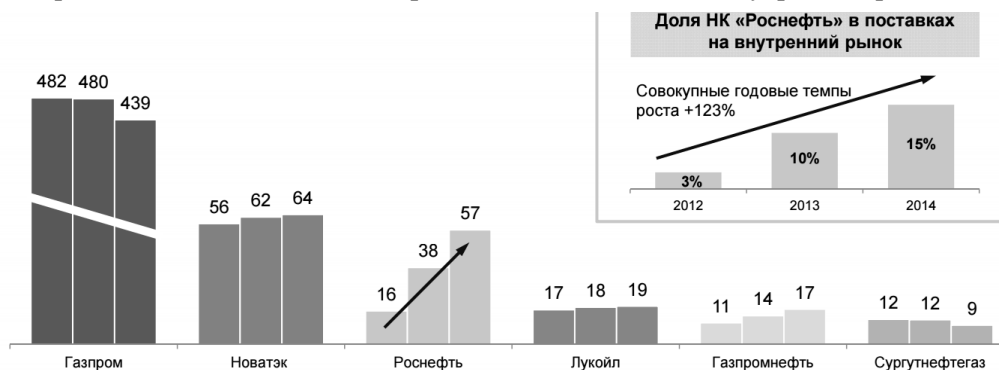


Рис. 4.35

Добыча газа крупнейшими компаниями РФ в 2012–2014 гг., млрд м³ [12]

Ниже на рисунке 4.36 представлены прогнозы добычи газа компанией «Роснефть».

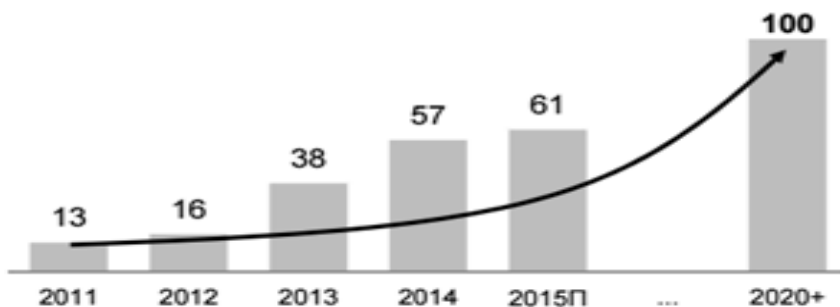


Рис. 4.36

Добыча газа компанией «Роснефть» в 2011–2020+ гг., млрд м³ по прогнозам [12]

По данным «Роснефти», текущий профиль активов позволит обеспечить прирост добычи газа и продолжить ее наращивание после 2020 г.

Увеличение добычи «Роснефтью» становится особенно актуальным в связи с закрытием сделки по продаже 49% доли в ООО «Юграгазпереработка» ПАО «СИБУР Холдинг» в 2014 г. и подписанием долгосрочных контрактов на поставку ПНГ в объеме 10 млрд м³ в год, покупку полученного в результате переработки СОГ, а также заключением долгосрочных контрактов с рядом компаний (ОАО «РУСАЛ», ОАО «ЕвроСибЭнерго», Группой «ГАЗ», ЗАО «МХК „ЕвроХим“» и ОАО «Фортум») на поставку газа в объеме свыше 40 млрд м³ на период с 2014 по 2029 г. [3]. Таким образом Роснефть решает проблему утилизации ПНГ, снижая свое отставание от других более успешных в этом направлении нефтяных компаний.

На рисунке 4.37 представлена карта основных активов и перспективных проектов газового бизнеса [2].



Рис. 4.37

Карта основных активов и перспективных проектов газового бизнеса

— добыча газа;
 — перспективные проекты по добыче газа;
 — проекты производства СПГ;
 — ГПЗ;
 — основные регионы поставки газа ПАО «НК „Роснефть“» в 2016 г.

Контактная информация

Полное наименование организации	ПАО «НК „Роснефть“»
Почтовый адрес	Российская Федерация, 117997, Москва, Софийская набережная, 26/1
Юридический адрес	Российская Федерация, 115035, Москва, Софийская набережная, 26/1
Контактные телефоны	(+7 (499) 517-88-99
Факс	+7 (499) 517-72-35
Сайт	http://www.rosneft.ru/
Электронный адрес	postman@rosneft.ru

4.2.2. Отрадненский ГПЗ (ПАО «НК „Роснефть“»)

Отрадненский ГПЗ (рис. 4.38) пущен в эксплуатацию в 1962 г., является структурным подразделением ПАО «НК „Роснефть“». Завод расположен в г. Отрадном Самарской области, генеральный проектировщик — институт «Гипровостокнефть».

Основное назначение ГПЗ — переработка ПНГ, поступающего с предприятий «Роснефть» — «Самаранефтегаз» и «Оренбургнефть».

Завод запроектирован по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с аммиачной холодильной установкой (две изотермы кипения: -5°C и -25°C).

Проектная мощность по ПНГ — 1100 млн $\text{м}^3/\text{год}$ [13, 14].

Основная продукция Отраденского ГПЗ: СОГ, ШФЛУ, этановая фракция, сера техническая газовая.

Степень извлечения C_{3+} составляет около 77%, выработка этановой фракции с массовым содержанием этана 65–68% — 36,3 тыс. т/год, ШФЛУ — 12 тыс. т/год [13].



Рис. 4.38

Отраденский ГПЗ

Генеральный директор Отраденского ГПЗ — Вячеслав Васильевич Федечкин.



Вячеслав Васильевич Федечкин

Генеральный директор Отраденского ГПЗ

В. В. Федечкин родился 15 декабря 1969 г. в Куйбышевской обл.

В 1994 г. окончил Самарский аэрокосмический университет.

Трудовую деятельность начал с оператора технологических установок на Нефтегорском ГПЗ.

В 2004 г. — получил дополнительное высшее образование в Самарском техническом университете.

С 2013 г. — исполняющий обязанности Генерального директора Отраденского ГПЗ.

С 2017 г. — Генеральный директор АО «Отраденский ГПЗ».

В качестве сырья на Отраденском ГПЗ перерабатывается сернистый нефтяной газ I и II ступеней сепарации нефти, поставляемый с месторождений от ОАО «Самаранефтегаз», а также технологическая углеводородная смесь

(ТУС) с Покровской группы месторождений от ПАО «Оренбургнефть», поступающая через Покровскую КС. Блок-схема Отрадненского ГПЗ и технологическая структура, состав и действующие мощности установок представлены на рисунке 4.39 и в таблице 4.17 соответственно.

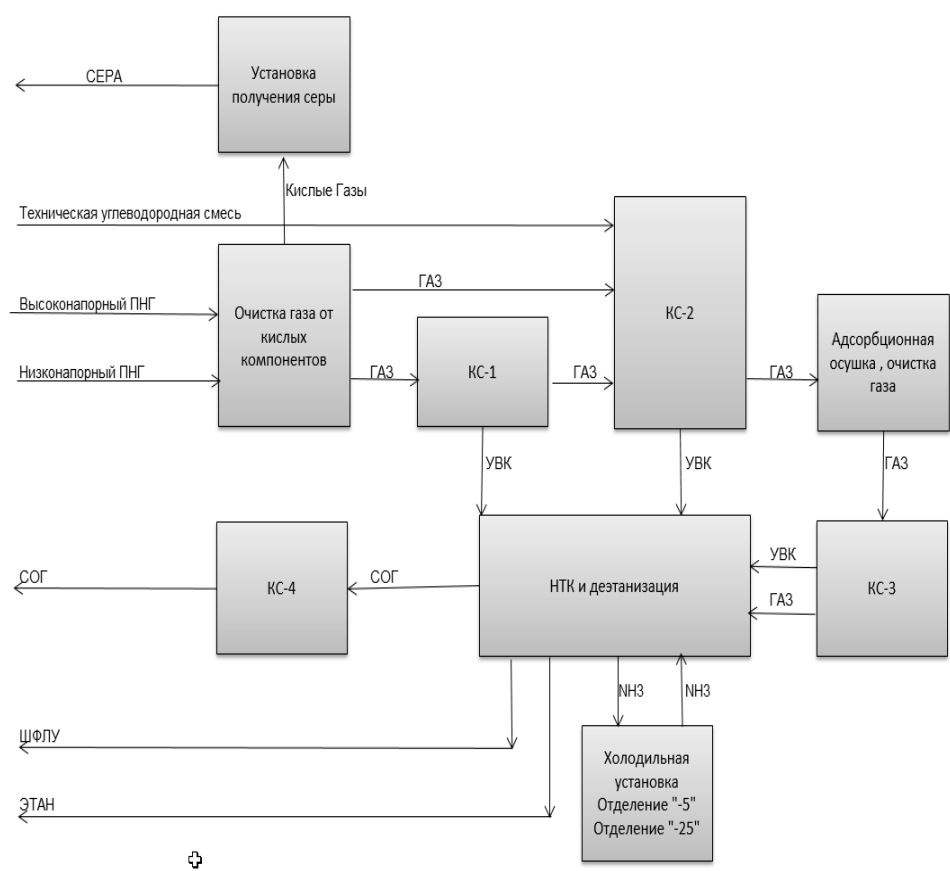


Рис. 4.39
Блок-схема Отрадненского ГПЗ [13]

Таблица 4.17

**Технологическая структура, состав
и действующие мощности установок [14]**

Технологический процесс	Год ввода	Ед. изм.	Мощность
Установка подготовки газа			
Газомерный и газораспределительный пункты с приемными сепараторами	1962	млн м ³	1100
Очистка от H ₂ S и CO ₂			
Р-0,15 МПа	1962	млн м ³	177,5
Р-0,4 МПа	1970	млн м ³	142
Адсорбционная осушка и очистка газа от сернистых соединений	2005	млн м ³	305
Получение серы	1989	тыс. т	3,2
Газокомпрессорный участок	1962	млн м ³	1100

Технологический процесс	Год ввода	Ед. изм.	Мощность
Установка переработки газа			
Сепараторное отделение		млн м ³	1100
Дезанизация			
ШФЛУ	1962	тыс. т	342
Фракция этановая		тыс. т	168
Низкотемпературная конденсация (НТК-5°) с аммиачной холодильной установкой	1972	млн ккал/ч	5,1
Аммиачная холодильная установка (НТК-25°)		млн ккал/ч	2,9

Основными технологическими установками завода являются установки подготовки и переработки газа. На заводе находится комбинированная установка очистки от кислых компонентов (сероводорода и диоксида углерода), работающая при низком (1,5 кгс/см²) и высоком (4,0 кгс/см²) давлении [13].

Газ очищают от H₂S и CO₂ раствором моноэтаноламина (МЭА), осушка проводится твердым поглотителем, переработка — по схеме низкотемпературной конденсации с использованием в качестве хладагента жидкого аммиака [14].

Серу из кислых газов получают методом Клауса. В качестве катализатора применяют активный оксид алюминия. Проектная степень извлечения серы — 93%. Годовая мощность установки составляет 3200 т элементарной серы [13].

В 2000-х гг. на заводе возникла проблема сбыта сухого отбензиненного газа, который не соответствовал требованиям по содержанию сернистых соединений и влаги, так как в исходном газе, поступающем на завод, содержалось 0,08–0,24 г/м³ меркаптанов. В товарной продукции — этановой фракции и ШФЛУ — содержание сернистых соединений превышало установленные нормы, так как углеводородный конденсат, направляемый на переработку, не был очищен от меркаптанов.

Было принято решение о проведении реконструкций установки осушки и очистки в два этапа.

На первом этапе была проведена замена сорбента — активного оксида алюминия на комбинированный слой синтетических цеолитов типа СаХ и NaХ, что позволило увеличить селективность извлечения сернистых соединений, в том числе меркаптанов, снизить соадсорбцию тяжелых углеводородов и тем самым снизить потери тяжелых углеводородов при осушке и очистке ПНГ. Были также установлены новые фильтры на потоках газа регенерации и охлаждения, выполнена переобвязка этих потоков, что обеспечило качество товарного газа соответственно ОСТ 51.40-93.

На втором этапе была проведена реконструкция установки адсорбционной осушки, реконструированная установка состоит из двух параллельных отдельных технологических блоков: осушки и очистки газа. Усовершенствованная технология переработки ПНГ позволила обеспечить требования по температуре точки росы СОГ не выше –40°С (низкотемпературная технология ведется при температуре –25°С) и остаточному содержанию сернистых соединений в соответствии с ОСТ 51.40-93 (сероводород — 0,007 г/м³, меркаптаны — 0,016 г/м³). При реконструкции было использовано существующее оборудова-

ние с частичной заменой и дополнением новым оборудованием. Данная технология позволила исключить из технологической схемы установку адсорбционной осушки газа цеха переработки газа. Второй этап был завершён в 2005 г.

В 2003 г. проведена реконструкция установки сероочистки с переводом теплоснабжения с пара на теплоноситель (керосин) от печи ОФГ-133.

В 2004 г. была построена и введена в эксплуатацию железнодорожная эстакада из 20 наливных стояков для поставки ШФЛУ с Отрадненского и Нефтегорского ГПЗ. В комплекс железнодорожной эстакады вошли дополнительный товарный парк на 8 резервуаров объемом 200 м³ каждый, насосная по откачке ШФЛУ. Проектировщик — ОАО «Самаранефтехимпроект» [14].

В 2008 г. была пущена в эксплуатацию собственная блочная котельная установка мощностью 17 т пара/ч, что позволило заводу полностью перейти на собственное теплоснабжение.

В 2012 г. Отрадненский ГПЗ отметил свое 50-летие.

Характеристика отгрузки продукции по трубопроводам представлена в таблице 4.18.

Таблица 4.18

Отгрузка продукции по трубопроводам [14]

Продукт	Диаметр трубопровода, мм	Длина, км	Начальный и конечный пункты
Технологическая углеводородная смесь (ТУС)	530	72,5	Участок газопровода: Покровская КС — ЗАО «Отрадненский ГПЗ» (находится на балансе ЗАО «Отрадненский ГПЗ»)
Фракция этановая	219	105	Отрадненский ГПЗ — «ЗАО Нефтехимия»
ШФЛУ	273	114	Отрадненский ГПЗ — Новокуйбышевская НХК

В связи с износом оборудования возникла необходимость в техническом переоснащении производства. С этой целью к проектным работам в 2012 г. были привлечены институты: НИПИ ОНГМ, НИПИ МИАП, «Премиум Инжиниринг».

Создание современного ГПЗ планируется осуществить путем строительства новых технологических объектов в периметре действующих производств Отрадненского ГПЗ (рис. 4.40). В состав будут входить:

- блок приемных сепараторов (БПС);
- сырьевая компрессорная установка (КС-1);
- установка абсорбционной очистки ПНГ от сероводорода и диоксида углерода с узлом нагрева и циркуляции теплоносителя;
- компрессорная установка очищенного газа (КС-2);
- установка адсорбционной осушки и очистки сырьевого газа и газового компрессата;
- установка низкотемпературной конденсации (НТК) и деэтанзации с узлом нагрева и циркуляции теплоносителя;
- пропиленовая холодильная установка (ПХУ);
- дожимная компрессорная станция (КС-3).

Мощность ГПЗ по ПНГ принята 300 млн $\text{нм}^3/\text{год}$, по ШФЛУ — 180 тыс. т/год.

Товарная продукция завода: СОГ, этановая фракция, ШФЛУ.

Очистку газа от кислых примесей проводят раствором моноэтаноламина, образующиеся при аминовой очистке кислые газы утилизируются на установке Клауса. Предусмотрена адсорбционная осушка и очистка газа и конденсата от меркаптанов с применением пяти адсорберов — три адсорбера для осушки, очистки газа от меркаптанов, два — для осушки и очистки углеводородного конденсата с точкой росы по влаге -70°C .

Переработка очищенного и осушенного ПНГ предусмотрена по технологии НТК с использованием пропиленового холода с изотермой -7°C и -43°C и холода сырьевого потока деметанизатора, сдросселированного с 3,7 до 1,9 МПа. Полученный СОГ будет отвечать требованиям ОСТ 51.40-93.

Данная технология переработки ПНГ позволяет достигнуть степени извлечения углеводородов C_{3+} не менее 95% от потенциального содержания в сырье [14].

В 2014 г. проекты получили положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России».

В 2015 г. поставщики приступили к разработке РКД и поставке оборудования.

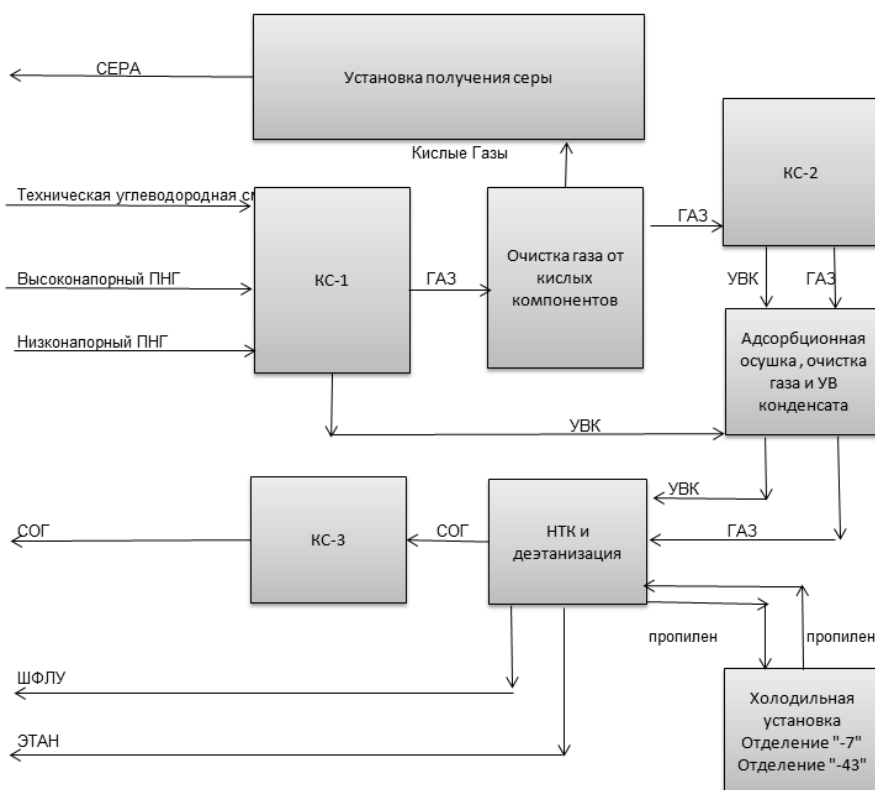


Рис. 4.40
Блок-схема нового Отрадненского ГПЗ (проект)

В настоящий момент продолжается поставка оборудования и производятся строительно-монтажные работы на таких объектах, как:

- дожимная компрессорная станция;
- блок азотно-воздушный;
- установка абсорбционной очистки ПНГ от сероводорода и диоксида углерода;
- блок входных сепараторов.

Сегодня в историю Отрадненского ГПЗ пишутся новые страницы, идет сложный процесс интеграции новых объектов в действующее производство. Гарантом успешного преодоления всех трудностей являются профессионализм и высокое мастерство каждого рабочего и инженерно-технического работника на своем рабочем месте, большая их ответственность за порученное дело.

Контактная информация

Полное наименование организации	АО «Отрадненский газоперерабатывающий завод»
Адрес	446300, Самарская область, Отрадный, Промзона 1
Контактные телефоны	(84661) 2-21-22 (приемная)
Факс	(84661) 2-13-86
Сайт	http://www.rosneft.ru/
Электронный адрес	sekr@ogpz.rosneft.ru

4.2.3. Нефтегорский ГПЗ (ПАО «НК „Роснефть“»)

АО «Нефтегорский ГПЗ» (рис. 4.41) введен в эксплуатацию в 1968 г., до июня 2007 г. был в составе компании ОАО «НК „ЮКОС“», сейчас входит в состав ПАО «НК „Роснефть“». Завод расположен в Урало-Поволжье, г. Нефтегорск Куйбышевской области [1].



Рис. 4.41
Нефтегорский ГПЗ

Основное назначение ГПЗ — переработка ПНГ, поступающего с предприятий «Роснефть» — «Самаранефтегаз» и «Оренбургнефть».

Проектировщик — институт «Гипровостокнефть» [13, 14].

Директор Нефтегорского ГПЗ — Шишканов Камиль Александрович, сменивший в 2014 г. Пашенко Анатолия Александровича [15].



Камиль Александрович Шишканов
Директор Нефтегорского ГПЗ

К. А. Шишканов работал оператором и мастером по добыче нефти и газа, по химической обработке скважин НГДУ «Чапаевскнефть», инженером-технологом филиала ОАО «Самаранефтегаз», ведущим инженером управления перспективного планирования, ведущим инженером отдела подготовки газа управления по подготовке нефти и газа, зам. начальника цеха № 7 подготовки нефти и газа.

С 2009 г. возглавлял отдел подготовки газа управления по подготовке газа.

С февраля 2011 г. работал в должности зам. начальника управления по подготовке нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз».

С марта 2013 г. работал в Москве главным специалистом департамента нефтегазодобычи управления по добыче газа и конденсата ОАО «Нефтяная компания „Роснефть“».

С 16 января 2014 г. — директор Нефтегорского ГПЗ.

Завод запроектирован по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с аммиачной холодильной установкой (две изотермы кипения: -10°C и -25°C). Проектная мощность по газу — 700 млн $\text{м}^3/\text{год}$.

На завод в качестве сырья поступает ПНГ I, II, III ступеней сепарации нефти с давлением 0,15 и 0,45 МПа от «Самаранефтегаз» и «Оренбургнефть» с потенциальным содержанием C_{3+} 763 $\text{г}/\text{м}^3$.

В 2003 г. институтом «НИПИгазпереработка» было проведено комплексное обследование Нефтегорского ГПЗ с целью выявления узких мест для оптимизации технологического процесса и разработки более гибкой схемы выработки товарной продукции, снижения потребления сырья, расхода топливного газа и химических реагентов. Основываясь на полученных результатах, была проведена замена абсорбера на установке сероочистки на новую колонну с более эффективными трехслойными провальными тарелками, что позволило почти в 3 раза снизить массу аппарата. Установка осушки была дополнена угольным фильтром и фильтрами тонкой очистки для предотвращения накопления в гликоле механических примесей, продуктов коррозии и смолистых веществ, способствующих вспениванию раствора и повышенным потерям гликоля [13].

В 2008 г. ПНГ Пиненковского месторождения, ранее сжигаемый на факелах, был переориентирован на Нефтегорский ГПЗ.

На рисунке 4.42 представлена проектная блок-схема Нефтегорского ГПЗ, в таблице 4.19 [14] приведены технологическая структура, состав и действующие мощности установок. В таблицах 4.20 и 4.21 представлены способы отгрузки продукции.



Рис. 4.42

Проектная блок-схема Нефтегорского ГПЗ [13]

Таблица 4.19

Технологическая структура, состав и действующие мощности установок

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Ед. изм.	Мощность
Установка подготовки газа				
площадка приемных сепараторов, газораспределительный пункт, склад метанола и одоранта		1967	млн м ³	730,0
Очистка от H ₂ S и CO ₂		1968	млн м ³	643,9
I ступени Р-0,45 МПа				
II ступени Р-0,15 МПа				
Получение серы		1996	тыс. тонн	4,0
Газокомпрессорный участок с сепараторным отделением				
I блок			млн м ³	100,0
II блок			млн м ³	200,0
III блок			млн м ³	530,0
IV блок — дожимная компрессорная станция по дожиму СОГ	ДКС		млн м ³	100,0
Установка переработки газа				
Осушка газа и низкотемпературная конденсация		1968	млн м ³	711,75
Деганизация	НТК	1968	млн м ³	703,0
ШФЛУ			тыс. т	525,0
фракция этановая			тыс. т	149,0
Установка получения холода				
Получение холода	Холодильное отделение –25°С		млн ккал	3160,0
Получение холода	Холодильное отделение –10°С		млн ккал	7050,0

Способы отгрузки продукции [14]

Продукт	Способ отгрузки		
	ж/д	трубопроводный	автомобильный
Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам	—	Местным потребителям и для собственных нужд	—
	—	В систему магистральных газопроводов ПАО «Газпром»	—
Сера	—	—	на ст. Новокуйбышевская
ШФЛУ	—	Отраденский ГПЗ	—
Фракция этановая	—	ЗАО «Нефтехимия»	—

Таблица 4.21

Отгрузка продукции по трубопроводам [14]

Продукт	Диаметр трубопровода, мм	Протяженность, км	Начальный и конечный пункты
Газы горючие природные, поставляемые и транспортируемые по магистральным газопроводам	530	н/д	Нефтегорский ГПЗ — магистральный газопровод
Фракция этановая	219	н/д	Нефтегорский ГПЗ — ЗАО «Нефтехимия»
ШФЛУ	273	н/д	Нефтегорский ГПЗ — Отраденский ГПЗ
ШФЛУ	325	70,2	Нефтегорский ГПЗ — Новокуйбышевская НХК
	377	35,2	

Сегодня на Нефтегорском ГПЗ проводится реконструкция по той же схеме, что и на Отраденском ГПЗ, по проекту, разработанному проектными институтами НИПИ ОГМ, НИПИ МИАП, «Премиум Инжиниринг». Строительство современного ГПЗ планируется осуществить на площадке действующего завода путем ввода новых технологических объектов.

Контактная информация

Полное наименование организации	АО «Нефтегорский газоперерабатывающий завод»
Адрес	446250, Самарская область, г. Нефтегорск, Нефтегорский ГПЗ
Контактные телефоны	(84670) 2-11-30, 3-01-20, (8846) 205-85-42
Факс	(84670) 3-01-94
Сайт	http://www.rosneft.ru/
Электронный адрес	sekr@ngpz.rosneft.ru

4.2.4. Зайкинское ГПП (ПАО «НК „Роснефть“» — ПАО «Оренбургнефть»)

Зайкинское ГПП (рис. 4.43) и его структурное подразделение — Покровская установка комплексной подготовки газа (УКПГ) расположены в Оренбургской области соответственно в Первомайском и Грачевском районах и входят в состав дочернего общества ПАО «НК „РОСНЕФТЬ“», крупного нефтедобывающего предприятия Российской Федерации ПАО «Оренбургнефть», в структуру которого входят три нефтедобывающих предприятия: НГДУ «Бузулукнефть», НГДУ «Сорочинскнефть», ООО «Бугурусланнефть», а также Зайкинское ГПП.

ПАО «Оренбургнефть» — одно из самых крупных предприятий Оренбургской области. Оно основано в 1963 г. В 1995 г. постановлением Правительства Российской Федерации в Оренбуржье учредили нефтяную компанию ОНАКО, в которую в качестве базового добывающего предприятия было включено ПАО «Оренбургнефть». В 2013 г. ПАО «Оренбургнефть», принадлежавшее до этого времени ОАО «ТНК-ВР Холдинг», стало частью НК «Роснефть».

Руководителем предприятия в 2015 г. назначен Игорь Николаевич Пупченко.

До 2002 г. добыча нефти в регионе составляла 7–7,5 млн т в год и считалось, что она может продолжаться только в падающем режиме. Но в 2002 г. был преодолен психологический рубеж в 10 млн т нефти. В 2004 г. был побит рекорд советского времени в 13,1 млн т. Далее был только рост добычи нефти. В 2008 г. был поставлен очередной исторический рекорд — 17 млн 317 тыс. т нефти.

Таблица 4.22

Добыча углеводородного сырья ПАО «Оренбургнефть» [14]

Продукт	2009 г.	2010 г.
Газ природный, млн м ³	522,8	494,9
Газ нефтяной (попутный), млн м ³	370,1	1968,3
Нефть сырая, тыс. т	16950,5	18383,4



Рис. 4.43
Зайкинское ГПП

Основное назначение Зайкинского ГПП — переработка природных газов с Зайкинской и Росташинской групп месторождений. Пуск первой очереди предприятия произведен в 2001 г., пуск второй очереди — в 2013 г.

Проектировщик — институт «Гипровостокнефть», разработчик основных технологических объектов, поставщик оборудования — фирма ThermoDesign Engineering — TDE — Canada (Канада).

Производительность Зайкинского ГПП по сырьевому газу составляет 2,2 млрд м³/год, производительность ж/д терминала — 530 тыс. т/год.

Основными продуктами предприятия являются сухой газ, пропан и бутан технические, пропан-бутановая фракция, бензин газовый стабильный.

История становления и развития Зайкинского ГПП [14, 16]

1-я очередь завода пущена в эксплуатацию в 2001 г., перерабатывала газ Гаршинского, Зайкинского и Росташинского месторождений Оренбургской области, разрабатываемых ПАО «Оренбургнефть», которое вело добычу в четырех нефтяных районах: Бузулукском, Бугурусланском, Сорочинском и Первомайском. Газ на Зайкинское ГПП поступал с газопроводов Зайкино — Старо-Александровская КС и с газопровода от ПС Росташа.

Строительство осуществлялось в три этапа: 1) комплекс для получения товарного газа, 2) комплекс для получения товарной нефти и сжиженных углеводородных газов, 3) комплекс для получения моторных топлив (бензина А-92 и дизельного топлива). К моменту пуска в эксплуатацию строительство запроектированных нефтяных сооружений и сооружений по производству сжиженных углеводородов не было осуществлено.

В составе сооружений 1-й очереди Зайкинского ГПП были предусмотрены: компрессорная станция для сжатия от начального давления 1,4 МПа до давления 5,6 МПа, установка осушки газа, установка низкотемпературной конденсации, установка деэтанализации углеводородного конденсата.

В составе 1-й очереди Зайкинского ГПП были запроектированы и построены: склад метанола; система циркуляционного теплоносителя (ДЭГ), факельная система для сжигания сбросных газов, лабораторный корпус и инженерные сети с учетом возможности размещения коммуникаций 2-й и 3-й очередей.

В декабре 2005 г. Зайкинское ГПП приступило к реализации проекта 2-й очереди, была запущена установка основного агрегата — осушки газа производительностью 120 тыс. м³ газа/ч. Пуск 2-й очереди был осуществлен в 2013 г.

Компания ТНК-ВР, которая в то время была собственником предприятия, планировала достроить вторую очередь Зайкинского ГПП мощностью в объеме 1,1–1,2 млрд м³ товарного газа. При общей мощности завода в 3–3,1 млрд м³ газа в год он должен был производить порядка 450–500 тыс. т этана в год, который ТНК-ВР планировалось поставлять на ОАО «Казаньоргсинтез». Для транспортировки этана с Зайкинского ГПП на этиленовое производство ПАО «Казаньоргсинтез» планировалось проложить этанопровод. Рассматривались два варианта прокладки этанопровода — до действующего трубопровода Оренбургского ГПЗ протяженностью 255 км или до границы с Татарстаном, длина — 600 км.

В настоящее время на Зайкинском ГПП этан не выделяется, а поступает в составе сухого газа в газопровод ПАО «Газпром».

С 2006 г. Зайкинское ГПП выпускает пропан-бутановую фракцию для нужд автотранспорта и как топливо для коммунально-бытовых нужд. В 2008 г. на Зайкинском ГПП начато производство электроэнергии для собственных нужд и для других оренбургских предприятий, принадлежащих в те годы ТНК-ВР.

В 2007–2008 гг. была проведена реконструкция Покровской ГКС, построены Курманаевская и Бобровская ГКС, газопроводы от Скворцовской дожимной насосной станции (ДНС) до Курманаевской ГКС и от Крутоярской ДНС до Курманаевской ГКС.

В 2013 г. пущена Покровская установка комплексной подготовки газа на базе Покровской газокompрессорной станции, прошедшей капитальную реконструкцию.

Схема потоков и структура Зайкинского ГПП

Технологическая схема Зайкинского ГПП включает в себя компримирование, осушку, стабилизацию конденсата, фракционирование. На рисунке 4.45 показан план расположения основного технологического оборудования, блоков и сооружений.

В числе основных узлов предприятия следующие установки.

Установка низкотемпературной конденсации (НТК) и дезанизации (рис. 4.44)

Установка предназначена для отбензинивания сырьевого газа, стабилизации сжиженного углеводородного газа, компримирования товарного газа, в составе установки четыре поршневых компрессора марки Dresser-Randc с электроприводами LOHER и BANYH.

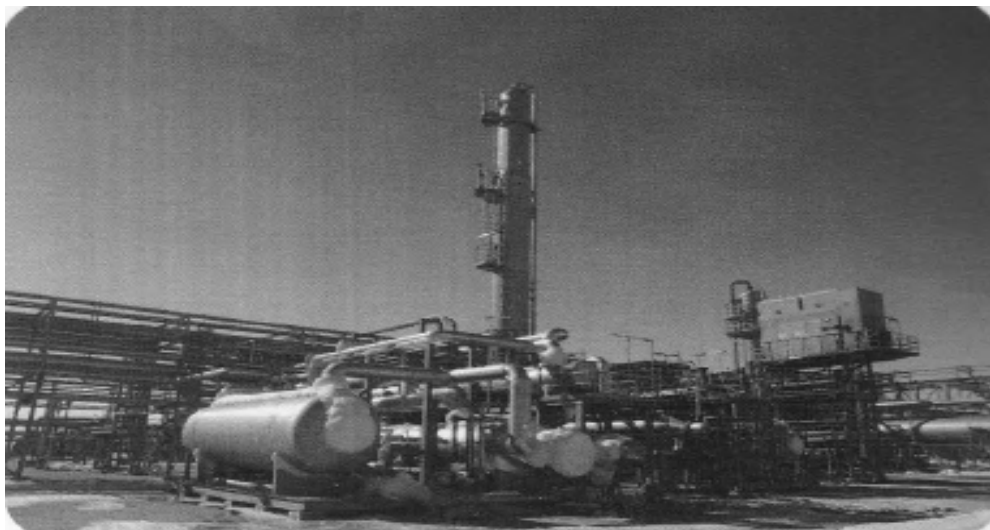


Рис. 4.44
Установка НТК и дезанизации

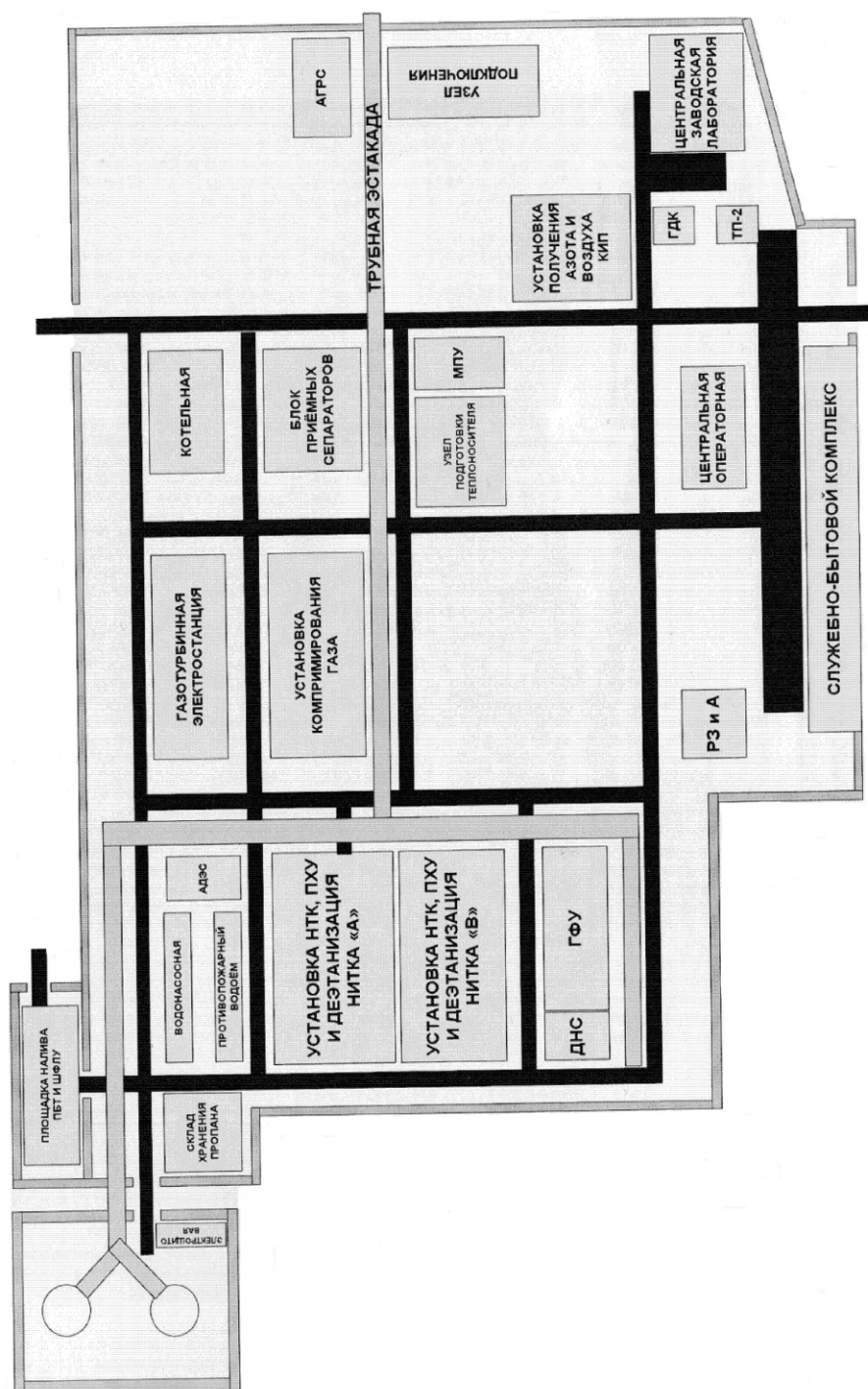


Рис. 4.45
План расположения основного технологического оборудования

Пропановая холодильная установка

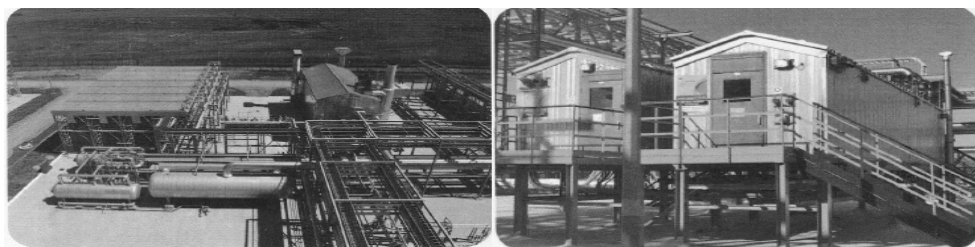


Рис. 4.46

Пропановая холодильная установка

Основное назначение установки (рис. 4.46) — охлаждение газа для эффективного его отбензинивания и осушки. Система компримирования состоит из трех компрессоров центробежного типа марки York с приводом от турбинных двигателей Solar.

Газофракционирующая установка (ГФУ)

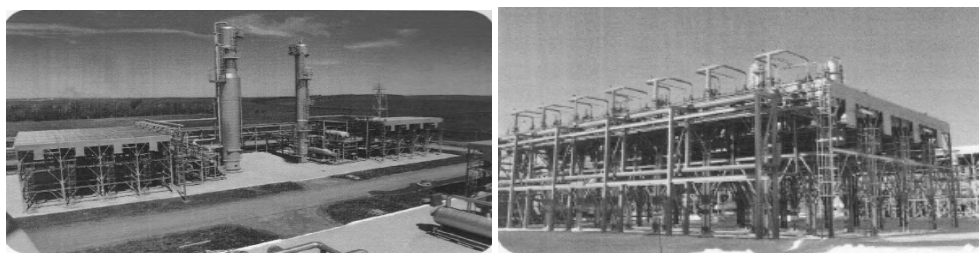


Рис. 4.47

Газофракционирующая установка

Эта установка (рис. 4.47) предназначена для разделения сжиженного газа с целью получения товарных продуктов: пропан-бутана (ПБ), бутана технического (БТ) и бензина газового стабильного (БГС).

Установка стабилизации конденсата (УСК)

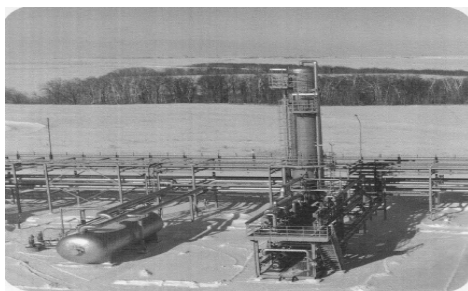


Рис. 4.48

Установка стабилизации конденсата

Установка (рис. 4.48) предназначена для осушки и извлечения легких углеводородов (метан, этан) из конденсата с целью его стабилизации.

Зайкинское ГПП производит собственную электроэнергию на двух газотурбинных электростанциях (ГТЭС) общей мощностью 9 МВт. Используются для этой цели генераторы марки IDEAL с приводом от газовых турбин марки

Solar. На выхлопном тракте установлены котлы-утилизаторы для выработки пара н. д., который используется для технологических нужд установки.

На предприятии имеется также установка для выработки из атмосферного воздуха азота высокого и низкого давления для технологических нужд и газового пожаротушения, а также воздуха КИП и технического воздуха.

В составе Зайкинского ГПП — железнодорожный терминал по хранению и отгрузке основных товарных продуктов предприятия: пропана технического (ПТ), бутана технического (БТ), пропан-бутана технических (ПБТ) и бензина газового стабильного (БГС). Имеются парки хранения товарных продуктов. Составляют они из горизонтальных цилиндрических емкостей объемом 200 м³ каждая (для хранения: 6 — БГС, 16 — БТ, 20 — ПТ, 6 — ПБТ) и насосных для перекачки этих продуктов на эстакаду налива и компаундирования.

Покровская установка комплексной подготовки газа (УКПГ)

Покровская УКПГ (рис. 4.49) является структурным подразделением Зайкинского газоперерабатывающего предприятия (ЗГПП), входящего в состав ПАО «Оренбургнефть» [17, 18]. Пуск установки произведен в 2013 г.



Рис. 4.49
Покровская УКПГ

Заказчиком проекта являлась компания «Оренбургнефть», генеральным проектировщиком — компания ООО «Джон Браун И энд Си Лтд.», осуществляющая свою деятельность в Российской Федерации через зарегистрированное Представительство иностранных компаний (Разрешение ГРП РФ № 5025.3 от 09.06.2006 г.).

Покровская УКПГ Покровского нефтяного месторождения расположена на территории Грачевского административного района Оренбургской области на расстоянии 200 км к северо-западу от Оренбурга и в 15 км к юго-востоку от районного центра Грачевка. Ближайшие к площадке населенные пункты — Покровка (3,5 км к юго-востоку) и Старояшкино (3,5 км к западу).

Покровская УКПГ предназначена для переработки нефтяного газа 1-й и 2-й ступеней сепарации Покровской и Сорочинской групп месторождений для дальнейшей транспортировки в газопровод «Оренбург — Самара» с целью предотвращения сжигания ПНГ, а также для стабилизации конденсата.

Основными продуктами установки являются:

- сухой газ по СТО Газпром 089-2010;
- ПБФ марки ПБТ по ГОСТ Р 52087-2003;
- БГС марки БТ по ТУ 39.1340-89;
- сера техническая по ГОСТ 127.1-93.

Технологическая схема утилизации газа Покровской УКПГ включает в себя очистку ПНГ от сероводорода и меркаптанов и его осушку с целью получения товарного газа (рис. 4.50).

Технологическая схема стабилизации и подготовки конденсата состоит из отпарной колонны и очистки от сероводорода и меркаптанов.

В качестве сырья предусматривается использование «жирного» и «бедного» газа. Производительность установки по сырью составляет:

— для варианта «бедного» газа: годовая — 450 млн $\text{м}^3/\text{год}$; часовая — 52941,2 $\text{м}^3/\text{ч}$;

— для варианта «жирного» газа: годовая — 427,96 млн $\text{м}^3/\text{год}$; часовая — 50348 $\text{м}^3/\text{ч}$.

Часовая производительность установки принята из расчета 8500 ч непрерывной работы в год. Диапазон устойчивой работы установки 30–100% от проектной мощности.

На установку также поступает дополнительный поток сернистого углеводородного конденсата с Покровской ГКС, который стабилизируется и очищается от сероводорода и меркаптанов. Максимальный расход дополнительного потока конденсата на УКПГ составляет 110 $\text{м}^3/\text{сут}$. Часовая производительность установки принята из расчета 8500 ч непрерывной работы в год.

Основные этапы строительства Покровской УКПГ

22 апреля 2012 г. было подписано соглашение, предусматривающее переход от договора на строительно-монтажные работы к договору «под ключ»: СМР, комплектация, пусконаладочные работы и ввод объекта в эксплуатацию. Следует отметить, что инициатором этого проекта в 2012 г. была компания ТНК-ВР, которой принадлежали в то время Покровская станция подготовки газа и Зайкинское предприятие.

20 декабря 2012 г. подписан акт приемки законченного строительства объекта (Акт КС-11).

22 апреля 2013 г. Западно-Уральское управление Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору выдало заключение о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных правовых актов и проектной документации.

20 декабря 2013 г. подписан акт приемки законченного строительства объекта приемочной комиссией (Акт КС-14).

Структура Покровской УКПГ

В состав Покровской УКПГ входят следующие технологические производственные объекты.

Узел ввода сырья на установку (рис. 4.51)



Рис. 4.51

Узел ввода сырья на установку

Предназначен для отделения капельной влаги, механических примесей и водоконденсатных пробок из сырьевого газа, а также для приема сернистого конденсата Покровской ГКС.

Технологический блок № 1. Компримирование сырьевого газа



Рис. 4.52

Блок компримирования сырьевого газа

Состоит из трех компрессорных установок, расположенных параллельно на базе горизонтальных поршневых компрессоров марки Dresser-Rand с приводом от газопоршневых двигателей марки Caterpillar (рис. 4.52).

Технологический блок № 2. Стабилизация и обессеривание конденсата



Рис. 4.53

Блок стабилизации и обессеривания конденсата

Блок предназначен для стабилизации конденсата (извлечения из конденсата воды и легких углеводородов — метана и этана); обработки конденсата аминами для очистки от сероводорода и щелочной обработки жидкости для очистки от меркаптанов (рис. 4.53).

Технологический блок № 3. Аминовая сероочистка газа

Блок включает два основных узла: аминовая очистка газа и регенерация амина (рис. 4.54).



Рис. 4.54

Блок аминовой сероочистки газа

Установка предназначена для удаления сероводорода и углекислого газа из скомпримированного сырьевого газа водным раствором дигликолямина (ДГА) концентрации 40% масс.

Технологический блок № 4. Осушка газа/системы деэтанизатора



Рис. 4.55

Блок осушки и деэтанизации газа

Блок предназначен для осушки газа и очистки от тяжелых углеводородов с последующей стабилизацией сжиженного газа и компримированием газа стабилизации в товарный газопровод. Блок включает компримирование верхних паров деэтанизатора (в состав блока входят два поршневых компрессора марки Dresser-Rand с электроприводами марки Lohrer), а также регенерацию гликоля (рис. 4.55).

Технологический блок № 5. Получение серы



Рис. 4.56

Блок получения серы

Блок предназначен для производства элементарной комовой серы из кислого газа в результате термического окисления и каталитической конверсии сероводорода в элементарную серу по технологии процесса Клауса. Имеется узел дегазации серы, хранилище серы, узел загрузки комовой серы в «биг-беги» (мягкие контейнеры) (рис. 4.56).

На Покровской УКПГ имеются также:

Технологический блок № 6. Пропановое охлаждение

Предназначен для охлаждения газа в процессе его отбензинивания и осушки. Система компримирования состоит из двух компрессоров марки Mусom ротационно-винтового типа с приводом от газопоршневых двигателей Caterpillar.

Технологический блок № 7. Фракционирование жидкости

Предназначен для фракционирования сжиженного газа с целью получения ПБТ и БГС.

Технологический блок № 8. Щелочная обработка газа

Извлечение остаточного сероводорода и меркаптанов из потока газа водным раствором щелочи концентрации 12% масс.

Технологический блок № 9. Вспомогательные системы:

узел теплоносителя; узел подготовки топливного газа; узел выработки воздуха КИПиА и азота (воздушная компрессорная, азотная компрессорная, ресиверы).

Есть также блоки хранения и отгрузки товарной продукции: комовой серы, ПБФ, БГС, факельная установка, закрытые дренажные системы, узел приема и хранения пропанового хладагента и многие другие вспомогательные системы, объекты электроснабжения, водоснабжения, теплоснабжения и водоотведения и т. д.

Аппарат управления предприятия находится в городе Бузулук на расстоянии 135 км от районного центра пос. Первомайского.

Контактная информация

Полное наименование организации	Зайкинское газоперерабатывающее предприятие
Адрес	461040, Оренбургская область, Бузулук, ул. Магистральная, 2А
Контактные телефоны	(35342) 7-78-02, 7-70-61 (канцелярия)
Факс	(35342) 7-32-28
Сайт	http://www.rosneft.ru/

4.2.5. Туймазинское и Шкаповское ГПП (ПАО «НК „Роснефть“»)

Эти предприятия до 12 октября 2016 г. входили в состав ПАО АНК «Башнефть», история создания и становления Туймазинского и Шкаповского ГПП тесно связана с этой компанией, поэтому логично коротко описать историю ее развития.

История развития ПАО АНК «Башнефть»

В 1935 г. был создан самостоятельный трест «Башнефть», в состав которого вошли Ишимбаевский промысел и стройконтора, Стерлитамакская разведка, геолого-промысловая контора и ряд других подразделений.

В том же году было начато строительство Уфимского НПЗ. Осенью 1937 г. на Уфимском НПЗ была пущена первая установка АВТ, а 20 июня 1938 г. из ишимбайской нефти были получены первые 117 т прямогонного бензина.

В 1937 г. было открыто Туймазинское месторождение и создан Туймазинский нефтепромысел, в 1939 г. Башкирия обеспечивала около 90% всей добычи нефти в Урало-Поволжье. В 1946 г. было создано производственное объе-

динение «Башнефть», в состав которого вошли тресты «Ишимбайнефть», «Туймазанефть», «Башнефтеразведка», «Башнефтестрой», заводы «Красный пролетарий» и «Ишимбайский машиностроительный», «Башнефтепроект» и «Баштехснабнефть».

13 января 1995 г. было учреждено ОАО «Акционерная нефтяная компания „Башнефть“». В 1998 г. в Ханты-Мансийском АО «Башнефть» начала добычу нефти.

В 2005 г. акционерная финансовая корпорация (АФК) «Система» купила первые крупные пакеты акций «Башнефти», а в марте 2009 г. стала основным владельцем шести предприятий ТЭК Республики Башкортостан, включая «Башнефть».

В 2010 г. АНК «Башнефть» стала головной компанией нового нефтяного холдинга, выкупив у АФК «Система» контрольные пакеты акций ОАО «Уфанефтехим», ОАО «Новойл», ОАО «УНПЗ», ОАО «Уфаоргсинтез» и ОАО «Башкирнефтепродукт». В том же году компания стала российским отраслевым лидером по глубине переработки нефти, технической оснащенности НПЗ и темпам роста добычи. Активно развивался коммерческий сектор — сеть розничной реализации продукции, готовилась база для выхода компании в новые регионы и устранения дисбаланса между добычей и переработкой.

В 2013 г. были присоединены 5 дочерних обществ — Уфимский НПЗ, Новойл, Уфанефтехим, Башкирнефтепродукт и Оренбургнефтепродукт, а в 2014 г. — ЗАО «Башнефть-Инвест», что стало завершающим этапом реорганизации. «Башнефть» приобрела также ООО «Бурнефтегаз», ведущее разведку и добычу нефти на Соровском месторождении, что позволило компании выйти в Западно-Сибирскую нефтегазоносную провинцию.

В январе 2016 г. ПАО АНК «Башнефть» выиграло право на ГРП и добычу на пяти участках в Республике Башкортостан, а в марте приобрело пакет акций (19,04% от уставного капитала) ПАО «Уфаоргсинтез» у ЗАО «Система-Инвест», в результате чего консолидировало 100% акций ПАО «Уфаоргсинтез» [19].

В состав нефтехимического комплекса ПАО АНК «Башнефть» входили: ПАО «Уфаоргсинтез», ООО «Туймазинское газоперерабатывающее предприятие» и ООО «Шкаповское газоперерабатывающее предприятие», а также комплекс производства ароматики филиала «Башнефть-Уфанефтехим» и ООО «Бисфенол», которые находились под управлением ОАО «Объединенная нефтехимическая компания» (ОНК), утвержденного в 2011 г.

С 12 октября 2016 г. ПАО АНК «Башнефть» и его дочерняя компания — ОАО «Объединенная нефтехимическая компания», объединяющая основные нефтехимические активы компании, включая ПАО «Уфаоргсинтез», вошли в состав ПАО «НК „Роснефть“» [20, 21].

Туймазинское ГПП (ПАО «НК „Роснефть“»)

Туймазинское ГПП расположено в Республике Башкортостан, в Урало-Поволжье, г. Туймазы. Его строительство было начато в 1952 г. для переработки ПНГ нефтедобывающих трестов «Туймазанефть», «Октябрьскнефть» и «Бавлынефть» (Татарстан).

В 1953 г. был построен газопровод Туймазы — Уфа — Черниковск.

В 1956 г. введена в эксплуатацию 1-я очередь завода, в 1959 г. — 2-я.

В 1976 г. на предприятии пущены установки очистки ПНГ от сероводорода с получением элементарной серы.

В 2006 г. на заводе введена в эксплуатацию новая ГФУ мощностью 225 тыс. т/год ШФЛУ, в 2007 г. построена новая установка переработки ПНГ.

В 2007 г. на Туймазинском ГПП введена в эксплуатацию установка очистки от кислых компонентов, основанная на процессе «ГАЗАМИН», включающая системы ингибиторной защиты и контроля коррозии оборудования и трубопроводов. Для очистки до требуемых норм при низком давлении и заданной селективности по диоксиду углерода используется водный раствор метилдиэтанолamina [22].

Начиная с 1987 г. Туймазинский завод входил в состав «Башнефти», с 2003 г. — в газоперерабатывающее производство ООО НГДУ «Октябрьск-нефть», с 2005 г. — в состав «Башнефть-Уфа» (филиал ОАО АНК «Башнефть»), с 2010 г. — НГДУ «Туймазанефть» (ООО «Башнефть-Добыча»). В 3-м квартале 2013 г. завод перешел от ОАО «Башнефть» к ОАО «Объединенная нефтехимическая компания» (ОНК), входящему в состав ОАО АНК «Башнефть». 12 октября 2016 г. завод вошел в состав ПАО «НК „Роснефть“».

В октябре 2013 г. ОАО «ОНК» ввело в одновременную эксплуатацию узлы автоналива СУГ в автоцистерны на Туймазинском и Шкаповском ГПП, что позволило снабжать технической смесью пропана-бутана (СПБТ) большинство АЗС во всем Приволжском ФО — такие ключевые регионы, как Самара, Оренбург, Ульяновск, Челябинск, Екатеринбург, Пермь, Ижевск и Казань — и позволило компании не зависеть от посредников. Каждая эстакада позволяет прокачивать в месяц до 2800 т СПБТ [20].

Предприятие предназначено для переработки ПНГ Туймазинского, Октябрьского, Бавлинского и других месторождений западной части Башкортостана, а также для переработки ШФЛУ.

Генеральный проектировщик завода — ВНИПИТрансгаз. Технология переработки газа, проектные работы, изготовление и поставка оборудования — ОАО «НИПИгазпереработка». Проектная производительность завода по ПНГ — 730 млн м³/год. Потенциальное содержание целевых компонентов в сырье — 500 г/м³. Степень извлечения целевых компонентов — 68%.

Завод запроектирован по технологии масляной абсорбции с получением СОГ и ШФЛУ с дальнейшей его переработкой на ГФУ в индивидуальные углеводороды (пропановая, изобутановая, бутановая и пентановая фракции) и бензин газовый стабильный.

В настоящее время на Туймазинском ГПП осуществляется переработка ПНГ с месторождений ПАО «АНК „Башнефть“», а на ГФУ — ШФЛУ с других ГПЗ. Общая мощность завода по приему ПНГ составляет 25 млн м³/год.

Компонентный состав ПНГ, поступающего на переработку, представлен в таблице 4.23, блок-схема ГПП — на рисунке 4.57.

Таблица 4.23

Компонентный состав ПНГ, поступающего на переработку на Туймазинское ГПП [13]

Компоненты	Содержание, % масс.
Сероводород	0,72
Кислород	0,7
Углекислый газ	2,19

Компоненты	Содержание, % масс.
Азот	19,47
Метан	18,44
Этан	18,64
Пропан	23,02
Изобутан	4,28
н-бутан	8,18
Пентан и выше	4,7
Давление, МПа	0,3
Температура поступающего газа, °С, лето/зима	0-10/15-20

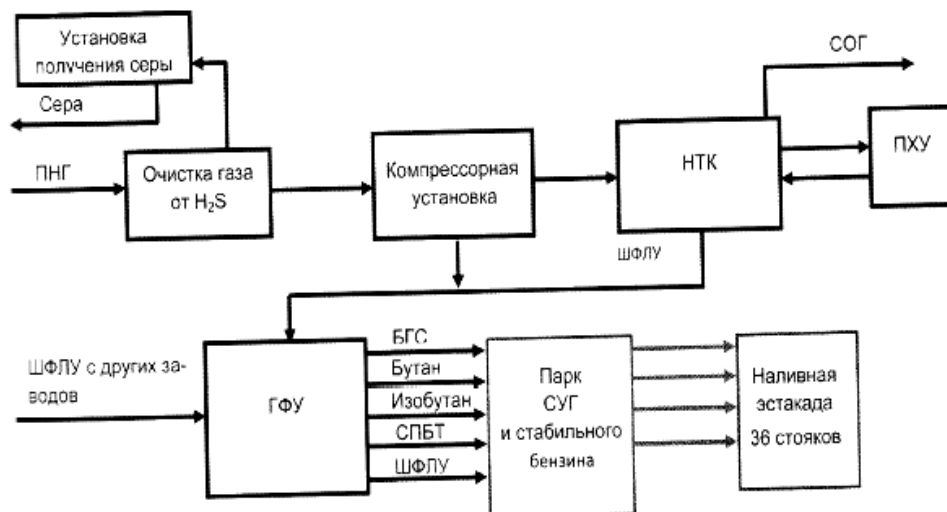


Рис. 4.57

Блок-схема Туймазинского ГПП [13]

Установка подготовки нефтяного газа, предназначенная для переработки сероводородсодержащего газа, включает в себя:

- Аминовую очистку ПНГ от сероводорода и компримирование очищенного газа. Аминовая очистка осуществляется 35–36% (масс.) водным раствором метилдиэтанолamina (МДЭА), содержащим полисульфидный ингибитор коррозии с добавкой щелочи. Для утилизации кислого газа, отходящего с установки, используют процесс Клауса, в результате которого получают техническую серу. Степень извлечения серы составляет не менее 90%.
- Сушку и отбензинивание газа по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с использованием пропанового холодильного цикла на изотерме -38°C для глубокого извлечения ШФЛУ, а также ГФУ для его разделения.

Производительность ГФУ — 225 тыс. т/год ШФЛУ, но в данный момент на ней перерабатывается в среднем 147 тыс. т/год, 136 тыс. т/год — привозной ШФЛУ с других ГПЗ. Степень извлечения целевых компонентов C_{3+} из газа составляет 75% [13].

Продукцией предприятия являются: сухой отбензиненный газ (СОГ), ШФЛУ, сера техническая газовая комовая, смесь ПБТ, изобутан, н-бутан, бензин газовый стабильный.

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «Туймазинское газоперерабатывающее предприятие»
Почтовый адрес	452774, Республика Башкортостан, район Туймазинский, деревня Нуркеево, улица Промышленная, 42
Телефон	34782-96101
Факс	8(34782)96216
Электронный адрес	info_bn@bashneft.ru

Шкаповское ГПП (ПАО «НК „Роснефть“»)

Шкаповское ГПП (рис. 4.58) расположено в Республике Башкортостан, в Урало-Поволжье, г. Приютово. Предприятие осуществляет переработку ПНГ Шкаповского и других месторождений юго-западной части Башкортостана и переработку ШФЛУ, получаемую с других ГПЗ [13].



Рис. 4.58

Шкаповское газоперерабатывающее предприятие [20]

Основные этапы развития Шкаповского ГПП

В связи с интенсивной разработкой Шкаповского месторождения было принято решение о строительстве Шкаповского газобензинового завода, и в 1958 г. он был включен в состав треста «Башнефтегаз».

25 июня 1959 г. на завод были поданы первые кубометры попутного нефтяного газа (ПНГ), которые были закачаны в газопровод для подачи на Магнитогорский металлургический комбинат [20].

В 1961 г. была введена в эксплуатацию первая очередь завода и начат выпуск сжиженных газов и газового бензина. В 1964 г. была пущена вторая очередь завода [23].

За время своего существования завод принял и переработал более 10 млрд м³ ПНГ, было получено более 12 млн т жидких углеводородов.

В 1968 г. Шкаповский газобензиновый завод был переименован в Шкаповский газоперерабатывающий завод (ШГПЗ). В 1969 г. был достигнут максимальный объем приема и переработки ПНГ.

В начале 1980-х гг. на заводе появилась возможность перерабатывать серосодержащий ПНГ.

В 1985 г. было завершено строительство продуктопровода Оренбург — Шкаповский ГПЗ для поставки ШФЛУ.

В 1987 г. начал функционировать продуктопровод Шкаповский ГПЗ — Туймазинский ГПЗ, что позволило принимать на переработку ШФЛУ из Западной Сибири через Туймазы. В этом же году Шкаповский завод начал работать на экспорт.

В 1987 г. на установке аминовой очистки газа был внедрен процесс «ГАЗАМИН». В 1991–1992 гг. на заводе была смонтирована установка утилизации кислых газов производительностью 160 м³/ч по технологии ОАО «НИПИ-газпереработка».

В 1988 г. Шкаповский ГПЗ перешел на самофинансирование и хозрасчет.

В 2011 г. на заводе была проведена модернизация трех технологических печей: оснащение автоматическими системами дистанционного управления; автоматическим розжигом, контролем горения, контролем и регулировкой температурного режима, а также полная аварийная блокировка печи.

В июле 2012 г. было образовано ООО «Шкаповское газоперерабатывающее предприятие», которое вошло в состав ОАО «Объединенная нефтехимическая компания».

В 2013 г. было завершено строительство узла автоналива, что позволило отгружать 2800 т технической смеси пропана-бутана (СПБТ) на АЗС всего Приволжского федерального округа.

В 2013 г. на основании официальных данных Федеральной службы государственной статистики Всероссийский Бизнес-Рейтинг удостоил предприятие статусом «Лидер отрасли — 2013».

В мае 2014 г. была пущена в эксплуатацию новая градирня, что решило проблему охлаждения в технологическом процессе и позволило улучшить качество выпускаемой продукции [20].

12 октября 2016 г. завод вошел в состав ПАО «НК „Роснефть“».

Технологии Шкаповского ГПП

Проектная мощность по ПНГ — 250 млн м³/год. Мощность ГФУ составляет 253 тыс. т/год по ШФЛУ. Содержание целевых углеводородов C₃₊ — 350 г/м³. Проектная степень извлечения целевых продуктов — 89,95%.

Генеральный проектировщик — институт «УКРГИПРОгаз», г. Киев. Генеральный подрядчик — трест «Шкаповнефтестрой».

Завод запроектирован по схеме МАУ (масляно-абсорбционной установки) с дальнейшей переработкой ШФЛУ на ГФУ в индивидуальные углеводороды (пропан, изобутан, бутан) и БГС.

В настоящее время мощность установки по переработке ПНГ составляет 84 млн м³/год, фактически перерабатывается 65,2 млн м³/год. Мощность ГФУ — 168 тыс. т/год ШФЛУ, перерабатывается в среднем 69 тыс. т/год. Реальная степень извлечения углеводородов C₃₊ составляет 59% [13].

Усредненный состав газа, поступающего на Шкаповское ГПП, представлен в таблице 4.24, блок-схема — на рисунке 4.59.

Усредненный состав газа, поступающего на Шкаповское ГПП [13]

Компоненты	Содержание, % масс.
Сероводород	0,84
Углекислый газ	3,37
Азот	15,54
Метан	26,98
Этан	19,19
Пропан	21,08
Изобутан	3,07
н-бутан	6,35
Пентан и выше	3,38
Вода	0,20

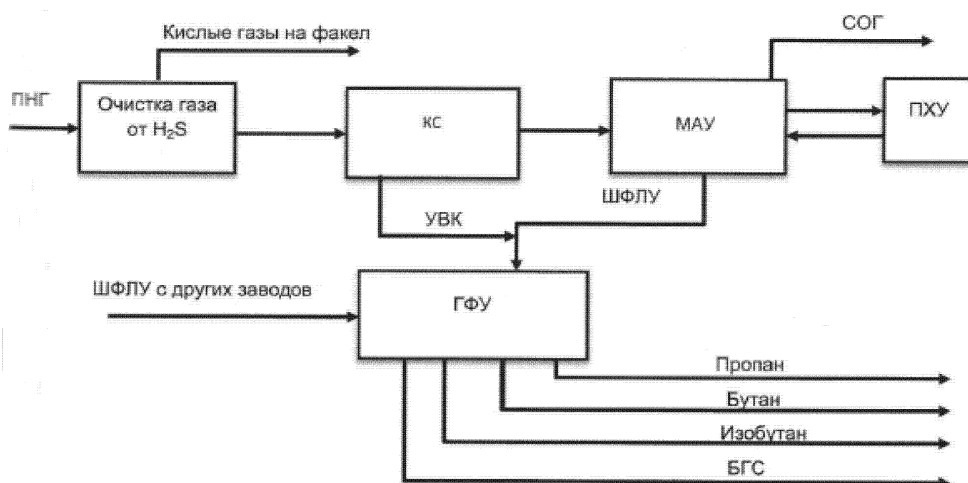


Рис. 4.59

Блок-схема Шкаповского ГПП [13]

Продукцией завода являются: сухой отбензиненный газ (СОГ), ШФЛУ, смесь пропана и бутана технических, фракции изобутана и н-бутана, БГС. Продукция Шкаповского ГПП поставляется на внутренний рынок, а также экспортируется в Венгрию, Нидерланды, Польшу, Турцию, Украину, Финляндию и другие страны мира.

Контактная информация

Полное наименование организации:	ООО «Шкаповское газоперерабатывающее предприятие»
Почтовый адрес	452017, Республика Башкортостан, район Белебеевский, Приютово, бульвар Мира, д. 7А, оф. Помещение 2
Телефон	(347) 863-82-02
Электронный адрес	info_bn@bashneft.ru

Литература к разделу 4.2

1. ПАО «НК „Роснефть“». Роснефть сегодня. История компании «Роснефть» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/> (дата обращения 15.02.2016).
2. ПАО «НК „Роснефть“». Годовой отчет 2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_file/a_report_2016.pdf.
3. ОАО «НК „Роснефть“». Годовой отчет 2014 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rosneft.ru/docs/report/2014/2014/regions.html>.
4. Роснефть закрыла сделку по покупке Башнефти у государства за 330 млрд рублей. 12.10.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rupec.ru/news/34227/>.
5. Роснефть назвала эффект от покупки Башнефти, не раскрыв планы по ее развитию. 20.10.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rupec.ru/news/34275/>.
6. ПАО АНК «Башнефть» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.bashneft.ru/> (дата обращения 09.01.2017).
7. Ключевые показатели деятельности ОАО «НК «Роснефть» за период с 2012 по 2014 гг. ОАО «НК „Роснефть“». — Апрель, 2015. — 6 с.
8. ОАО «НК „Роснефть“». Результаты по МСФО за 2 кв. и 6 мес. 2015 г. 1 сентября, 2015 г. — 30 с.
9. ОАО «НК „Роснефть“». Арктическая экспедиция «Роснефти» «Каралето-2015» завершила полевые работы [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.rosneft.ru/printable/news/news_in_press/05112015.html (дата обращения 15.02.2016).
10. ОАО «НК „Роснефть“». Переработка и сбыт. Газопереработка [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.rosneft.ru/Downstream/gas_processing/ (дата обращения 15.02.2016).
11. ОАО «НК „Роснефть“». Результаты по МСФО за 3 кв. и 9 мес. 2015 г. 25 ноября, 2015 г. — 30 с.
12. Утверждение годового отчета ОАО «НК „Роснефть“» за 2014 г., годовой бухгалтерской отчетности, распределения прибыли, размера, сроков, формы выплаты дивидендов. И. И. Сечин, Председатель Правления ОАО «НК „Роснефть“», Санкт-Петербург. 17.06.2015. — 19 с.
13. *Аджи́ев, А. Ю.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджи́ев, П. А. Пуртов. — Краснодар : ЭДВИ, 2014. — 508 с.
14. *Мельникова, С. А.* Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации. Итоги 2010 / С. А. Мельникова, Т. Н. Хазова, Е. Б. Черепова, Е. А. Голышева. — М. : ЗАО «Альянс-Аналитика», 2011. — С. 210–213, 278–281, 282–285.
15. Интернет-портал Самарской Губернской Думы. Пашенко Анатолий Александрович [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://nefteg.samgd.ru/deputies_search/2435 (дата обращения 30.07.2017).
16. Роснефть. Зайкинское газоперерабатывающее предприятие (ЗГПП). ОАО «Оренбургнефть». ЦПГ-1. Рекламный буклет.

17. ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ». Зайкинское газоперерабатывающее предприятие. Технологический регламент установки комплексной подготовки газа Покровская г. Бузулук. 2012 г.

18. Роснефть. Зайкинское газоперерабатывающее предприятие. ОАО «Оренбургнефть». Покровская установка комплексной подготовки газа. Рекламный буклет.

19. ПАО АНК «Башнефть». Годовой отчет 2015 год. Сохраняя вектор движения. — 282 с.

20. ОАО «Объединенная нефтехимическая компания» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.unipres.ru/> (дата обращения 09.01.2017).

21. Наталья Павлова. Наш путь развития — строить новые мощности // BusinessGuide (прил. к газете «Коммерсантъ»). — 29.05.2014.

22. Аджиев, А. Ю. Внедрение энергосберегающего процесса «ГАЗАМИН» на Туймазинском ГПП / А. Ю. Аджиев, Р. В. Смолка, А. И.-М. Цинман, Н. Д. Войтех // Нефть, газ и бизнес. — 2011. — № 6. — С. 57.

23. Брещенко, Е. М. Укрощение строптивого. История отечественной газопереработки в воспоминаниях, очерках, документах / Е. М. Брещенко, О. В. Буксина, С. М. Топлов, Н. Н. Тумасьев ; под ред. Г. Н. Ясенева ; ред.-сост. О. В. Буксина. — Ханты-Мансийск : Принт-Класс, 2011. — С. 76–94.

4.3. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ»

ПАО «ЛУКОЙЛ» (официальное наименование ПАО «Нефтяная компания „ЛУКОЙЛ“») — крупнейшая частная вертикально-интегрированная нефтяная компания, которая осуществляет свою деятельность в сфере разведки, добычи и переработки нефти и газа в нескольких странах мира.

4.3.1. ПАО «ЛУКОЙЛ» — успешная независимая нефтяная компания России

История ПАО «ЛУКОЙЛ»

1960 г. — открытие Шаимовского нефтяного месторождения.

1962 г. — открытие Локосовского нефтяного месторождения.

1971 г. — открытие Ватъеганского и Тевлинско-Русскинского нефтяных месторождений.

В 1987 г. созданы производственные нефтедобывающие предприятия «Лангепаснефтегаз» и «Урайнефтегаз», в 1988 г. — «Когалымнефтегаз».

25 ноября 1991 г. постановлением Совета министров СССР № 18 создан Государственный нефтяной концерн «ЛангепасУрайКогалымнефть» («ЛУКОЙЛ»), в котором были объединены эти три нефтедобывающих предприятия и нефтеперерабатывающие заводы — «Пермнефтеоргсинтез», Волгоградский и Новоуфимский (последний вскоре перешел под контроль властей Башкортостана). Наименование «ЛУКОЙЛ», начинающееся с первых букв трех городов, построенных рядом с каждым месторождением с одноименным названием, предложил Равиль Маганов, который в то время являлся генеральным директором предприятия «Лангепаснефтегаз».

5 апреля 1993 г. на базе государственного концерна создано акционерное общество открытого типа «Нефтяная компания „ЛУКОЙЛ“». Президентом ком-

компании и Председателем Совета директоров был назначен Вагит Юсуфович Алекперов. В настоящее время он является Президентом, Членом Совета директоров и Председателем Правления ПАО «ЛУКОЙЛ».



Вагит Юсуфович Алекперов
Президент ПАО «ЛУКОЙЛ»

В. Ю. Алекперов родился 1 сентября 1950 г. в поселке Степан Разин (Баку, Азербайджанская ССР).

С 1968 г. работал на нефтепромыслах Азербайджана, Западной Сибири.

В 1974 г. окончил Азербайджанский институт нефти и химии им. М. Азизбекова по специальности «Горный инженер по технологии и комплексной механизации разработки нефтяных и газовых месторождений».

Доктор экономических наук, действительный член Российской академии естественных наук.

В 1987–1990 гг. — Генеральный директор ПО «Когалымнефтегаз» Главтюменнефтегаза Министерства нефтяной и газовой промышленности СССР.

В 1990–1991 гг. — заместитель, первый заместитель Министра нефтяной и газовой промышленности СССР.

В 1992–1993 гг. — Президент нефтяного концерна «ЛангепасУрайКогалымнефть».

В 1993–2000 гг. — Председатель Совета директоров ОАО «ЛУКОЙЛ».

С 1993 г. по наст. время — Президент ПАО «ЛУКОЙЛ».

1994 г. — ЛУКОЙЛ начал свой первый международный проект — приобрел 10% акций в разработке нефтяного месторождения Азери-Чираг-Гюнешли (крупнейшее в азербайджанском секторе Каспия).

1995 г. — в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 861 от 1 сентября в уставной капитал компании были переданы контрольные пакеты акций девяти нефтедобывающих, сбытовых и сервисных предприятий в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье. ЛУКОЙЛ принял участие в проектах по добыче нефти в Египте и Казахстане. Американская компания AtlanticRichfieldCompany приобрела 7,99% акций ЛУКОЙЛа.

1996 г. — ЛУКОЙЛ приобрел 5% акций в международном газовом проекте Шах-Дениз в Азербайджанском секторе Каспийского моря.

1997 г. — компания приобрела 15% акций в проекте по разработке Карачаганакского газоконденсатного месторождения в Казахстане. Подписан контракт с Министерством нефти Ирака на разработку нефтяного месторождения Западная Курна 2. Проект не был реализован из-за международных санкций против Ирака. Завершена консолидация акций основных дочерних обществ, и компания перешла на единую акцию.

1998 г. — компания выкупила российское нефтехимическое предприятие «Ставропольполимер» и получила контроль над нефтеперерабатывающим комплексом «Петротел» в Румынии (рис. 4.60).



Рис. 4.60

Нефтеперерабатывающий комплекс «Петротел» (Румыния)

1999 г. — ЛУКОЙЛ активно наращивает производственные мощности.

В сентябре ЛУКОЙЛ приобретает 100% акций ОАО «КомитЭК», что позволило ускорить реализацию проектов по освоению значительных запасов углеводородов в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции; покупает контрольный пакет акций Одесского НПЗ (рис. 4.61) и нефтехимического предприятия «Саратоворгсинтез»; становится главным акционером болгарского нефтехимического предприятия «Нефтохим» в Бургасе (рис. 4.62).



Рис. 4.61

Одесский нефтеперерабатывающий завод

ЛУКОЙЛ начинает разведочное бурение на севере Каспийского моря. В течение нескольких лет компания открыла в этом районе 8 крупных месторождений нефти и газа и 10 перспективных нефтегазовых структур.



Рис. 4.62

НПЗ с нефтехимическими производствами «Нефтохим» (Болгария)

2000 г. — компания открыла новое нефтяное месторождение в Северном Каспии.

2001 г. — компания приобретает добывающее предприятие «Ямалнефтегаздобыча» и Нижегородский НПЗ «НОРСИ» (рис. 4.63), вводит в эксплуатацию нефтяной терминал в Калининградской области (поселок Ижевское), проводит ряд сделок по приобретению нефтедобывающих активов в Республике Коми, которые позволили укрепить позиции в Тимано-Печорской нефтегазодобывающей провинции.



Рис. 4.63

Нижегородский НПЗ «НОРСИ»

2002 г. — на острове Высоцкий в Ленинградской области ЛУКОЙЛ начал строительство терминала по перевалке нефти и нефтепродуктов. Подписан контракт по геологоразведке и добыче на блоке Кондор в Колумбии и приобретена доля участия в концессии WEEM в Египте.

2003 г. — НК «ЛУКОЙЛ» приобрела компанию «Беопетрол», которая владела крупной сетью АЗС Сербии, подписала контракт по разведке и разработке каспийского морского блока D-222 (Ялама) с государственной нефтяной компанией Азербайджана, совместно с норвежской компанией NorskHydro начала ГРП по проекту Анаран в Иране (в дальнейшем проект был заморожен из-за международных санкций против этой страны). В центре Нью-Йорка была открыта АЗС под логотипом ЛУКОЙЛа.

2004 г. — в октябре американская компания ConocoPhillips купила 7,59% акций ЛУКОЙЛа, которые находились в государственной собственности, и компа-

ния стала полностью частной. Было заключено соглашение с ConocoPhilips о стратегическом сотрудничестве. ЛУКОЙЛ приобрел у ConocoPhilips 795 АЗС, расположенных в штатах Нью-Джерси и Пенсильвания. В Ямало-Ненецком АО компания начала эксплуатационное бурение на Находкинском газовом месторождении, подписала соглашение о разделе продукции по проекту добычи природного газа в Узбекистане и контракт на разведку и разработку месторождений природного газа и газового конденсата на Блоке А в Саудовской Аравии. Начат первый проект морской добычи ЛУКОЙЛа — добыча нефти на месторождении Кравцовское (Д-6) на шельфе Балтийского моря. Компания приобрела 50% участия в Соглашении о разделе продукции по участку Тюб-Караган в казахстанском секторе Каспийского моря, а также стала участником управления ООО «Карпатнефтехим» (Ивано-Франковская область на Украине).

2005 г. — создано совместное предприятие ЛУКОЙЛ и ConocoPhilips для разработки нефтегазового месторождения Южное Хыльчую в Ненецком АО. Компания приобрела доли участия в четырех нефтегазовых проектах на территории Казахстана, сеть АЗС под брендом Teboil в Финляндии и завод по производству автомобильных масел. Заключено генеральное соглашение между НК «ЛУКОЙЛ» и ПАО «ГАЗПРОМ» о стратегическом партнерстве на 2005–2014 гг. В апреле компания начала добычу газа на Находкинском месторождении, а в середине года — производство чистого дизельного топлива стандарта ЕВРО-4.

2006 г. — обнаружено крупное нефтегазовое месторождение им. Филановского в северной части Каспийского моря (рис. 4.64).



Рис. 4.64

Добывающая платформа на месторождении имени Филановского

ЛУКОЙЛ приобрел 63% участия в Соглашении о разделе продукции по геологоразведке, разработке и добыче углеводородов на сверхглубоководном блоке CI-205 в секторе Республики Кот-д'Ивуар в Гвинейском заливе. На острове Высоцкий в Ленинградской области в море завершено строительство нефтяного терминала (рис. 4.65).



Рис. 4.65

Нефтяной терминал на острове Высоцкий

В конце года компания приобрела 376 автозаправочных станций в Бельгии, Финляндии, Чехии, Венгрии, Польше и Словакии у ConocoPhillips.

2007 г. — проводится модернизация НПЗ компании. Введены в эксплуатацию новые установки изомеризации на Волгоградском и Пермском НПЗ, установка висбрекинга гудрона — на Ухтинском НПЗ, установка по производству полипропилена — на нефтехимическом заводе «Ставролен» (рис. 4.66–4.67).



Рис. 4.66

Волгоградский НПЗ



Рис. 4.67

НХЗ «Ставролен»

Завершается первый этап модернизации Одесского НПЗ. Построена установка в Баренцевом море стационарного морского ледостойкого отгрузочного причала, входящего в состав Варандейского нефтяного терминала — нового транспортного коридора ЛУКОЙЛа в Заполярье. Введен в эксплуатацию газовый промысел Хаузак в Узбекистане — первая часть газового мегапроекта Кандым — Хаузак-Шады — Кунград (рис. 4.68).



Рис. 4.68

Газовый промысел Хаузак (Узбекистан)

Открыты значительные запасы нефти на структуре Тухман Блока А в Саудовской Аравии и на структуре Медина разведочного блока Кондор в Колумбии.

2008 г. — совместное предприятие ЛУКОЙЛа и ConocoPhillips — ООО «Нарьянмарнефтегаз» ввело в эксплуатацию крупное нефтяное месторождение Южное Хыльчую в Ненецком АО, добываемая нефть которого отгружалась на экспорт. Совместное предприятие ЛУКОЙЛа и Газпрома — ООО «ЦентрКаспнефтегаз» — открыло крупное НГКМ в центральной части среднего Каспия. ЛУКОЙЛ преобразуется в энергетический холдинг. Начат процесс приобретения акций ОАО «ЮГК ТГК-8» с одновременным наращиванием активов за рубежом — в Турции приобретена компания Akpet (689 АЗС, 8 нефтепродуктовых терминалов, 5 хранилищ СУГ, 3 авиатопливозаправочных комплекса и завод по производству и фасовке моторных масел). ЛУКОЙЛ и итальянская компания ERG S.p.A. создают совместное предприятие по управлению крупным нефтеперерабатывающим комплексом ISAB (рис. 4.69), расположенным на Сицилии (доля ЛУКОЙЛа — 49%), в составе которого три морских причала.



Рис. 4.69

Нефтеперерабатывающий комплекс ISAB (Сицилия)

Компания стала также участником Соглашения о разделе продукции по разведке и разработке ряда газоконденсатных и нефтяных месторождений Юго-Западного Гиссара и Устюртского региона республики в Узбекистане. Введен в эксплуатацию Одесский НПЗ после модернизации.

2009 г. — начато обустройство месторождения им. Юрия Корчагина на Каспии, в декабре начато эксплуатационное бурение, а в апреле 2010 г. — добыча нефти на этом месторождении. ЛУКОЙЛ приобрел у Total (Франция) 45% акций голландского НПЗ TRN, который является одним из крупнейших и высокотехнологичных в Западной Европе (рис. 4.70).

ЛУКОЙЛ выкупил у компании BritishPetroleum 46% акций LUKARCO B.V. и стал его 100%-ным владельцем, в результате чего компания получила 5% в совместном предприятии «Тенгизшевройл», разрабатывающим Тенгизское и Королевское месторождения в Казахстане, возросла также доля ЛУКОЙЛа до 12,5% в Каспийском трубопроводном консорциуме. В конце года ЛУКОЙЛ выиграл тендер на освоение крупнейшего в мире месторождения «Западная Курна-2» (Ирак).



Рис. 4.70

Нефтеперерабатывающий завод TRN (Голландия)

2010 г. — в Багдаде подписан контракт об оказании услуг по разработке и добыче на месторождении «Западная Курна-2». Документ подписали иракская государственная нефтяная компания SouthOilCompany и консорциум подрядчиков в составе иракской госкомпании NorthOilCompany (25%), ЛУКОЙЛ (56,25%) и норвежской Statoil ASA (18,75%). Срок действия контракта — 20 лет с возможностью продления на 5 лет. Открыты значительные запасы углеводородов на структуре Дзата, расположенной на шельфе Ганы в Гвинейском заливе, победа в тендере на право разведки и разработки двух блоков в румынском секторе Черного моря совместно с американской VancoInternational, пуск в эксплуатацию установки по производству хлора и каустической соды на украинском предприятии «Карпатнефтехим» (рис. 4.71) и комплекса каталитического крекинга на ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» (рис. 4.72).



Рис. 4.71

Предприятие «Карпатнефтехим»
(Украина)



Рис. 4.72

ООО «ЛУКОЙЛ-
Нижегороднефтеоргсинтез»

2012 г. — в Софии подписан контракт на реализацию проекта строительства комплекса переработки тяжелых остатков на НПЗ ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас.

Итальянская компания ERG приняла решение о продаже ЛУКОЙЛу 20% акций нефтеперерабатывающего комплекса ISAB (Сицилия).

Компания реализовала первый проект в рамках Киотского протокола: продала на европейском рынке 365 тыс. т углеродных единиц (1 углеродная единица = 1 т сокращений выбросов парниковых газов в CO₂-эквиваленте). На-

чато строительство морских нефтегазовых объектов для каспийского месторождения им. В. Филановского. Между ЛЛК-Интернешнл (100%-ное дочернее предприятие ЛУКОЙЛа) и GeneralMotorsPowertrain (Uzbekistan) подписано соглашение о первой заливке масел в автомобильные двигатели, которые производятся на предприятии GeneralMotors в Ташкенте.

Заключено соглашение о стратегическом партнерстве с РОСАТОМ. LUKOIL Belgium N. V. выкупила у VerolmaGroup 46 автозаправочных станций в Нидерландах и 13 АЗС в Бельгии. С 1 июля все НПЗ ЛУКОЙЛа в России перешли на производство автомобильных бензинов АИ-92 и АИ-95, соответствующих классу Евро-5 (выпуск бензинов Евро-4 прекращен). В сентябре того же года компания в составе Национального нефтяного консорциума начала добычу ранней нефти на месторождении Хунин-6 в Венесуэле.

2013 г. — в Багдаде подписано дополнительное соглашение к контракту по разработке и добыче нефти на месторождении Западная Курна-2. Компания LUKERG Renew (СП на паритетной основе ЛУКОЙЛ-Экоэнерго и итальянской ERG Renew) приобрела 100% акций румынской компании LandPower SRL. ЛУКОЙЛ начал строительство комплекса глубокой переработки вакуумного газойля на площадке ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка», приобрел 100% акций ЗАО «Самара-нафта» (рис. 4.73), которое добывает нефть в Самарской и Ульяновской областях РФ (более 60 месторождений).

ЛУКОЙЛ и SNF SAS (Франция) договорились о создании производства акриламида и полиакриламида на нефтехимическом предприятии «Саратоворгсинтез» (рис. 4.74), входящем в Группу «ЛУКОЙЛ».



Рис. 4.73

ЗАО «Самара-нафта»



Рис. 4.74

ООО «Лукойл-Саратоворгсинтез»

Компания приступила к реализации проекта «Ранняя нефть» Имилорско-Восточного лицензионного участка — до 2017 г. провести дополнительные сейсморазведочные работы, переиспытать 15 «исторических» разведочных скважин и пробурить 4 новые разведочные скважины. Компания также приобрела 65% участия в проекте геологоразведки, разработки и добычи на морском блоке С1-504 в акватории Республики Кот-д'Ивуар в Гвинейском заливе. ЛУКОЙЛ стал участником двух проектов в норвежском секторе Баренцева моря: в блоке 719 (район Фингердьюпе) доля участия ЛУКОЙЛа составляет 30%, в блоке 708 (район Финнмарк) — 20%. Компания LUKERG Renew (СП на паритетной основе ЛУКОЙЛ-Экоэнерго и итальянской ERG Renew) приобрела у датской компании Vestas две ветроэнергетические станции общей мощностью 84 МВт.

ПАО «ЛУКОЙЛ» и OMV Refining&MarketingGmbH подписали соглашение, согласно которому ООО «ЛЛК-Интернешнл» (100%-ная дочерняя компания ПАО «ЛУКОЙЛ») приобретает расположенный в пригородах Вены (Австрия) завод OMV по смешению масел мощностью 35 тыс. т в год, а также подразделения OMV по дистрибуции готовой продукции в Австрии, Болгарии, Венгрии, Германии, Румынии, Словении, Словакии, Чехии и Сербии. ЛУКОЙЛ завершил реорганизацию ООО «ЛУКОЙЛ-Центрнефтепродукт» и ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефтепродукт», выделив ООО «ЛУКОЙЛ-Черноземье нефтепродукт» и ООО «ЛУКОЙЛ-Юго-Западнефтепродукт» соответственно.

Компания «Башнефть-Полнос» — совместное предприятие ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО АНК «Башнефть» — начала добычу нефти на месторождении им. Р. Требса и А. Титова в Ненецком АО, а также разведочное бурение на шельфе Сьерра-Леоне на морском блоке SL-5-11 (шельф и континентальный склон Атлантического океана, глубина моря от 100 до 3300 м). ЛУКОЙЛ начал продавать в Сербии фирменное топливо под брендом ЭКТО, приобрел 10 автоматических автозаправочных станций в Бельгии, работающих под брендом OERAL. Компания стала единоличным владельцем нефтеперерабатывающего комплекса ISAB.

2014 г. — ЛУКОЙЛ и Pemex (Мексика) подписали соглашение о сотрудничестве в области разведки и добычи нефти, а также природоохранной деятельности. В феврале компания досрочно начала эксплуатационное бурение на Имилорско-Источном лицензионном участке, в следующем месяце начата промышленная добыча нефти на месторождении «Западная Курна-2» в Ираке. ЛУКОЙЛ заключил соглашение о приобретении у BowlevenPlc (Англия) 37,5% участия в проекте по разработке участка Etinde на шельфе Камеруна. Закрытие сделки состоялось 17.03.2015 г. В сентябре на территории Волгоградского НПЗ открыт завод по производству смазок «ИНТЕСМО» (совместное предприятие ООО «ЛЛК-Интернешнл» и ОАО «РЖД») мощностью 30 тыс. т в год (рис. 4.75).



Рис. 4.75
Завод «ИНТЕСМО»

В декабре ЛУКОЙЛ продал ОАО «НК „Роснефть“» 20%-ную долю в ООО «Национальный нефтяной консорциум» (ННК) [1].

ПАО «ЛУКОЙЛ» сегодня, реконструкции и проекты

ПАО «ЛУКОЙЛ» действует в четырех основных операционных сегментах: 1 — разведка и добыча, 2 — переработка, торговля и сбыт, 3 — нефтехимия, 4 — энергетика.

Заводы компании располагают современными конверсионными и обогащающими мощностями и выпускают широкий спектр высококачественных

нефтепродуктов. Российские заводы компании по показателям эффективности превосходят среднероссийский уровень, а европейские заводы не уступают конкурентам. Газоперерабатывающие заводы компании обеспечивают переработку добываемого в России ПНГ и ШФЛУ и производство товарного газа, сдаваемого в газотранспортную систему ПАО «Газпром», а также жидких углеводородов.

В феврале 2015 г. ЛУКОЙЛ начал обустройство Пякяхинского НГКМ. Ведется строительство установок подготовки нефти и газа, деэтанализации и стабилизации конденсата. Продолжается бурение нефтяных и газоконденсатных скважин.

В феврале 2015 г. ЛУКОЙЛ и консорциум подрядчиков во главе с HyundaiEngineering подписали контракт на поставку оборудования и строительство Кандымского ГПК в Узбекистане производительностью 8,1 млрд м³ газа в год, который позволит перерабатывать сероводородсодержащий природный газ с Кандымской группы месторождений (Бухарская обл. Узбекистана) и производить очищенный природный газ, стабильный газовый конденсат, комовую и гранулированную серу [2]. В апреле того же года компания подписала соглашение о сотрудничестве с Всемирным фондом дикой природы (WWF).

В мае ЛУКОЙЛ начал пробную эксплуатацию двух установок предварительной подготовки газа (УППГ) на участке Северный Шады и месторождении Кувачи-Алат в Бухарской области Узбекистана в рамках проекта «Ранний газ Кандыма». Проект реализуется совместно с Национальной холдинговой компанией «Узбекнефтегаз» [3]. Установки должны принимать природный газ и после подготовки подавать сырье на Мубарекский ГПЗ. Суммарная мощность установок 2,2 млрд м³ газа в год.

19 июня 2015 г. в рамках Петербургского международного экономического форума президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов и председатель правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер подписали дополнительное соглашение к договору поставки газа с месторождений ЛУКОЙЛа в Большехетской впадине. В соглашении определяются объемы поставки газа в 2017–2024 гг. Был подписан также договор поставки газа с разрабатываемых компанией месторождений Северного Каспия на период до 2024 г. включительно, согласно которому газ будет поступать в газотранспортную систему Газпрома в районе города Буденновск [4].

7 сентября 2015 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» начало поставки ПНГ с северной группы месторождений на Сосногорский ГПЗ (ПАО «Газпром»), что позволит дозагрузить свободные мощности завода и утилизировать добываемый ПНГ, объемы которого растут на месторождениях ЛУКОЙЛа в Республике Коми. Суммарный объем поставок газа в 2015–2021 гг. составит около 3,9 млрд м³ согласно договоренностям, достигнутым ранее в рамках Генерального соглашения о стратегическом партнерстве на 2014–2024 гг. [5].

6 октября 2015 г. на НПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» был введен в промышленную эксплуатацию второй Комплекс каталитического крекинга вакуумного газойля (ККК-2), который позволит увеличить производство автобензинов 5-го экологического класса на 1 млн 100 тыс. т (в данный момент завод ежегодно выпускает около 3 млн т) и пропилена приблизительно в 2 раза, достигнув показателя в 300 тыс. т в год. Для строительства ККК-2 были привлечены специалисты только российских предприятий. Инвестиционные затраты составили \$1 млрд [6].

16 февраля 2016 г. произошел запуск первого пускового комплекса газоперерабатывающей установки (ГПУ-1) мощностью 2,2 млрд м³ в год по сырью на заводе «Ставролен» в Буденновске. Строительство данного комплекса позволит полностью утилизировать ПНГ с месторождений Северного Каспия, обеспечить собственным газом новые энергетические мощности Группы «ЛУКОЙЛ» в Ставропольском крае и приступить к производству нефтехимической продукции (часть ПНГ будет перерабатываться в полиэтилен и полипропилен).

25 февраля 2016 г. ПАО «ЛУКОЙЛ» досрочно приступило к проведению ГРП на Восточно-Таймырском лицензионном участке в Красноярском крае. При проведении ГРП используются технологии, разработанные в основном специалистами ЛУКОЙЛа, российских институтов и инжиниринговых компаний.

2 марта СП ПАО «ЛУКОЙЛ» и ООО «ВОСТОК НАО» (ПАО АНК «Башнефть») приступило к бурению поисковой скважины № 1 (проектная глубина — 4000 м) в Ненецком АО на Южно-Висовой структуре Северо-Ярейягинского участка.

В мае 2016 г. был введен в эксплуатацию крупнейший в России комплекс глубокой переработки вакуумного газойля на Волгоградском НПЗ мощностью 3,5 млн т в год — последний объект программы модернизации НПЗ. Мощности компании по переработке и сбыту нефти, газа и продуктов их переработки представлены на карте (рис. 4.76).

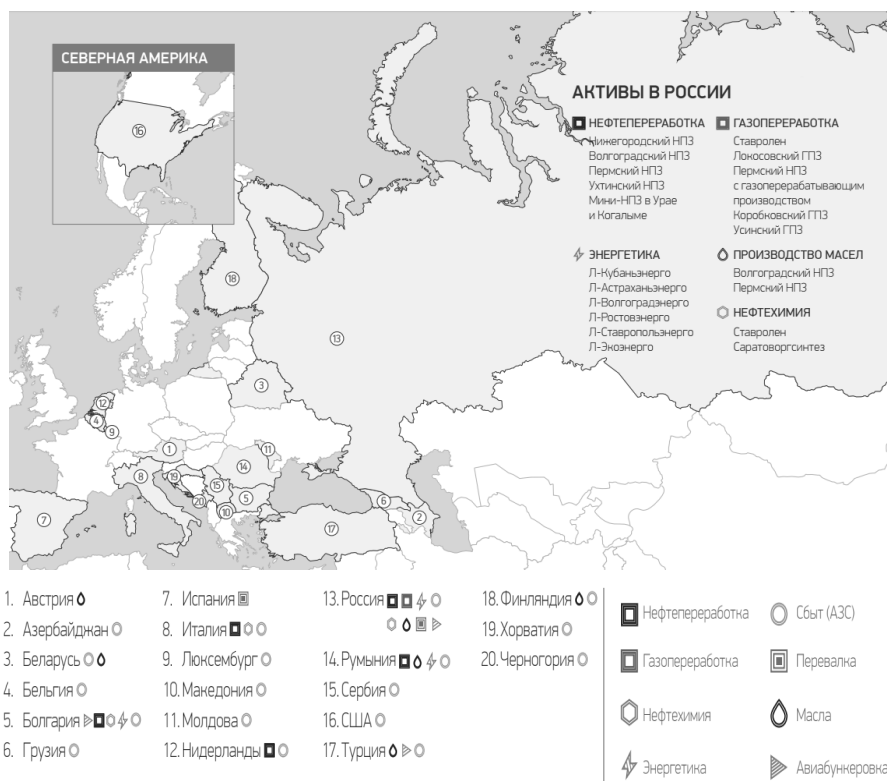


Рис. 4.76

Переработка и сбыт нефти, газа и продуктов его переработки в 2016 г. [7]

Геологоразведочные работы (ГРП) и добыча

Разведка и добыча нефти и газа являются центральным звеном деятельности Группы «ЛУКОЙЛ». НК «ЛУКОЙЛ» занимается разведкой и добычей в 12 странах мира: России, Казахстане, Азербайджане, Румынии, Саудовской Аравии, Узбекистане, Египте, Ираке и др.

География и объемы разведочных работ и добычи представлены на рисунке 4.77.



Рис. 4.77

Разведка и добыча нефти и газа ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“» [7]

Основные объемы ГРП Группы «ЛУКОЙЛ» сконцентрированы в районах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, Западной Сибири и Поволжья (включая акваторию Каспийского моря). Компания преимущественно ведет свою работу на территории Северо-Западного, Приволжского, Уральского и Южного округов.

Западная Сибирь является основным регионом добычи нефти компанией (48,2% от добычи нефти) и ее основной ресурсной базой (53,7% от доказанных запасов нефти). Основная часть месторождений расположена в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском АО. Основные месторождения — Ключевое, Дружное, Тевлинско-Русскинское, Повховское и др.

Доказанные запасы углеводородов компании на 2016 г. составили 16,4 млрд барр. н. э. (рис. 4.78) [7].

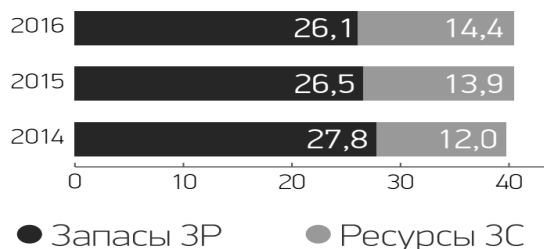


Рис. 4.78

Запасы углеводородов Группы «ЛУКОЙЛ» по категории ЗР и условные ресурсы ЗС, млрд барр. н. э. [7]

На рисунке 4.79 представлено место добычи нефти и газа в структуре компании.

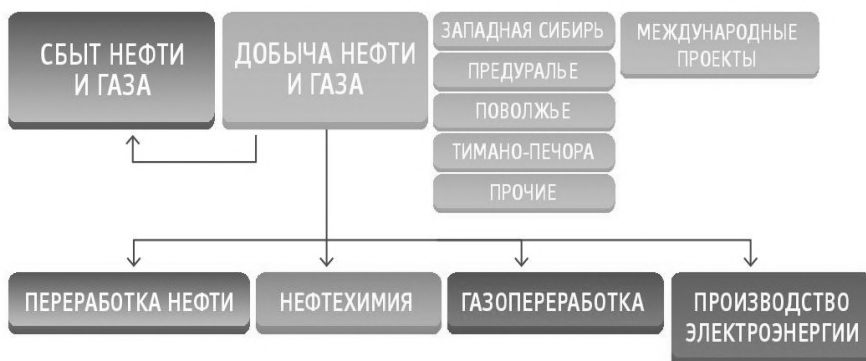


Рис. 4.79

Место добычи нефти и газа в структуре компании

Нефтепереработка ПАО «ЛУКОЙЛ»

Ниже представлено функционирование нефтеперерабатывающего сектора компании (рис. 4.80) [8].

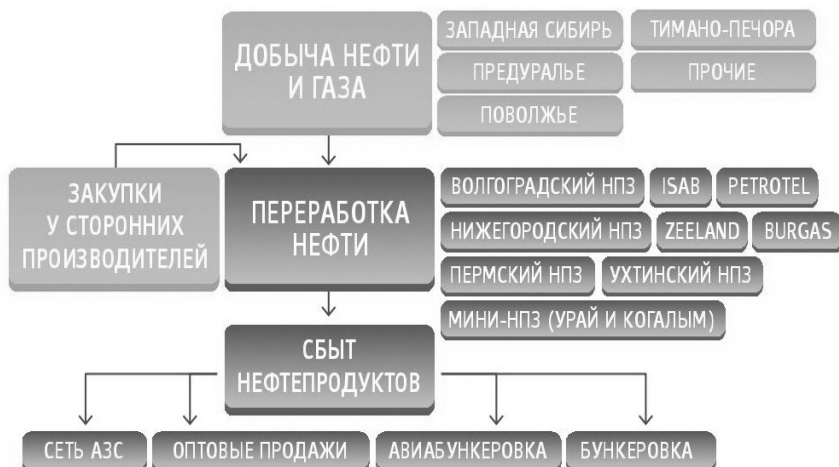


Рис. 4.80

Функционирование нефтеперерабатывающего сектора компании

На рисунках 4.81 и 4.82 представлены показатели компании по нефтепереработке в 2016 г. [7].

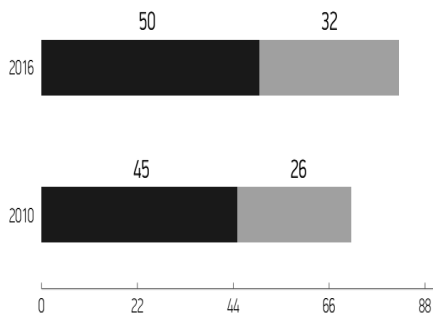


Рис. 4.81

Мощность НПЗ Группы*, млн т. [7]

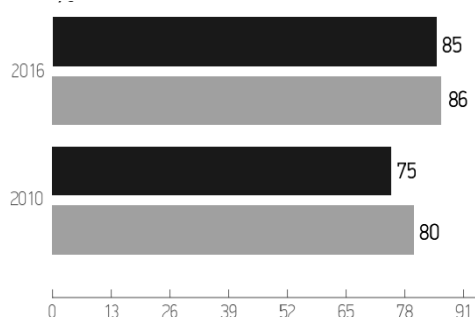


Рис. 4.82

Глубина переработки на НПЗ Группы*, % [7]

● — российские заводы, ● — европейские заводы.
* — без учета продукции мини-НПЗ.

ЛУКОЙЛ владеет нефтеперерабатывающими мощностями в 5 странах. В России компании принадлежат 4 крупных НПЗ: Пермский, Волгоградский, Нижегородский, Ухтинский и 2 мини-НПЗ — Урайский и Когалымский. За рубежом: НПЗ в Бургасе (Болгария); НПЗ ISAB (Италия); НПЗ ZEELAND (Нидерланды) и НПЗ Плоешти (Румыния).

Масляное производство ПАО «ЛУКОЙЛ»

Производство масел осуществляется на НПЗ ЛУКОЙЛа в Перми, Волгограде (рис. 4.83) смешением масел из готовых компонентов (собственных и закупаемых у третьих лиц) — на предприятиях в России, Финляндии, Румынии, Турции и Австрии (рис. 4.84).

В 2016 г. 45% масел в России произвел ПАО «Лукойл», объем производства масел компанией в 2016 г. составил 1035 тыс. т.



Рис. 4.83

Полный цикл производства масел в 2016 г., % [7]



Рис. 4.84

Производство масел из компонентов в 2016 г., % [7]

В 2014 г. на территории Волгоградского НПЗ введен в эксплуатацию завод по производству смазок ИНТЕСМО проектной мощностью 30 тыс. т смазок в год — совместное предприятие Группы «ЛУКОЙЛ» (75%) и ОАО «РЖД» (25%).

В 2016 г. в Казахстане было начато строительство завода по производству смазочных материалов из готовых компонентов мощностью 100 тыс. т в год, запуск которого запланирован на 2018 г.

До 95% сырьевых компонентов, входящих в состав пластичных смазок, производится на мощностях Волгоградского НПЗ. Ассортимент выпускаемой продукции включает смазки для основных отраслей промышленности и транспорта и для широкого потребительского применения [9].

Газоперерабатывающие заводы Группы «ЛУКОЙЛ»

Газоперерабатывающие заводы Группы «ЛУКОЙЛ» обеспечивают переработку добываемого в России попутного нефтяного газа и ШФЛУ и производство из него товарного газа, сдаваемого в газопроводную систему ПАО «Газпром», а также переработку жидких углеводородов.

Переработка ПНГ осуществляется на четырех заводах, принадлежащих компании: Коробковском, Локосовском, Усинском ГПЗ и ООО «Пермнефтегазпереработка», это позволяет эффективно использовать добываемый ПНГ за счет выработки товарной продукции без существенных затрат на сырье.

Схема функционирования газового сектора компании представлена на рисунке 4.85 [10].



Рис. 4.85

Схема функционирования газового сектора ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“»

В 2016 г. на газоперерабатывающих заводах ПАО «ЛУКОЙЛ» объем переработки нефтяного и жирного газа увеличился до 3,9 млрд м³ на 6,6% (рис. 4.86, табл. 4.25), в основном за счет ввода на Ставролен в Буденновске ус-

тановки для переработки ПНГ с месторождений Северного Каспия мощностью 2,2 млрд м³ в год.



Рис. 4.86
Переработка газа в 2016 г., % [7]

Таблица 4.25

Переработка газа в 2016 г. на ГПЗ ПАО «ЛУКОЙЛ», млн м³ [7]

	2014	2015	2016	Прирост 16/15, %
Локосовский ГПЗ	2049	1944	953	–51,0
Газоперерабатывающее производство Пермского ГПЗ	468	955	1134	14,0
Коробковский ГПЗ	433	434	418	–3,7
Усинский ГПЗ	271	287	137	–52,2
Ставролен	—	—	1259	—
Всего	3221	3660	3901	6,6

Выработка жидких углеводородов в 2016 г. на ГПЗ Группы составила 1,3 млн т по сравнению с 1,7 млн т в 2015 г. Производство товарного газа в 2016 г. снизилось на 2,8% и составило 2,5 млрд м³, что обусловлено временной остановкой во втором полугодии 2016 г. Локосовского ГПЗ [7].

Нефтехимический сектор ПАО «ЛУКОЙЛ»

С 1997 г. ЛУКОЙЛ активно развивает сектор нефтехимии. Компания владеет нефтехимическими мощностями в России (ООО «Саратоворгсинтез», ООО «Ставролен»), Украине (ООО «Карпатнефтехим») и Болгарии (НПЗ с нефтехимическими производствами «ЛУКОЙЛ НефтохимБургас») и производит в России и Болгарии продукцию пиролиза и органического синтеза, топливные фракции и полимерные материалы, удовлетворяя значительную часть внутрироссийского спроса на ряд химических товаров и одновременно являясь крупным экспортером химической продукции более чем в 30 стран мира.

В 2016 г. объем производства нефтехимической продукции составил 1,3 млн т (рис. 4.87).

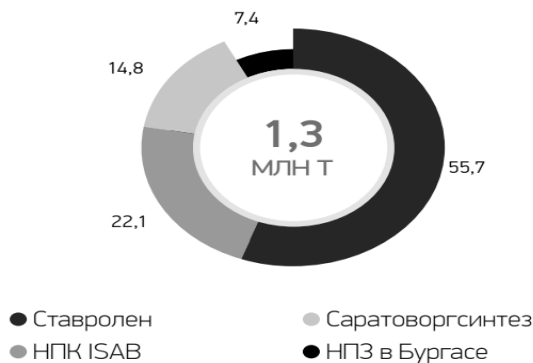


Рис. 4.87

Производство нефтехимической продукции в 2016 г., % [7]

Таблица 4.26

Основные виды продукции нефтехимических заводов группы «ЛУКОЙЛ» [11]

Наименование продукта	Место производства
Антифриз	Пермский НПЗ
Бензол	Пермский НПЗ, ООО «Ставролен» и ООО «Карпатнефтехим»
Бутилен-бутадиеновая фракция и дивинил	ООО «Ставролен»
Винилацетат	«Ставролен»
Винилхлорид	ООО «Карпатнефтехим»
Каустическая сода	ООО «Карпатнефтехим»
Нитрил акриловой кислоты	ООО «Саратоворгсинтез»
Поливинилхлорид	ООО «Карпатнефтехим»
Полипропилен	ООО «Ставролен», НПЗ в Бургасе
Полиэтилен	ООО «Ставролен», ООО «Карпатнефтехим»
Пропилен	ООО «Ставролен», ООО «Карпатнефтехим», НПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
Толуол	Пермский НПЗ
Тяжелая смола пиролиза	ООО «Ставролен», ООО «Карпатнефтехим»
Фракции C5–C9 и C6–C8	ООО «Ставролен», ООО «Карпатнефтехим»
Цианид натрия	ООО «Саратоворгсинтез»
Этилен	ООО «Ставролен», ООО «Карпатнефтехим»

Контактная информация

Полное наименование
организации

ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“»

Адрес

Россия, 101000, Москва, Сretenский бульвар, д. 11

Контактные телефоны

+7 (495) 627 4444

Факс

+7 (495) 625 7016

Телекс

612 553 LUK SU

Сайт

www.lukoil.ru

4.3.2. Коробковский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»)

Коробковский ГПЗ расположен в Волгоградской области в городе Котово и предназначен для переработки попутного нефтяного газа с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» и ШФЛУ с содержанием целевых углеводородов C_{3+} 277 г/м³. Степень извлечения целевых компонентов на заводе составляет до 90%.

Начиная с 2000 г. объем переработки газа на заводе стабильно увеличивался и в 2007 г. достиг уровня 450 млн м³/год по газовому сырью и 161 тыс. т/год по ШФЛУ.

На заводе очищают от сероводорода, осушают, компримируют и разделяют на компоненты газ. Продукция — отбензиненный газ, стабильный газовый бензин и сжиженные углеводородные газы (СУГ). Потребители — нефтехимические предприятия и зарубежные сбытовые общества группы «ЛУКОЙЛ», а также местные потребители: Волгоградская область, Ставрополье, Краснодарский край и другие регионы России.



Рис. 4.88
Коробковский ГПЗ

История создания и развития Коробковского ГПЗ

История существования Коробковского газоперерабатывающего завода начинается с 30 сентября 1966 г. Коробковский газобензиновый завод был построен по проекту института «ВНИПИтрансгаз» и должен был решить проблему утилизации нефтяного газа и переработки промышленного конденсата Коробковского месторождения.

В 1968 г. газобензиновый завод был переименован в газоперерабатывающий завод. С 1966 по 1976 г. завод относился к объединению «Главгазпереработка».

В 1976 г. объединение «Главгазпереработка» было преобразовано во Всесоюзное промышленное объединение по переработке нефтяного газа «Союзнефтегазпереработка» Министерства нефтяной промышленности.

В 1987 г. приказом Министерства нефтяной промышленности Коробковский ГПЗ был передан в состав государственного производственного объединения «Нижневолжскнефть» Министерства нефтяной промышленности.

В 1994 г. производственное объединение «Нижневолжскнефть» было преобразовано в АО «Нижневолжскнефть» Министерства топлива и энергетики РФ.

С 1998 по 2008 г. Коробковский ГПЗ входил в состав «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», затем 7 февраля 2008 г. был выделен из ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», образовано ООО «ЛУКОЙЛ — Коробковский газоперерабатывающий завод», которое в настоящее время является стабильно функционирующим предприятием, постоянно наращивающим производственные мощности и выпускающим конкурентоспособную продукцию.

В 1980-х гг. загрузка завода по газу была низкой и не превышала 180 млн м³, и для увеличения загрузки ГФУ:

- до 1995 г. перерабатывалось привозное сырье Западной Сибири, Казахстана, но в связи с высокой провозной платой закупка ШФЛУ была прекращена;

- в 1996 г. был построен и введен в эксплуатацию газопровод Жирновск — Коробки, что позволило увеличить загрузку завода по газу до 400 млн м³.

В 1996 г. была построена газлифтная компрессорная производительностью 70 млн м³ в год для обеспечения газлифтного способа добычи нефти Коробковского месторождения.

В 1997 г. построена технологическая печь, которая позволила экономить ежегодно до 15 млн м³ газа в год, а также обновлено насосное оборудование и теплообменная аппаратура.

В 1996–1998 гг. была реконструирована градирня, в результате чего потери воды уменьшились на 50 тыс. м³ в год, а отборы целевых компонентов из газа увеличились на 5%. В 1998 г. была проведена реконструкция товарно-сырьевого парка и факельного хозяйства завода с разделением факельных систем завода, что связано с введением новых правил безопасности факельных систем. Все это позволило довести объекты завода до требуемых норм и правил и повысило безопасность производства.

В 1998 г. было принято решение о строительстве установки сероочистки на заводе, так как сероочистная установка ДН «Волгоградтрансгаз» находилась в неудовлетворительном состоянии. Строительство установки производительностью 500 млн м³ и введение в эксплуатацию было завершено в 1999 г., в ее состав также вошли: блок производства азота и блок подготовки воздуха КИПиА.

С конца 1990-х гг. добыча углеводородов в Нижней Волге ежегодно увеличивалась, совершенствовались системы нефте- и газосбора, проводились оптимизации процессов подготовки сырья, и в результате уровень использования мощностей ГПЗ достиг 100% и более от установленного норматива.

В 2000 г. завод вступил в период реконструкций.

В 2001 г. была разработана и утверждена первым вице-президентом ПАО «ЛУКОЙЛ» Р. У. Магановым «Программа мероприятий по техническому перевооружению объектов завода».

С 1999 по 2002 г. были усовершенствованы технологические схемы оборудования завода, повышена общая эффективность работы предприятия при невысоких затратах на капитальный ремонт. В итоге отбор ценных компонентов нефтяного газа увеличился на 3,4%, суммарное количество произведенной из газа продукции возросло с 69,2 тыс. т/год (1999 г.) до 80,7 тыс. т/год (2003 г.).

В 2003 г. построены линия ЛЭП 110 кВ длиной 6 км и финская котельная.

В 2005 г. была введена в эксплуатацию компрессорная станция — производитель DRESSER-Rand с блоком осушки нефтяного газа, таким образом, производственные мощности по приему газа на установку увеличились на 46 млн м³.

В 2005 г. была пущена газопоршневая электростанция мощностью 9,8 МВт для обеспечения собственной электроэнергией производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» в Котово, которая позволяет использовать газ собственного производства для выработки электроэнергии.

В 2007, 2010, 2013 гг. были подтверждены сертификаты OHSAS 18001: 2007 в области охраны труда и здоровья и ISO 14001: 2004 в области управления окружающей средой, удостоверяющие полное соответствие производства требованиям международных стандартов.

В 2010 г. на ГПЗ была разработана и утверждена долгосрочная «Программа мероприятий по поддержанию работоспособности и обеспечению безопасной работы».

В 2012 г. проведено техническое перевооружение подстанций установки переработки газа и газокomppressorной станции.

В 2014 г. общество получило международный стандарт системы энергетического менеджмента ISO 50001: 2011 [12].

Начиная с 2014 г. проведена замена внутренних контактных устройств в пропановой колонне К-4, модернизация газомотокомпрессоров типа 10 ГКН, замена насосного оборудования товарных сырьевых парков и абсорбирующей газофракционирующей установки. Модернизированы старые производственные объекты без больших капитальных затрат, что повысило их производительность и надежность эксплуатации.

В настоящее время прорабатывается новая инвестиционная программа. В ближайшей перспективе на ГПЗ намечены работы по внедрению распределенной АСУТП установки переработки газа и техническое перевооружение сливо-наливной эстакады участка приема сырья, хранения и отгрузки продукции, реконструкция системы оборотного водоснабжения открытого цикла, модернизация пропано-охладительной установки [13].

Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ» — Хисаев Рустям Наилович.



Рустям Наильевич Хисаев

Генеральный директор «Коробковского ГПЗ»

Р. Н. Хисаев родился 8 марта 1966 г. Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В 1988 г. окончил Уфимский нефтяной техникум по специальности «Химическая технология нефти и газа».

1988–1999 гг. — ТПП «Когалымнефтегаз», НГДУ «Дружба», оператор обессоливающей и обезвоживающей установки, начальник установки, зам. начальника цеха; начальник цеха; зам. главного инженера по подготовке и перекачке нефти, зам. начальника управления по производству.

1999–2001 гг. — начальник управления ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», «Когалымнефтегазпереработка».

2001–2008 гг. — заместитель Генерального директора по производству, главный инженер, Генеральный директор ПАО «Северо-Западные магистральные нефтепроводы».

2008–2014 гг. — Генеральный директор ООО «Пермнефтегазпереработка».

С ноября 2014 г. — Генеральный директор Коробковского ГПЗ.

Коробковский ГПЗ сегодня

Газовое сырье поступает на завод с 3 предприятий: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть», ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз», ООО «СП Волгодеминойл», ШФЛУ — с ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ТПП «Лангепаснефтегаз».

В таблице 4.27 приведены технологическая структура, состав и действующие мощности установок.

Таблица 4.27

Технологическая структура, состав и действующие мощности установок Коробковского ГПЗ [14]

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода в действие	Мощность единичной установки
Очистка от сероводорода	СОУ	1999	500 млн м ³
Компримирование и осушка газа	УКОГ	1999	404 млн м ³
Адсорбционная осушка газа	УОГ	2003	450 млн м ³
		2006	500 млн м ³

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода в действие	Мощность единичной установки
Отбензинивание газа	—	1999	404 млн м ³
Масляная абсорбция	МАУ	1966	404 млн м ³
Газофракционирование	АГФУ	1966	161 тыс. т

Переработка ПНГ на заводе осуществляется методом низкотемпературной абсорбции. Блок-схема завода представлена на рисунке 4.89.

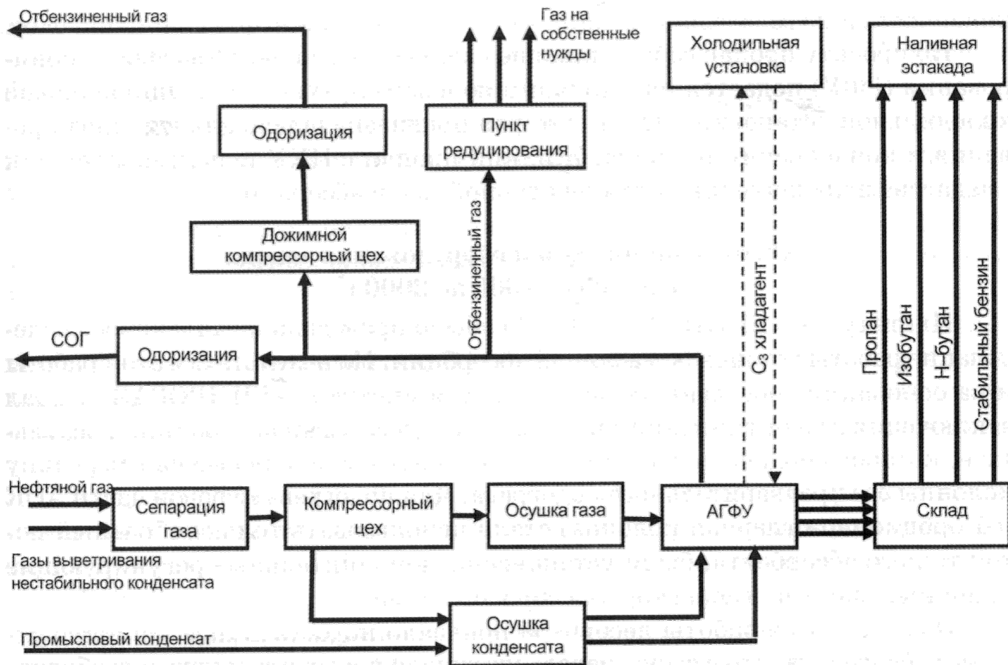


Рис. 4.89

Блок-схема Коробковского ГПЗ [15]

Нефтяной газ и газы выветривания нестабильного конденсата поступают на блок сепарации, где ПНГ сепарируется от воды, механических примесей и сероводорода, затем газ подается в компрессорный цех, где сжимается. После компрессора конденсат и газ поступают на осушку (две разных установки), осушку проводят методом адсорбции на синтетических цеолитах. Затем осушенные на обеих установках газ и конденсат подаются на АГФУ, где газ разделяется на фракции. Отбензинивание газа проводится на МАУ блока АГФУ, в качестве абсорбента применяется тяжелая фракция углеводородов, получаемая на заводе из промышленного конденсата. Фракции нормального бутана, изобутана и стабильный газовый бензин отправляются железнодорожным транспортом в качестве сырья на нефтехимические предприятия в Омск, Казань и Буденновск. На автомобильном транспорте потребителям доставляют бутан, изобутан, пропан-бутан. Качество этих продуктов соответствует установленным

стандартам. Часть пропана используется в качестве хладагента в холодильной установке, часть — как готовый продукт. Отбензиненный газ используется как газ на собственные нужды завода и как товарный продукт. Отбензиненный газ после одорирования направляется в трубопровод ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ Волгоград».

Установка сероочистки

В связи с появлением в сырьевом газе сернистых соединений возникла необходимость в очистке газа от сероводорода, и в 1999 г. на заводе введена в эксплуатацию установка моноэтаноламиновой очистки с блоком каталитического дожига кислых газов и последующим рассеиванием отходящих газов в дымовой трубе (рис. 4.90). Установка запроектирована и построена итальянской фирмой KineticsTechnologyInternationalS.p.A. Генеральный проектировщик — ОАО «НИПИгазпереработка».



Рис. 4.90

Установка МЭА очистки газа

В качестве сырья на установке сероочистки используется смесь природного и нефтяного газа низкого давления, поступающего из скважины. Состав газа представлен в таблице 4.28.

Таблица 4.28

Состав газа, поступающего на установку сероочистки [15]

Компоненты	Содержание, % об.
Сероводород	0,025 (0,015–0,034)
Азот	3,180
Кислород	0,310
Углекислый газ	0,871
Метан	79,589
Этан	9,016
Пропан	5,039

Компоненты	Содержание, % об.
Изобутан	0,580
н-бутан	1,153
Изопентан	0,117
н-пентан	0,054
Гексан +	0,066
Меркаптаны	Следы
Вода, г/см ³	5,5
Плотность, кг/м ³	0,9049
Температура, °С, лето/зима	+30/+5
Давление, МПа (абс.)	0,28

Ранее на заводе газ осушали методом абсорбции 98,5% ДЭГ до точки росы -14°C (необходимая концентрация достигается двухступенчатой выпаркой: вначале в выпарной колонне при 0,02 МПа, затем в испарительной емкости под вакуумом).

В конце 2010 г. была построена и введена в эксплуатацию установка адсорбционной осушки газа на синтетических цеолитах взамен старой установки, что связано с тем, что при модернизации МАУ понизили температуру изотермы пропана (до -18 вместо -12 ранее) для выработки холода. В итоге ранее бывшей точки росы (-14°C) стало недостаточно для пропанового холодильника.

Установка осушки

Производительность установки (рис. 4.91) — 450 млн $\text{м}^3/\text{год}$. Установка поставлена ОАО «НИПИгазпереработка» в блочном исполнении. Состав газа, подаваемого на установку, приведен в таблице 4.29.



Рис. 4.91
Установка осушки газа

**Сырьевой газ, подаваемый на установку
адсорбционной осушки газа [15]**

Компоненты	Содержание, % об.
Азот	2,8550
Кислород	0,7986
Метан	86,8177
Этан	3,9730
Пропан	2,7951
Изобутан	0,6588
н-бутан	1,1879
Изопентан	0,3793
н-пентан	0,2895
Гексан +	0,0699
Вода	0,1751
Сероводород	0,0001
Молекулярная масса, г/моль	19,06
Температура, °С	35
Давление, МПа (абс.)	0,28

Осушка газа до точки росы -70°C осуществляется по трехадсорберной схеме на синтетическом цеолите типа А, загрузка одного адсорбера составляет 8,3 т цеолита. В качестве газа регенерации используется часть потока осушенного газа. Нагрев газа регенерации предусматривается в утилизационном теплообменнике газовых турбин.

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «ЛУКОЙЛ-Коробковский ГПЗ»
Адрес	403805, Российская Федерация, Волгоградская область, г. Котово, а/я 5
Контактные телефоны	(84455) 4-71-82
Факс	(84455) 4-74-60
Сайт	http://www.lukoil.ru/
Электронный адрес	KGPZ@lukoil.com

4.3.3. Пермский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка»)

Пермский ГПЗ — ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка» (рис. 4.92) перерабатывает ПНГ с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», жирный газ с Пермского НПЗ и ШФЛУ с Локосовского ГПЗ и Пермского НПЗ. Мощность

завода — 560 млн м³/год по газовому сырью и 1000 тыс. т/год по ШФЛУ. Товарная продукция завода: отбензиненный газ, стабильный газовый бензин, изопентан, сжиженные углеводородные газы, гидросульфид натрия. Потребители — Пермский НПЗ, ООО «Ставролен», зарубежные сбытовые общества группы «ЛУКОЙЛ» и местные потребители.



Рис. 4.92
Пермский ГПЗ —
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка»

Основные этапы развития Пермского ГПЗ

В 1960-е годы в Прикамье начала интенсивно развиваться добыча нефти, что привело к появлению больших объемов ПНГ, для утилизации которого было принято решение о строительстве Пермского ГПЗ.

Первая линия построена в 1969 г. для переработки ПНГ местных месторождений, вторая линия — в 1974 г. для переработки сырья из Западной Сибири. Генеральный проектировщик — институт «ВНИПИнефть», г. Москва.

С 1972 г. на заводе была начата переработка рефлюксов ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», которые поступают на завод по трубопроводу.

В первой половине 1990-х гг. произошло разделение «Пермнефтеоргсинтеза». Газопереработкой стало заведовать ЗАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в результате чего было образовано ООО «Пермнефтегазпереработка». Нефтехимическая часть и одна из двух ГФУ Пермского ГПЗ (российское производство) перешла в ЗАО «Сибур-Химпром».

26 ноября 1998 г. зарегистрировано ООО «Пермнефтегазпереработка» (ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и ОАО «Пермский ГПЗ» в равных долях) для эксплуатации производственных мощностей 2-й очереди и в 2000 г. доля Пермского ГПЗ перешла к ПАО «ЛУКОЙЛ».

В 2000 г. введена в эксплуатацию установка сероочистки и демеркаптанизации мощностью 1000 млн м³/год.

В июне 2001 г. построен новый газопровод Ярино — Пермь длиной 12,6 км для поставки отбензиненного газа на промышленные предприятия и ТЭЦ города.

В 2003 г. реконструирована ГФУ-1.

В сентябре 2005 г. введена в эксплуатацию установка утилизации кислых газов для производства натрия гидросульфида технического. К тому же весь извлекаемый серосодержащий газ полностью утилизируется, что повышает экономическую выгоду и создает существенный экологический эффект: выбросы загрязняющих веществ в атмосферу уменьшаются более чем на 2,4 тыс. т/год.

В 2006 г. на ГФУ-1 введена в действие колонна депропанизации, мощности по переработке ШФЛУ увеличились с 550 до 700 тыс. т/год.

В 2007 г. введена в эксплуатацию новая сливо-наливная эстакада (длиной 440 м) сжиженных углеводородных газов (СУГ) и легковоспламеняющихся жидкостей. Эстакада имеет 72 станции слива-налива продукции, где принимают ШФЛУ из Западной Сибири в составах длиной 72 вагона.

В результате проведенных реконструкций в 2006–2007 гг. мощности по переработке ШФЛУ увеличились с 550 до 700 тыс. т/год.

В 2008 г. оптимизирована производственная программа, в результате чего мощность ГПЗ по переработке ШФЛУ достигла 1000 тыс. т/год.

В 2009 г. реализованы проекты для достижения 95%-ного уровня утилизации попутного нефтяного газа.

В 2010 г. закончен монтаж установки одорирования сжиженного пропан-бутана технических (СПБТ) и проведена работа по выявлению участков трубопроводов, требующих срочной замены.

В 2012 г. завершена разработка проектной документации установки низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР-2), выполнены строительно-монтажные работы и поставлено оборудование.

В июне 2013 г. завершено строительство и введен в эксплуатацию новый сырьевой парк сжиженных газов объемом 2400 м³.

1 ноября 2014 г. в связи с реорганизацией общества объекты газопереработки ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка» вошли в состав ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» [15, 16].

В 2014 г. завершено строительство и запущена компрессорная станция, установка низкотемпературной конденсации и ректификации-2 (НТКР-2), газофракционная установка-2 (ГФУ-2), реконструированная установка сероочистки. В 2015 г. осуществлялось освоение новых производственных мощностей [17].

Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» — Сергей Михайлович Андронов, сменивший Василия Ивановича Анисимова, перешедшего на работу в ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» на должность первого заместителя Генерального директора — главного инженера предприятия.



Сергей Михайлович Андронов

Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

С. М. Андронов родился 20 июня 1971 г. Окончил Пермский авиационный техникум им. А. Д. Швецова, Московский государственный открытый университет (в 1999 г.) и Пермский государственный университет по президентской программе подготовки управленческих кадров (в 2003 г.).

В 1992–2006 гг. занимал должности от оператора до главного инженера ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

2006–2007 гг. — менеджер по управлению производственной деятельностью «Гетти Петролеум Маркетинг Инк.» (США).

2007 г. — главный инженер комплекса глубокой переработки нефти ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», главный инженер, в 2008–2016 гг. — председатель Управительного совета «ЛУКОЙЛ Нефтохим Бургас» АД (Болгария).

С ноября 2016 г. — Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Пермский ГПЗ — ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка» сегодня

Пермский ГПЗ построен в две очереди: I очередь — на базе комплектного импортного оборудования (Италия) мощностью 500 млн м³/год по схеме НТК с каскадной пропановой и этановой холодильной установкой и установкой газофракционирования, II очередь — на оборудовании отечественной поставки по технологии и перечню основных технологических объектов, аналогичная I очереди, мощностью 440 млн м³/год.

В настоящее время Пермский ГПЗ функционирует в следующих направлениях: прием, транспортировка и переработка попутного нефтяного газа, транспортировка и реализация природного газа, переработка газообразного сырья и ШФЛУ и выпуск продукции газопереработки.

Завод перерабатывает ПНГ с месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», жирный газ с «Пермнефтеоргсинтез» и ШФЛУ сторонних поставщиков.

В таблице 4.30 представлены технологическая структура, состав и мощности установок.

Таблица 4.30

Технологическая структура, состав и действующие мощности установок Пермского ГПЗ [14]

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода в действие/реконструкции	Мощность за год
Компримирование	КС	1975	505 млн м ³
Установка сероочистки	УСО	1973	1000 млн м ³

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода в действие/реконструкции	Мощность за год
Адсорбционная осушка	УОГ	1969	505 млн м ³
Пропановая холодильная установка	ПХУ	1976	1 800 500 ккал/ч
Низкотемпературная конденсация и ректификация	НТКР	1969	505 млн м ³
Утилизация кислых газов с получение гидросульфида натрия технического	—	2008	11,6 (32% NaHS) тыс. т
Очистка от меркаптанов и сероводорода	Установка демеркаптанизации	2000	300 тыс. т
Газофракционирование	ГФУ-1	1969	1000 тыс. т
Дожимная компрессорная станция	ДКС	2014	800 млн м ³

В таблице 4.31 приведен состав газа, поступающего на переработку на Пермский ГПЗ.

Таблица 4.31

Состав сырьевого газа, поступающего на Пермский ГПЗ [15]

Компоненты	Содержание, % масс.
Сероводород	0,120
Кислород	0,36
Азот	14,2
Метан	26,79
Углекислый газ	0,15
Этан	26,78
Пропан	20,19
Изобутан	2,91
н-бутан	5,67
Изопентан	1,29
н-пентан	1,02
Гексан + выше	0,44
Плотность, кг/м ³	1,114

Проектная блок-схема Пермского ГПЗ приведена на рисунке 4.93. Верхняя часть схемы — технологическая линия мощностью 500 млн м³/год по сы-

рому газу, оборудование итальянской фирмы «Снампроджетти». Нижняя — технологическая линия отечественного производства мощностью 440 млн $\text{м}^3/\text{год}$ по сырому газу. Верхняя и нижняя схемы переработки ПНГ идентичны.

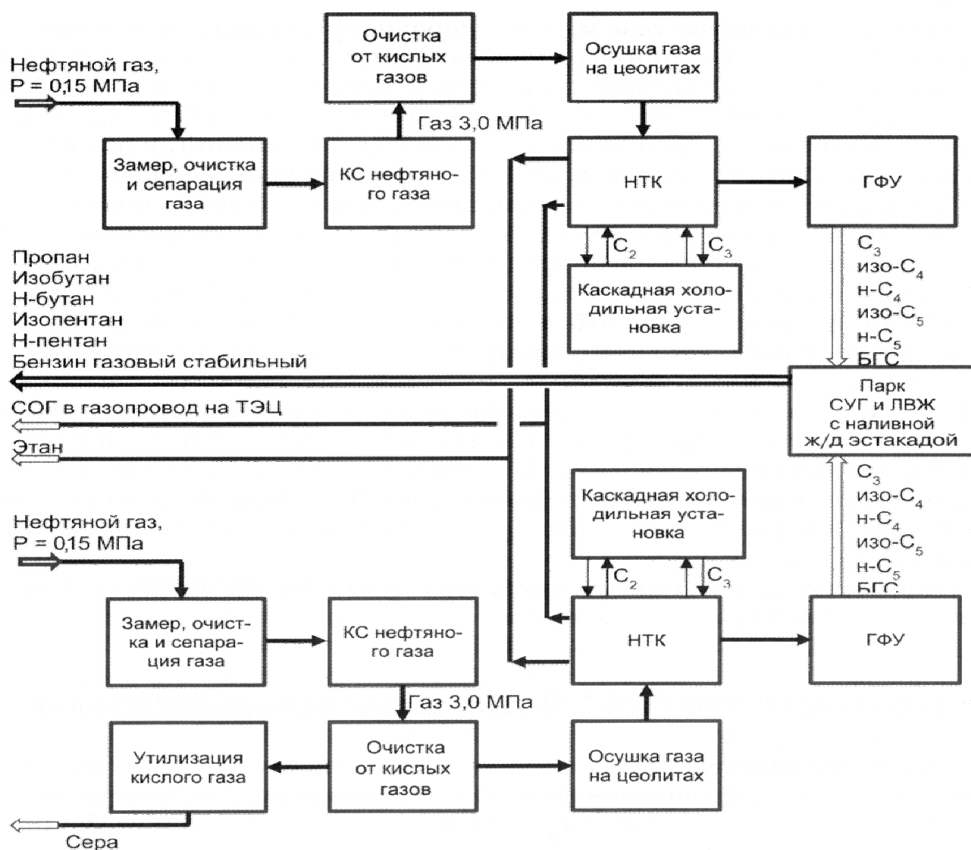


Рис. 4.93

Проектная блок-схема Пермского ГПЗ [15]

После замера и сепарации ПНГ газ поступает на установку очистки газа от кислых примесей, где от него отделяется сероводород и диоксид углерода. Очищенный от кислых примесей газ подается на адсорбционную осушку на цеолитах, а осушенный газ — в блок НТК, где производится разделение газа на ШФЛУ, этан, пропан и СОГ. СОГ и этан выводятся за пределы установки как готовые продукты.

Пропан используется для холодильной установки. ШФЛУ подается на ГФУ, где разделяется на компоненты: пропан, изобутан, н-бутан, изопентан, н-пентан и стабильный газовый бензин. Все эти продукты подаются в парк СУГ и ЛВЖ (легко воспламеняющейся жидкости), где отгружаются в ж/д цистерны.

Нынешняя блок-схема предприятия для 1-й линии — на рисунке 4.94.

Основное отличие от проектной схемы в том, что серосодержащий газ с установки аминовой очистки начали перерабатывать с получением гидросилифида натрия технического и после блока НТКР для ШФЛУ установили очистку от меркаптанов. При этом производятся: сухой отбензиненный газ, этановая

фракция, индивидуальные сжиженные углеводороды (пропан, изобутан, н-бутан, изопентан, н-пентан) и их смеси, бензин газовый стабильный, натрия гидросульфид технический.

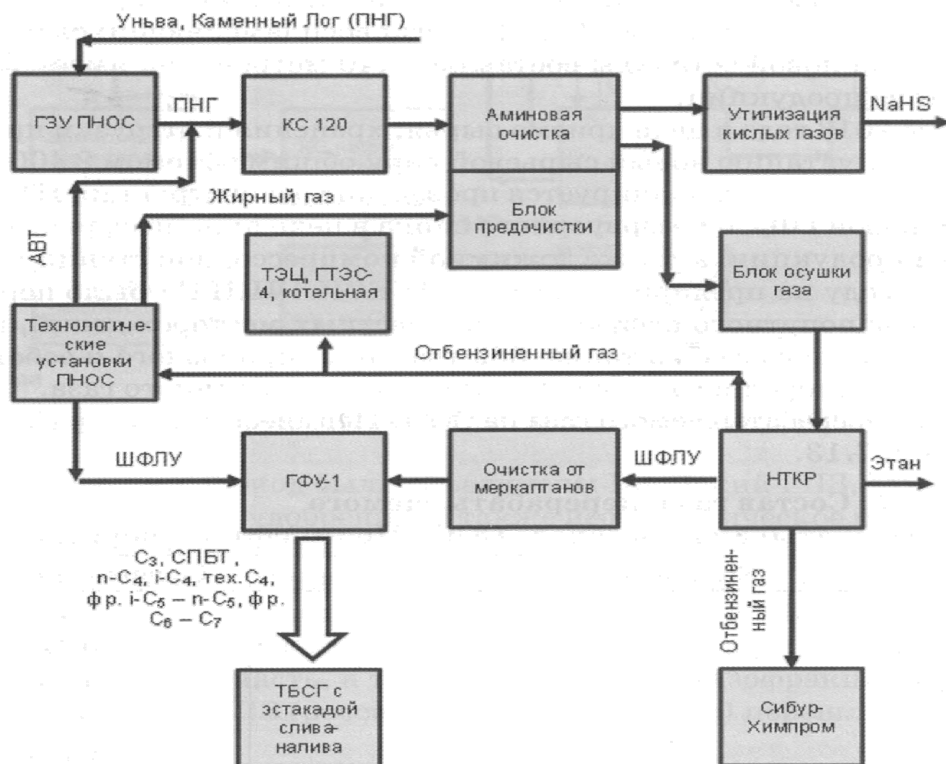


Рис. 4.94

Действующая блок-схема Пермского ГПЗ для 1-й линии [15]

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
Адрес	614055, Пермь, ул. Промышленная, 98
Почтовый адрес	614065, Пермь, шоссе Космонавтов, 61Б
Контактные телефоны	(342) 235-89-00
Факс	(342) 220-74-02
Сайт	http://www.lukoil.ru/
Электронный адрес	info@pngp.lukoil.com

4.3.4. Усинский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

Усинский газоперерабатывающий завод расположен в Республике Коми на северо-востоке европейской части РФ в районе города Усинска (рис. 4.95). Генеральный проектировщик Усинского ГПЗ — институт «ВНИПИгаз-переработка». Завод ведет сбор ПНГ от нефтегазодобывающих предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с Харьягинского, Возейского, Усинского и Кыртаельского месторождений. Первоначальная проектная мощность составляла по газу

1 млрд $\text{м}^3/\text{год}$. В связи с физическим износом и моральной старостью технологического оборудования фактическая производительность Усинского ГПЗ на сегодняшний день составляет 533 млн м^3 ПНГ в год.



Рис. 4.95
Усинский ГПЗ

В сферу деятельности завода входят: получение товарного газа, сжиженного углеводородного газа (СУГ), стабильного газового бензина; поставка товарного газа и продукции газопереработки потребителям; оказание услуг по техническому обслуживанию газопотребляющего оборудования на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» [15].

История Усинского ГПЗ

Строительство Усинского ГПЗ началось в 1977 г. Целью строительства завода была утилизация ПНГ (подготавливать его и подавать на Печорскую ГРЭС), который ранее сжигался на факелах.

В январе 1980 г. этот объект был запущен в составе компрессорной станции с жидкостной осушкой газа, с получением в качестве товарного продукта осушенного газа.

Проектом строительства завода предусматривалось две одинаковые очереди мощностью по 536 млн $\text{м}^3/\text{год}$ каждая, но в связи с сокращением финансирования решили строить только одну линию, но с заделом под будущую вторую.

По изначальной схеме ПНГ после компримирования и охлаждения в аппарате воздушного охлаждения (АВО) осушался в двух последовательных жидкостных абсорберах концентрированным раствором ДЭГ до точки росы по воде не выше -30°C . Регенерация насыщенного ДЭГ до концентрации 99,8% проводилась под вакуумом, для создания которого на потоке паров воды из регенератора были предусмотрены водокольцевые насосы. В связи с выходом из строя насосов и ошибками, допущенными при проектировании, от вакуумной регенерации пришлось отказаться, что понизило концентрацию регенерированного раствора ДЭГ и соответственно повысило точку росы.

По проекту развития Усинского ГПЗ ввод однотиповой второй линии завода был намечен на начало 1990 г., но в связи с кризисом в стране этим планам не суждено было сбыться. Все 1990-е гг. на заводе не было осуществлено ни одной модернизации или реконструкции.

До 2000 г. завод находился в статусе компрессорной станции КС-1 в составе ОАО «Коминетфть», а затем вошел в состав ООО «Лукойл-Коми».

В 2002 г. пущены в эксплуатацию блок газопереработки и газонаполнительная станция. Из выделяющегося при компримировании углеводородного конденсата началась выработка сжиженных углеводородных газов (СУГ) и стабильного газового бензина (БГС).

В начале 2010 г. завершено строительство дожимной компрессорной станции, которая дожимала СОГ до магистрального давления, и проведена реконструкция компрессорной станции.

В 2015 г. завершено строительство установки сероочистки и осушки газа мощностью 100 млн м³/год, что позволило выпускать часть газа, соответствующего техническим требованиям.

Генеральный директор Усинского ГПЗ (ООО «Лукойл-Коми») — Шкуренок Владимир Викторович [15, 18].



Владимир Викторович Шкуренок
Генеральный директор Усинского ГПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

В. В. Шкуренок родился 2 декабря 1972 г. в г. Северске Донецкой области. Среднее образование получил в Усинске, отсюда же призывался в армию.

В 2006 г. окончил Ухтинский государственный технический университет по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

В 2014 г. прошел обучение по программе МВА в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина по специальности «Управление нефтегазовым бизнесом».

Трудовую деятельность на Усинском ГПЗ начал в январе 2003 г. линейным трубопроводчиком 4-го разряда. В ноябре стал инженером по эксплуатации газопроводов 1-й категории в цехе эксплуатации газопроводов.

В 2006 г. назначен зам. начальника цеха — начальником газовой службы цеха эксплуатации газопроводов, позднее возглавил центральную инженерно-технологическую службу Усинского ГПЗ.

В 2012 г. назначен главным инженером Усинского ГПЗ.

В июле 2015 г. возглавил Усинский ГПЗ.

Усинский ГПЗ сегодня

Сегодня Усинский ГПЗ — это более чем 1000 км газопроводов, 5 компрессорных станций, 3 газораспределительных станции, 2 установки осушки газа, 2 установки низкотемпературной абсорбции, установка очистки газа от

сероводорода, блок подготовки и переработки газа и газонаполнительная станция. В настоящее время в связи с возросшими объемами добычи ведется масштабная реконструкция завода. В таблице 4.32 приведены объемы переработки сырья и выпуска продукции Усинского ГПЗ [19].

Таблица 4.32

**Переработка сырья и производство
товарной продукции на Усинском ГПЗ [19]**

Продукт	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Сырье					
Попутный нефтяной газ, млн м ³	191,3	220,7	235,5	271,3	287,3
Продукция					
Сухой отбензиненный газ (СОГ), млн м ³	183,6	213,2	143,6	159,3	152,5
Газы углеводородные сжиженные, тыс. т	0,2	0,2	0,2	0,3	0,2
Бензин газовый стабильный, тыс. т	3,8	4,8	4,9	4,8	3,3

Основная продукция Усинского ГПЗ — сухой отбензиненный газ.

В таблице 4.33 приведены составы и действующие мощности установок на Усинском ГПЗ.

Таблица 4.33

**Составы и действующие мощности
установок Усинского ГПЗ [20]**

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода в действие/ реконструкции	Проектная мощность единичной установки, млн м ³ /год
Компримирование и осушка ПНГ	КС-1	1980/2008	600/600
Низкотемпературная абсорбция, выработка холода	НТА+ПХУ	2002	500
Дожимная компрессорная станция	ДКС-1	2010	100
Установка сероочистки	УСОГ-1	2011	100
Установка осушки газа	УОГ-1	2011	100

По данным таблицы масштабных реконструкций и ввод новых мощностей не проводили с 1980 по 2002 г.

В 2002 г. была введена установка низкотемпературной абсорбции (НТА) с ПХУ. Затем была произведена реконструкция компрессорной станции с увеличением мощности до 600 млн м³/год, но на данный момент используется всего 533 млн м³/год, чуть более половины проектной мощности. В 2010 г. была введена в действие дожимная компрессорная станция. В 2011 г. была введена в строй установка сероочистки газа мощностью 100 млн м³/год [21].

Нефтяной газ, поступающий на Усинский ГПЗ, содержит в своем составе 300 г/м³ углеводородного конденсата (C₃₊). Состав ПНГ приведен в таблице 4.34.

Таблица 4.34

**Состав природного нефтяного газа,
поступающего на Усинский ГПЗ [15]**

Компоненты	Содержание, % масс.
Углекислый газ	2,38
Сероводород	0,32
Кислород + азот	2,54
Метан	45,32
Этан	18,05
Пропан	16,78
Изобутан	2,49
н-бутан	7,38
Пентан + выше	4,74
Итого	100,00

Кислых примесей (диоксид углерода + сероводород) в газе относительно много, поэтому ввод в действие установки сероочистки необходим для достижения заданной степени сероочистки готовых продуктов и уменьшения коррозии трубопровода и оборудования внутри ГПЗ.

На рисунке 4.96 представлена блок-схема Усинского ГПЗ 2010 г. до реконструкции. ПНГ подается на двухступенчатую компрессорную станцию, где происходит его сжатие до давления 3,5–4,0 МПа, затем он охлаждается в воздушных холодильниках до температуры 40–45°C, разделяется на 2 потока — сухой газ и конденсат. Сухой газ подается на абсорбционную осушку раствором диэтиленгликоля, регенерация ДЭГ осуществляется в десорбере, работающем при атмосферном давлении. Точка росы осушенного газа составляет –25°C. Затем сухой газ и конденсат двумя потоками подаются на установку низкотемпературной абсорбции (НТА), где потоки разделяются на СОГ и ШФЛУ. В качестве хладагента на установке НТА используется пропан собственной выработки (ПХУ). СОГ подается на дожимную компрессорную станцию (ДКС), где дожимается до магистрального давления и подается в трубопровод. Осушенный газ подается на Печерскую ГРЭС, используется также для нужд населения г. Усинска и прилегающих населенных пунктов. ШФЛУ подается на одноколонную ГФУ, где происходит его разделение на пропан-бутановую фракцию (ПБТ) и бензин газовый стабильный (БГС). Исходя из данной схемы, можно предположить, что установку сероочистки и осушки газа предполагается установить сразу после компрессорной станции, перед абсорбционной осушкой газа [15].

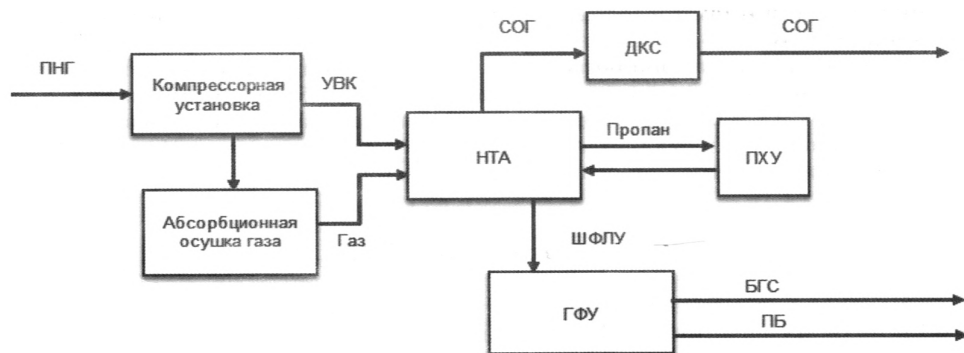


Рис. 4.96

Блок-схема Усинского ГПЗ до реконструкции (2010 г.) [15]

Реконструкция и модернизация Усинского ГПЗ

С 2015 г. ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» проводит масштабную реконструкцию Усинского ГПЗ, в результате которой уровень утилизации ПНГ сможет достигнуть 95% по группе месторождений Усинского региона, в том числе месторождений с высоким содержанием сероводорода в попутно добываемом нефтяном газе.

Проект включает строительство второй, идентичной первой, технологической линии по компримированию, очистке и разделению газа мощностью 600 млн м³ (табл. 4.35) [21].

Таблица 4.35

Ввод новых мощностей на Усинском ГПЗ [21]

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода новых мощностей	Проектная мощность единичной установки, млн м ³ /год
Компримирование ПНГ	КС-2	2016	600
Дожимная компрессорная станция	ДКС-2		100
Установка сероочистки	УСОГ-2		100
Установка осушки газа	УОГ-2		100

В 2016 г. в рамках этой программы были реконструированы и расширены производственные мощности Усинского ГПЗ: построены дожимная компрессорная станция (КС) мощностью 500 млн м³/год и КС с установкой аминовой сероочистки газа мощностью 100 млн м³/год [18].

Модернизация позволит увеличить объем транспортировки и утилизации ПНГ с месторождений, что, в свою очередь, вызывает необходимость проведения комплекса мероприятий по техническому перевооружению (оснащение камерами пуска-приема диагностических и очистных устройств, реконструкция трубопроводов для повышения рабочего давления) и оптимизации газотранспортной системы, так как с увеличением объемов перекачки газа возрастет нагрузка на систему трубопроводов.

В планах Усинского ГПЗ на 2017–2020 гг. — реконструкция межпромыслового газопровода «Харьяга — Головные» протяженностью 130 км. Заверша-

ются работы по техническому перевооружению магистрального газопровода «Уса — Печора» (154 км) [18].

Одно из главных технических решений в модернизации системы газопроводов — оснащение камерами пуска-приема диагностических и очистных устройств — позволит запускать внутрь трубы специальные устройства, способные не только давать точную информацию о внутреннем состоянии трубопровода, но и очищать внутреннюю полость от скопившегося там конденсата. В закрытом режиме «выпавший» при очистке жидкий конденсат будет собираться в конденсатосборники, смонтированные на камерах приема.

Контактная информация

Полное наименование организации	Усинский газоперерабатывающий завод — ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
Адрес	169710, Республика Коми, г. Усинск, ул. Возейская, 21а
Контактные телефоны	(82144) 5-66-84
Сайт	http://lukoil-komi.lukoil.com/
Электронный адрес	Usn.postman@lukoil.com

4.3.5. Локосовский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — «Лангепаснефтегаз» — ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»)

Локосовский газоперерабатывающий завод расположен в Тюменской области Ханты-Мансийского АО — Югре, г. Лангепасе (рис. 4.97). Его мощность составляет 2,3 млрд м³ газа в год, завод предназначен для переработки ПНГ с 1-й и 2-й ступенями сепарации группы месторождений Нижневартовского района. По компримированию и осушке мощность составляет 2,5 млрд м³. Продукты переработки нефтяного газа: сухой газ, ШФЛУ и стабильный газовый бензин.



Рис. 4.97
Локосовский ГПЗ

В состав Локосовского ГПЗ входят дожимная диспетчерская станция и газоперерабатывающий завод. Дожимная станция расположена в 1 км на северо-запад от площадки ГПЗ и предназначена для подачи осушенного отбензиненного газа от Нижневартовского и Локосовского ГПЗ в магистральный газопровод «Уренгой — Челябинск» и на Сургутскую ГРЭС. Производственная мощность дожимной станции по перекачке составляет 7 млрд м³ газа в год [15].

История Локосовского ГПЗ

Деятельность Локосовского ГПЗ берет свое начало с января 1981 г., а именно с принятия постановления Совета министров СССР начать строительство Локосовского ГПЗ для переработки попутного нефтяного газа с месторождений Нижневартовского и Сургутского районов в составе производственной организации «Сибнефтегазпереработка».

В декабре 1983 г. была сдана в эксплуатацию первая очередь Локосовского ГПЗ, мощность которой составила 1070 млн м³ газа в год. В 1985 г. завершилось строительство второй очереди и завод был запущен в работу.

В декабре 2002 г. ОАО «Локосовский газоперерабатывающий комплекс» вошло в состав ОАО «ЛУКОЙЛ» (выкуплен у компании «СИБУР-Тюмень») и было принято решение о техническом перевооружении завода.

В середине 2003 г. была разработана Программа «Мероприятия по доведению уровня использования нефтяного газа по предприятиям ОАО «НК „ЛУКОЙЛ“» до 95%, включающая в себя мероприятия, относящиеся к строительству газосборной системы и реконструкции Локосовского ГПЗ.

В 2004 г. на базе Локосовского газоперерабатывающего комплекса было создано управление по переработке попутного нефтяного газа ТПП «Лангепаснефтегаз».

Предприятие ТПП «Лангепаснефтегаз» работает на территории Нижневартовского и Сургутского районов Ханты-Мансийского автономного округа — Югры в пределах 13 лицензионных участков, на которых расположены 13 месторождений нефти, 12 из них находятся в промышленной эксплуатации: Урьевское, Локосовское, Чумпасское, Покамасовское, Поточное, Лас-Еганское, Южно-Покачевское, Нивагальское, Северо-Поточное, Курраганское, Малоключевое и Северо-Покамасовское; на Западно-Покамасовском ведется геологоразведка.

В составе предприятия 9 цехов добычи нефти и газа, цех подготовки и перекачки нефти, цех сбора и транспортировки газа, физико-химическая лаборатория, участок полевых маркшейдерско-геодезических работ, участок обеспечения производства материально-техническими ресурсами, управление по переработке ПНГ. В коллективе ТПП трудятся более 1500 человек. В феврале 2010 г. ТПП «Лангепаснефтегаз» добыло 300-миллионную тонну нефти, а в 2014 г. уже только на Урьевском месторождении была преодолена отметка 100 млн т нефти [22].

В 2005 г. построен товарный парк с наливной эстакадой по отгрузке ШФЛУ и стабильного газового бензина для последующей отправки потребителям в железнодорожных цистернах в районе г. Лангепаса. Продукция завода — сухой отбензиненный газ (СОГ), ШФЛУ, бензин газовый стабильный (БГС) и пропан технический — поступает на предприятия группы «ЛУКОЙЛ» и сторонним потребителям.

В 2006 г. была проведена реконструкция Локосовской дожимной компрессорной станции и объектов установки переработки ПНГ, что позволило осуществлять перекачку газа в двух направлениях: на Сургутскую ГРЭС и в магистральный газопровод «Уренгой — Сургут — Челябинск». Была проведена реконструкция производства жидких углеводородов на бывшей установке

низкотемпературной конденсации (НТК). В составе 2-й очереди работал только блок получения стабильного бензина и пропана.

В 2007 г. в результате реконструкции объектов прием газа в переработку увеличен с 1 млрд м³ до 2,3 млрд м³ в год.

В начале 2008 г. была проведена реконструкция компрессорной станции и пропанового холодильника 1-й очереди цеха подготовки газа с заменой аппаратов воздушного охлаждения, проведена реконструкция газопровода сухого газа с установки низкотемпературной абсорбции (НТА) на участок дожимной компрессорной станции (ДКС) [15].

Летом 2009 г. была проведена замена и реконструкция ряда теплообменников установки НТА, строительство двух вертикально-факельных печей цилиндрического типа с полезной тепловой мощностью 15 МВт каждая.

21 июля 2011 г. работа газоперерабатывающего завода была временно приостановлена в результате возгорания рядом с машинным залом компрессорной станции сырого газа №1.

Коэффициент утилизации ПНГ по результатам 2015 г. составил 97,97%.

Генеральный директор ТПП «Лангепаснефтегаз» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») Насибуллин Наиль Амирович [20, 22].



Наиль Амирович Насибуллин

Генеральный директор ТПП «Лангепаснефтегаз»

Н. А. Насибуллин родился в 1972 г. в п. Серафимовском (Башкирская АССР). Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет и Московский институт нефтегазового бизнеса.

В Западной Сибири работает с 1990 г. Начинал оператором по добыче нефти и газа.

С 1999 г. занимает руководящие посты. Три года работал в ТПП «Ямалнефтегаз».

В 2010 г. назначен первым заместителем Генерального директора — главным инженером ТПП «Лангепаснефтегаз». С 2011 г. возглавляет коллектив предприятия.

Локосовский ГПЗ сегодня

Объемы переработки сырья и выпуска продукции Локосовского ГПЗ представлены в таблице 4.36.

Основной продукцией завода является сухой отбензиненный газ и ШФЛУ.

В таблице 4.37 приведены составы и действующие мощности установок на Локосовском ГПЗ.

Таблица 4.36

**Переработка сырья и производство
товарной продукции на Локосовском ГПЗ [19]**

Продукт	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Сырье					
Попутный нефтяной газ, млн м ³	2009,9	2106,7	1897,8	2048,8	1944,4
Продукция					
ШФЛУ, тыс. т	655,2	695,9	644,3	748,1	710,3
Бензин газовый стабильный, тыс. т	40,6	41,0	37,1	40,6	40,6
Газы углеводородные сжиженные, тыс. т	1,6	1,8	1,6	1,8	1,7
Сухой отбензиненный газ (СОГ), млн м ³	1583,3	1686,6	1469,8	1613,1	1568,9

Таблица 4.37

**Составы и действующие мощности
установок Локосовского ГПЗ [20]**

Название технологического процесса	Наименование установки	Год ввода в действие	Проектная мощность единичной установки, млн м ³ /год
Компримирование и сепарация сырого газа	КССГ-1	1983	1070
Компримирование и сепарация сырого газа	КССГ-2	1985	1070
Низкотемпературная абсорбция, выработка холода	НТА+ПХУ	1984	1070
Низкотемпературная конденсация, выработка холода	НТК+ПХУ	1986	1070
Компримирование сухого отбензиненного газа	Локосовская ДЦКС	1981	8500
Подготовка нефтяного газа (осушка и компримирование)	Повховская КС	1990	1000
Подготовка нефтяного газа (осушка и компримирование)	Когалымская КС	1988	1070
Товарный парк с наливной эстакадой (ШФЛУ и БГС)	Товарный парк	2005	8000 (м ³)

По данным таблицы большая часть установок была введена в эксплуатацию до 1990 г. С 1990 до 2005 г. на заводе не было введено в эксплуатацию ни одной установки, не проводилось и существенных реконструкций.

Нефтяной газ, поступающий на Локосовский ГПЗ, содержит в своем составе 367 г/м³ углеводородного конденсата (C₃₊) и имеет плотность при 20°C — 1,015 кг/м³. Состав ПНГ приведен в таблице 4.38.

Состав попутного нефтяного газа, поступающего на Локосовский ГПЗ [15]

Компоненты	Содержание, % об.	
	по проекту	по факту (2010 г.)
Азот	0,18	1,76
Кислород	—	0,06
Углекислый газ	1,27	0,66
Метан	76,10	72,98
Этан	6,86	5,84
Пропан	9,55	10,25
Изобутан	1,39	2,06
н-бутан	3,20	4,29
Изопентан	0,57	0,85
н-пентан	0,53	0,88
Гексан + выше	0,36	0,40
Итого	100,00	100,00

Составы газа по проекту и по факту достаточно сильно различаются. По факту поступает более жирный газ, что увеличивает нагрузку на установку НТА и ведет к увеличению энергозатрат и ухудшению качества продуктов, но в то же время увеличивается выход таких компонентов, как пропан, бутаны и пентаны.

Завод состоит из двух очередей по переработке газа и линейной диспетчерской дожимной компрессорной станции.

ГПЗ состоит из двух самостоятельных технологических ниток. Первая очередь ГПЗ, выполненная по схеме НТА, введена в эксплуатацию (проектная мощность 1070 млн м³/год) в 1983 г. и включает в себя установки: компримирования и сепарирования сырого газа (КССГ-1), низкотемпературной абсорбции, пропановый холодильник (ПХУ-1), ГФУ и дожимную компрессорную станцию.

Вторая очередь ГПЗ, выполненная по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с турбодетандером, введена в эксплуатацию (проектная мощность 1070 млн м³/год) в 1985 г. и включает в себя установки: КССГ-2 с отделением осушки ПХУ-2, НТК с блоком получения пропана и блоком получения стабильного газового бензина.

Генеральный проектировщик обеих линий — институт «ВНИПИгаз-переработка», г. Краснодар.

Схема переработки нефтяного газа на заводе после реконструкции включает четыре основных технологических процесса:

- прием газа с давлением 0,06–0,30 МПа, замер и подготовка газа к переработке (сепарация и очистка);
- компримирование газа до давления 3,2–3,6 МПа;
- осушка газа жидким поглотителем и отбензинивание газа по схеме низкотемпературной абсорбции;
- перекачка продукции в систему магистральных газопроводов.

Блок-схема переработки ПНГ на Локосовском ГПЗ после реконструкции представлена на рисунке 4.98 [15, 20].

ПНГ с месторождений поступает на компрессорные станции сырого газа КССГ-1 и КССГ-2 Локосовского ГПЗ. Далее сырой газ с давлением 3,2–3,6 МПа и температурой 35–50°С поступает на установку НТА, где производится осушка газа впрыском раствора этиленгликоля, затем охлаждение потока газа до минус 23–30°С и абсорбция тяжелых компонентов газа газовым бензином собственной выработки с последующим разделением на СОГ и ШФЛУ. Полученный СОГ с температурой 20–25°С направляется в газопровод сухого газа на ДКС.

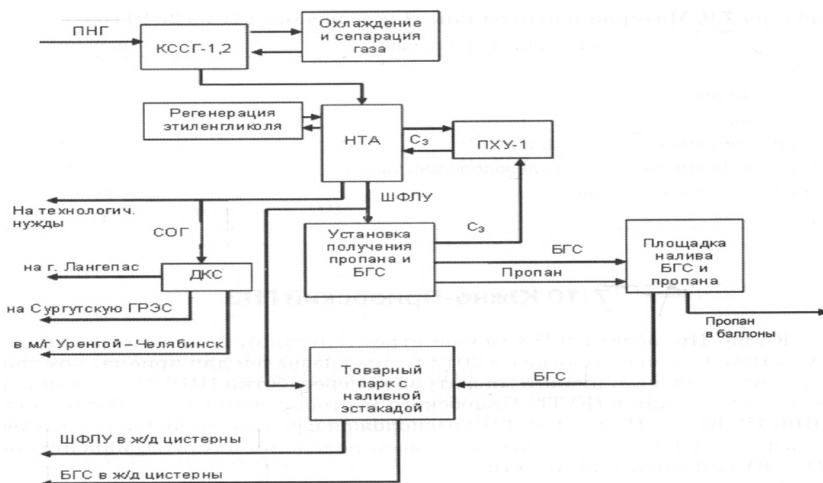


Рис. 4.98

Блок-схема переработки ПНГ на Локосовском ГПЗ после реконструкции [15]

В связи с увеличением мощности Локосовского ГПЗ возрос расход СОГ на собственные нужды комплекса (колоны НТА, включая две вертикально-факельные печи цилиндрического типа с полезной тепловой мощностью 15 МВт каждая), а также на обслуживание ДКС и товарного парка с наливной эстакадой.

Выделенная на установке НТА ШФЛУ делится на два потока: один поток подается насосом на установку получения бензина газового стабильного (БГС) и пропана, второй поток поступает в товарный парк с наливной эстакадой, где осуществляется его налив в железнодорожные цистерны.

На установке получения БГС и пропана происходит разделение ШФЛУ на данные продукты. Далее продукты поступают на площадку налива, где пропан с температурой 35–45°С и давлением 1,0–1,2 МПа наливается в автомобили и баллоны, а БГС с температурой 20–40°С и давлением 0,5 МПа перекачивается в товарный парк с наливной эстакадой для налива в железнодорожные цистерны [15, 20].

Реконструкция и модернизация Локосовского ГПЗ

В результате осуществления проекта модернизации и реконструкции Локосовского ГПЗ (с 2005 г.) были реализованы следующие мероприятия:

- строительство товарного парка с наливной эстакадой в районе г. Лангепас (введен в эксплуатацию в 2005 г.);

– реконструкция производства жидких углеводородов на бывшей установке НТК. Опытный турбодетандерный агрегат не прошел стадию внедрения в производство и был демонтирован. В составе 2-й очереди работал только блок получения стабильного бензина и пропана;

- реконструкция дожимной компрессорной станции;
- реконструкция объектов установки переработки ПНГ;
- реконструкция КССГ-1, ПХУ-1 цеха подготовки газа с заменой АВО;
- реконструкция газопровода сухого газа с установки НТА на участок

ДКС;

- замена и реконструкция ряда теплообменников установки НТА;
- строительство двух вертикально-факельных печей цилиндрического типа с полезной тепловой мощностью 15 МВт каждая.

Строительство товарного парка объемом 8000 м³ с наливной эстакадой по отгрузке ШФЛУ и БГС позволило производить реализацию готовой продукции предприятиям ПАО «ЛУКОЙЛ» железнодорожным транспортом с одновременным наполнением 30 цистерн. Площадки налива БГС и пропана позволяют при необходимости производить прием, хранение и налив данных продуктов в автоцистерны. Помимо этого, имеется возможность закачки пропана в баллоны.

Для исключения сжигания СОГ на факелах в период ограничений приема газа на Сургутскую ГРЭС в сентябре 2006 г. завершена реконструкция ДКС, позволившая осуществлять перекачку газа в трех направлениях: на Сургутскую ГРЭС, в газопровод Уренгой — Сургут — Челябинск и на котельные г. Лангепаса. Реконструкция заключалась в замене оборудования и установке двух современных компрессоров марки D06R7S серии DATUM фирмы DresserRand с газотурбинным приводом типа Centaur 50L фирмы Solar производительностью 100 тыс. м³/ч каждый.

Помимо этого, был реализован проект по строительству газоизмерительной станции (ГИС) на месте врезки в магистральную газотранспортную систему ПАО «Газпром», что дало возможность ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» реализовывать СОГ, образующийся в процессе переработки. Выполнение остальных мероприятий позволило оптимизировать систему сбора ПНГ и технологический режим процесса его переработки.

Благодаря реализации мероприятий по реконструкции Локосовского ГПЗ удалось довести его мощность по переработке ПНГ до 2,3 млрд м³ в год, а также повысить качество и надежность процесса переработки ПНГ [15, 22].

Контактная информация

Полное наименование организации	Локосовский ГПЗ ТПП «Лангепаснефтегаз»
Адрес	628672, Россия, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Лангепас, ул. Ленина, 43
Контактные телефоны	(34669) 3-63-76
Сайт	http://www.lukoil-zs.ru/
Электронный адрес	ws@lukoil.com

В заключение, среди крупных проектов по реконструкции и модернизации газоперерабатывающего блока ПАО «Лукойл» следует также отметить мероприятия, протекающие на ООО «Ставролен».

Завод «Ставролен» считается градообразующим предприятием Буденновска. ООО «Ставролен» (100%-ное дочернее предприятие ПАО «ЛУКОЙЛ») является вторым по величине в России производителем полиэтилена низкого давления и третьим по объемам производства полипропилена [23].

В феврале 2016 г. на Ставролене осуществили крупный проект по газопереработке. «ЛУКОЙЛ» ввел в эксплуатацию первый пусковой комплекс газоперерабатывающей установки (ГПУ-1), который будет перерабатывать попутный нефтяной газ с месторождений Каспийского моря. Мощность ГПУ-1 составляет 2,2 млрд м³ в год по сырью. В 2017–2018 гг. планируется ввести в эксплуатацию вторую очередь газоперерабатывающего производства мощностью 4 млрд м³ в год, а также установки по производству этилена и полиэтилена. Кроме того, вокруг газоперерабатывающего производства появится региональный индустриальный парк, который позволит до 2020 г. привлечь в региональную казну 10 млрд рублей только в качестве налогов.

Литература к разделу 4.3

1. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». История компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/Company/history> (дата обращения 20.08.2017).
2. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Пресс-релиз. Лукойл подписал контракт на поставку оборудования и строительство Кандымского газоперерабатывающего комплекса в Узбекистане. 13.02.2015.
3. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Пресс-релиз. Лукойл добыл в Узбекистане 30 миллиардов кубометров природного газа. 18.09.2015.
4. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Пресс-релиз. Лукойл и Газпром подписали соглашения по поставкам газа. 19.06.2015.
5. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Пресс-релиз. Лукойл начал поставки газа на Сосногорский газоперерабатывающий завод Газпрома. 09.10.2015.
6. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Пресс-релиз. Лукойл ввел в промышленную эксплуатацию комплекс каталитического крекинга вакуумного газойля-2. 06.10.2015.
7. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Годовой отчет 2016 [Электронный ресурс]. — 293 с. — Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/FileSystem/PressCenter/121348.pdf>.
8. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Основные факты 2014. Нефтепереработка. — С. 37.
9. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Годовой отчет 2014. Геологоразведка и добыча. Переработка и сбыт. — С. 22, 40, 44.
10. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Справочник аналитика. — 2014. — 84 с.
11. ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“». Основные факты 2014. Переработка и сбыт. — С. 47–49.
12. ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://kgpz.lukoil.ru/main/static.asp?art_id=5734 (дата обращения 20.05.2016).
13. *Абрамович, Н.* Работать эффективно. Действовать на перспективу // Волга и Дон. — 05.03.2016.
14. *Мельникова, С. А.* Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации. Итоги 2010 / С. А. Мельникова, Т. Н. Хазова, Е. Б. Черепова, Е. А. Голышева. — М. : ЗАО «Альянс-Аналитика», 2011. — С. 235–239, 259–266.

15. *Аджиев, А. Ю.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. — Краснодар : ЭДВИ, 2014. — С. 112–117, 212–218, 257–260, 351–354.

16. Пермский газоперерабатывающий завод («ЛУКОЙЛ-Пермнефтегаз-переработка») [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://wikimapia.org/28144694/ru> (дата обращения 20.05.2016).

17. Основные факты 2015 г. ПАО «Лукойл» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.lukoil.ru/FileSystem/PressCenter/81403.pdf> (дата обращения 25.03.2017).

18. Усинский ГПЗ реконструирует газопроводы. Дата обновления 24.03.2017 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.bnkomi.ru/data/news/60871/> (дата обращения 30.03.2017).

19. ПАО «ЛУКОЙЛ». СПРАВОЧНИК АНАЛИТИКА ПАО «ЛУКОЙЛ» 2015. — 2015. — 92 с.

20. *Мельникова, С. А.* Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации 2014. Т. 1 / С. А. Мельникова, Т. Н. Хазова, Е. Б. Черепова, Е. А. Голышева. — М. : Альянс Аналитика, 2015. — С. 310–312, 381–386.

21. *Канделаки, Т. Л.* Нефтепереработка, газопереработка и нефтехимия в РФ 2014–2025 гг. — М. : ИнфоТЭК-КОНСАЛТ, 2015. — С. 388–390.

22. ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.lukoil-zs.ru/> (дата обращения 15.07.2016).

23. «Лукойл» ввел в эксплуатацию газоперерабатывающую установку на «Ставролене». Дата обновления 16.02.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://tass.ru/ekonomika/2672602> (дата обращения 15.03.2017).

4.4. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «Татнефть»

ПАО «Татнефть» — одна из крупнейших отечественных нефтяных компаний, осуществляющая свою деятельность в статусе вертикально интегрированной группы. На долю компании приходится около 8% всей добываемой нефти в РФ и свыше 80% нефти, добываемой на территории Татарстана.

4.4.1. История создания и развития ПАО «Татнефть»

История компании «Татнефть» берет начало с 1950 г., когда постановлением Совета Министров СССР была организована производственная компания «Татнефть» в составе нефтедобывающих трестов «Бавлынефть» и «Бугульманефть», бурового треста «Татбурнефть», строительно-монтажного треста «Татнефтепромстрой» и проектной конторы «Татнефтепроект». В 1954 г. нефтедобывающие тресты преобразованы в нефтепромысловые управления.

В 1994 г. объединение «Татнефть» преобразовано в ОАО «Татнефть» имени В. Д. Шашина (внесшего выдающийся вклад в развитие нефтегазодобывающей промышленности Татарской АССР), а в конце 1990-х гг. формируется как вертикально интегрированная холдинговая компания, стратегическим направлением развития которой становится строительство Нижнекамского нефтеперерабатывающего завода.

В 2002 г. сформированы газовое («Татнефтегазпереработка») и химическое («Татнефть — Нефтехим») направления компании, позволившие выпускать продукцию высокого качества [1].

В настоящее время в состав компании входят следующие структурные подразделения:

- 1) нефтегазодобывающие предприятия;
- 2) нефтегазоперерабатывающие производства (управление «Татнефтегазпереработка», Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО» и «ЕЛХОВНЕФТЬ»);
- 3) нефтехимические производства (предприятия по производству технического углерода и изготовлению шин, механический завод и др.);
- 4) предприятия по реализации нефти, газа, нефтегазопродуктов и нефтехимии;
- 5) блок сервисных структур.

В 2016 г. доказанные запасы углеводородного сырья компании в соответствии со стандартом «Система управления запасами и ресурсами углеводородов» (PRMS) Общества инженеров-нефтяников (SPE) составили 869,8 млн т нефти (по независимому заключению фирмы Miller&Lents), а прирост доказанных запасов к объему предыдущего года составил 4,2 млн т. Обеспеченность запасами при текущем уровне добычи составляет более 32 лет.

Добыча по группе «Татнефть» в 2015 г. составила 27,2 млн т, из них 26,9 млн т приходится на ПАО «Татнефть». Объем переработки в 2015 г. составил 9,4 млн т, из них 9,2 млн т было переработано на Комплексе «ТАНЕКО».

Генеральный директор ПАО «Татнефть» — Маганов Наиль Ульфатович.



Наиль Ульфатович Маганов
Генеральный директор ПАО «Татнефть»

Н. У. Маганов родился 28 июля 1958 г. в г. Альметьевск. Окончил в 1983 г. Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина (ныне РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина) по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений».

1991–1993 гг. — заместитель начальника управления по капитальному строительству НГДУ «Заинскнефть» ПО «Татнефть».

1994–1998 гг. — заместитель Генерального директора по производству ОАО «Татнефть».

2000–2013 гг. — первый заместитель Генерального директора ОАО «Татнефть» — начальник управления по реализации нефти и нефтепродуктов.

С ноября 2013 г. — Генеральный директор ПАО «Татнефть».

Основная ресурсная база компании исторически расположена на территории Республики Татарстан Российской Федерации. Крупнейшим месторождением является Ромашкинское, обеспечивающее основную долю нефтедобычи компании (55,7% от общей добычи по ПАО «Татнефть» в 2015 г.). Еще пять месторождений вносят свой основной вклад в текущую добычу: Новоелховское (9,7%), Бавлинское (4,2%), Сабанчинское (2,0%), Первомайское (1,3%), Бондюжское (1,0%), по данным на 2015 г.

Помимо добычи на собственной территории «Татнефть» в настоящее время осуществляет поиск и разведку месторождений на лицензионных территориях в Оренбургской, Самарской, Ульяновской областях, Ненецком автономном округе и Республике Калмыкия. В течение 2015 г. велась эксплуатация 24 месторождений нефти, в том числе введены в пробную эксплуатацию 2 месторождения (Северо-Хаяхинское, Подверьюское) в Ненецком автономном округе.

Начиная с 2006 г. одним из стратегических направлений по расширению ресурсной базы и увеличению объемов добычи стало освоение «Татнефтью» месторождений не только с запасами традиционной, но и сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении.

Ашальчинское месторождение является одной из ведущих в РФ площадок по освоению трудно извлекаемых нефтяных запасов. Геологические ресурсы месторождения, согласно разным оценкам, составляют от 1,4 млрд т до 7,5 млрд т. В 2015 г. было добыто 376 тыс. т сверхвязкой нефти — это в 1,6 раза больше, чем годом ранее [2].

Для «Татнефти» действует нулевая ставка налога на добычу сверхвязкой нефти, а также льготная пошлина на ее экспорт. По действующему законодательству для месторождений нефти с вязкостью более 10 000 сПз установлена пониженная ставка пошлины, равная 10% от действующей ставки, на 10 лет начиная с 2012 г. [3].

Одним из важнейших проектов компании является строительство в Нижнекамске Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО» (Комплекс НПИНХЗ). Реализация проекта была начата в 2005 г. с целью развития нового этапа нефтеперерабатывающей отрасли Татарстана. Инициаторами строительства выступили Правительство республики и «Татнефть».

Ввод в эксплуатацию объектов Комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов намечен в 3 этапа: I — нефтеперерабатывающий завод (первичная переработка); II — завод глубокой переработки нефти; III — нефтехимический завод.

В 2011 г. введена в промышленную эксплуатацию первая очередь Комплекса НПИНХЗ по первичной переработке нефти проектной мощностью 7 млн т/год. Начато производство следующей продукции: прямогонный бензин, керосин технический, топливо печное бытовое, широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ), топливо маловязкое судовое, вакуумный газойль, нефтяной висбрекинга, остаток висбрекинга, мазут, гранулированная сера, керосино-газойлевая фракция прямой перегонки. В начале 2014 г. пущена в эксплуатацию комбинированная установка гидрокрекинга, которая позволила вырабатывать дизельное топливо Евро-5 (рис. 4.99).



Рис. 4.99

Комплекс «ТАНЕКО»

В 2016 г. планируется завершение строительно-монтажных работ и проведение работ по комплексному опробованию установок гидроочистки нефти, замедленного коксования с участком отгрузки кокса, изомеризации, сплиттера нефти, первого этапа комплекса получения ароматики.

В настоящее время ведется строительство второй очереди ТАНЕКО — еще одной установки по первичной переработке нефти ЭЛОУ-АВТ-6. Ее пуск намечен на начало 2018 г. По завершении реализации проекта глубина переработки нефти составит 97%, выход светлых нефтепродуктов — 90% [4].

Сегодня НПЗ Комплекса является полноправным участником нефтеперерабатывающей отрасли России и производит высококонкурентную, экологически чистую продукцию, среди которой дизельное топливо Евро-5, авиационный керосин марок РТ, ТС-1 и Джет А-1, высокоиндексные базовые масла III группы. С завершением реализации проекта предусматривается выпуск широкой номенклатуры продукции высокого передела нефти.

Глубина переработки нефтесырья на ТАНЕКО в 2016 г. составила 74,4%, отбор светлых нефтепродуктов — 71,87%.

Управление «Татнефтегазпереработка»

Помимо переработки нефти компания осуществляет переработку попутного нефтяного газа (ПНГ) на Миннибаевском ГПЗ. Этот завод относится к Управлению «Татнефтегазпереработка» — предприятию, которое занимается сбором, транспортировкой и переработкой ПНГ и ШФЛУ с 63 лицензионных участков и месторождений ПАО «Татнефть», а также производит выработку фракций сжиженных газов, бензиновых фракций, этановой и метановой фракций (сухого отбензиненного газа), технической серы. В 2014 г. сбор ПНГ составил 883,6 млн м³/год, а объем поставки попутного нефтяного газа на ГПЗ в этом же году — 795 млн м³/год.

Управление «Татнефтегазпереработка» (УТНГП) основано в 2002 г. путем слияния трех профильных предприятий: управления «Татнефтегаз», ОАО «Миннибаевский газоперерабатывающий завод», ОАО «Трансуглеводород» [5].

В состав Управления «Татнефтегазпереработка» входят 22 площадки промысловых компрессорных станций и 4 площадки насосных станций в Альметьевском, Заинском, Азнакаевском, Сармановском, Лениногорском, Бавлинском, Ютазинском, Менделеевском, Елабужском, Бугульминском районах Татарстана, ГПЗ со сливо-наливными железнодорожными эстакадами, складами сырья и готовой продукции, свыше 2,1 тыс. км сетей промысловых газопроводов и продуктопроводов.

Предприятие планомерно реализует проекты, направленные на создание высоколиквидной продукции и решение экологических проблем. Только в последние годы можно назвать такие значимые проекты, как строительство криогенной установки по переработке отбензиненного сухого газа и реконструкция Миннибаевской установки сероочистки с целью доведения производительности до 200 млн м³/год.

С 2015 г. Управление «Татнефтегазпереработка» начало крупномасштабную реконструкцию своих объектов переработки с внедрением современных технологий, оборудования, средств автоматизации на базе микропроцессорной техники.

С 2002 по 2014 г. начальником Управления «Татнефтегазпереработка» был Закиев Фарит Адипович. Затем на эту должность был назначен Шарипов Ильшат Анасович, который является руководителем по настоящее время.

Контактная информация

Полное наименование организации:	ПАО «Татнефть»
Почтовый адрес	423450, Россия, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 75
Телефон	7 (8553) 37-11-11 (справочная по организациям), 7 (8553) 45-64-92 (канцелярия)
Факс	7 (8553) 30-78-00
Электронный адрес	tnr@tatneft.ru
Сайт	http://www.tatneft.ru

4.4.2. Миннибаевский ГПЗ (ПАО «Татнефть» — Управление «Татнефтегазпереработка»)

Миннибаевский газоперерабатывающий завод — единственный завод ПАО «Татнефть», осуществляющий переработку нефтяного газа месторождений Республики Татарстан и широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Этот завод относится к Управлению «Татнефтегазпереработка» — предприятию, которое занимается переработкой ПНГ и широких фракций легких углеводородов с 63 лицензионных участков и месторождений ПАО «Татнефть», а также производит выработку фракций сжиженных газов, бензиновых фракций, этановой и метановой фракций (сухого отбензиненного газа), технической серы. Расположен Миннибаевский ГПЗ в поселке городского типа Нижняя Мактама Альметьевского района.

Благодаря стабильной работе УТНГП ПАО «Татнефть» имеет один из самых высоких показателей среди нефтяных компаний РФ по использованию ПНГ (опережает ПАО «Татнефть» по утилизации ПНГ только ОАО «Сургутнефтегаз», показатель которого составляет 97%). Такой показатель соответствует нормам утилизации ПНГ, установленным на территории РФ согласно постановлению правительства №1148 от 08.11.2012 «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа».

На рисунке 4.100 представлена газофракционирующая установка ГФУ-2.



Рис. 4.100
ГФУ-2 на Миннибаевском ГПЗ

Возглавляет Управление «Татнефтегазпереработка» Шарипов Ильшат Анасович.



Ильшат Анасович Шарипов
Начальник управления «Татнефтегазпереработка»

И. А. Шарипов родился 1 ноября 1971 г. в г. Альметьевск ТАССР. В 1994 г. окончил Казанский государственный технологический университет по специальности «Химическая технология топлива и углеродных материалов».

Трудовую деятельность начал оператором обезвоживающей и обессоливающей установки ЭЛОУ цеха комплексной подготовки и перекачки нефти № 2 НГДУ «Альметьевнефть».

В 1997 г. переведен ведущим инженером производственного отдела по сбору, подготовке нефти ОАО «Татнефть».

В 2001 г. назначен начальником цеха комплексной подготовки и перекачки нефти № 2 НГДУ «Альметьевнефть».

С 2003 по 2014 г. — главный технолог НГДУ «Альметьевнефть».

С 2014 г. по настоящее время — начальник Управления «Татнефтегазпереработка».

Основные этапы становления и развития Миннибаевского ГПЗ

История Миннибаевского ГПЗ ведет отсчет с 25 февраля 1953 г., когда Министерством нефтяной промышленности СССР было принято решение построить на территории Ромашкинского месторождения Миннибаевский газобензиновый завод [6].

Дальнейшее развитие завода связано с ПАО «Татнефть», организованным в 1950 г.

В 1956 г. введена I очередь (завод 1, 2) по схеме масляной абсорбции с двумя технологическими линиями — МАУ-1 и МАУ-2. Мощность очереди составила 471 млн м³/год. В составе этой очереди имеются также установки по переработке ШФЛУ (ГФУ-1, ГФУ-2) для получения индивидуальных углеводородов и стабильного газового бензина (БГС). 30 декабря 1956 г. была получена первая товарная продукция: сжиженные газы (пропан, бутаны), газовый стабильный бензин и отбензиненный (сухой) газ. И именно этот день нефтяники Татарстана считают днем рождения завода.

В 1959 г. введена II очередь Миннибаевского ГПЗ (завод 3, 4) по схеме масляной абсорбции (МАУ-3, МАУ-4) мощностью 471 млн м³/год. В этой очереди также имеются установки по переработке ШФЛУ (ГФУ-3, ГФУ-4).

В 1964 г. пущена III очередь (завод 5/6) по схеме низкотемпературной ректификации (УНТР-5/6) с пропановым охлаждением. Мощность установки составила 1180 млн м³/год. Имеется также установка по разделению ШФЛУ (ГФУ-5/6).

В 1966 г. пущена IV очередь (завод 7, 8) по схеме низкотемпературной ректификации (УНТР-7/8) с пропановым охлаждением. Мощность установки — 3000 млн м³/год. Имеются также установки по разделению ШФЛУ (ГФУ-7, ГФУ-8).

В 1973 г. введена в эксплуатацию V очередь (завод 9/10) по схеме низкотемпературной конденсации-ректификации (УНТКР) с пропановым и этановым охлаждением. Мощность составляет 1040 млн м³/год. Имеется также установка по получению этановой фракции. Товарный этан получен в 1974 г.

В 1979 г. начала функционировать установка очистки нефтяного газа от сероводорода мощностью 1,0 млрд м³/год. В качестве абсорбента на установке сероочистки (УСО) используется 10–20%-ный водный раствор моноэтаноламина (МЭА). Помимо аминовой очистки блок УСО имеет в своем составе блок сепарации, установку подготовки воздуха КИПиА, блок получения элементарной серы.

В 1983 г. пущена в эксплуатацию установка очистки высокосернистого газа от сероводорода мощностью 140 млн м³/год с получением элементарной серы на Миннибаевском центральном пункте сбора (ЦПС).

Ввод в эксплуатацию установок очистки нефтяного газа от сероводорода в 1979 и 1983 гг. позволил принять на переработку высокосернистый нефтяной газ и обеспечить экологическую безопасность нефтедобывающего региона Татарстана.

В 1985 г. введена первая очередь продуктопровода Западная Сибирь — Урал — Поволжье, позволившего поставлять ШФЛУ с месторождений Западной Сибири.

В 1993 г. начато строительство, а в 2004 г. осуществлен ввод в эксплуатацию новой ГФУ мощностью 300 тыс. т/год по ШФЛУ.

В 1995 г. введена в эксплуатацию установка очистки высокосернистого газа мощностью 60 млн м³/год с получением серы по методу Клауса. На этой установке в качестве абсорбента используется 25–34%-ный водный раствор метилдиэтаноламина (МДЭА). Проект и поставка оборудования выполнены фирмой MaloneySteel LTD (Канада). В 1996 г. на установке очистки высокосернистого газа получена первая партия элементарной серы.

В 2006 г. введен в эксплуатацию блок по очистке высокосернистого газа мощностью 100 млн м³/год.

В 2010 г. запущена криогенная установка по глубокой переработке сухого отбензиненного газа с выработкой этана и удалением азота. Мощность новой установки — 395 млн м³/год. Криогенная технология по глубокой переработке сухого отбензиненного газа (СОГ) позволяет получать высококалорийную метановую фракцию и обеспечивать удаление азота при увеличении глубины отбора этановой фракции до 91% от его потенциала в нефтяном газе.

В 2015 г. завершено строительство газосборной сети с объектов НГДУ «Ямашнефть» протяженностью 80,8 км, что позволит увеличить объем сбора газа до 22,7 млн м³ в год. Завершено также техническое перевооружение системы управления компрессоров К-380.

В 2015 г. уровень использования ПНГ составил 95,17%, план по сбору газа перевыполнен на 11,9%, по переработке ПНГ — на 13,6%.

В целом комплекс газоперерабатывающего производства состоит из установок очистки газа от сероводорода, компримирования нефтяного и сухого отбензиненного газа, криогенной установки по глубокой переработке СОГ, установок очистки и осушки газа, низкотемпературной конденсации и ректификации, каскадно-холодильной установки, газофракционирующих установок, факельного хозяйства, складского парка для приема и хранения сырья и готовой продукции, сливо-наливной эстакады для отправки продукта по железной дороге. Благодаря наличию современных технологий завод выпускает широкую номенклатуру продукции газопереработки, которая обладает высоким качеством.

Сырьевая база, производство и основные виды продукции

Сырьем для основного производства ОАО «Миннибаевский ГПЗ» служат ПНГ и нестабильный бензин, поставляемый с предприятия ПАО «Татнефть», а также ШФЛУ.

Компонентный состав ПНГ, поступающего на завод, представлен в таблице 4.39 [7].

Таблица 4.39

Компонентный состав и параметры ПНГ на входе Миннибаевского ГПЗ

Компоненты	Содержание, % масс.
Диоксид углерода	1,00
Кислород	0,06
Азот	13,26
Метан	22,77
Этан	19,41
Пропан	23,56
Изобутан	3,70
н-бутан	8,55
Изопентан	3,12
Нормальный пентан	2,73
Гексан и выше	1,84
Сероводород	0,03–0,60

Как видно из таблицы 4.39, газ, поступающий на завод, содержит сероводород, поэтому необходима очистка от него для дальнейшей переработки газа.

Наличие установок аминовой очистки и Клауса позволяет не только извлекать H_2S , но и получать из него серу в качестве товарного продукта. Помимо серы газ содержит большие количества этана и пропана — сырья для нефтехимии с целью получения этилена, пропилена и полимеров на их основе, а также н-бутана — сырья для производства бутадиена — основного мономера для синтетических каучуков.

Основные установки Миннибаевского ГПЗ и их мощности представлены в таблице 4.40.

Таблица 4.40

Основные установки Миннибаевского ГПЗ и их мощности

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Очистка высокосернистого газа от кислых газов — от H_2S , частично от CO_2	Установка сероочистки сырого газа (УСО-1)	1979	1 млрд m^3 /год
	Установка очистки высокосернистого ПНГ (УСО-60)	1995	60 млн m^3 /год
	Установка очистки высокосернистого ПНГ	2006	140 млн m^3 /год
Компримирование сырого газа для дальнейшей переработки	Компрессорная станция	1968	1,1 млрд m^3 /год
Осушка после компримирования и очистка от CO_2	Установка очистки и осушки газа	1973	975 млн m^3 /год
Выделение из газа этана и жидких углеводородов	Установка низкотемпературной конденсации и ректификации	1973	975 млн m^3 /год
Получение индивидуальных углеводородов	ГФУ-2	1966	252 млн m^3 /год
	ГФУ-300	2010	320 млн m^3 /год
Глубокая переработка СОГ	Криогенная установка	2010	395 млн m^3 /год

Установка сероочистки высокосернистого газа

Установки сероочистки мощностью 60 и 140 млн m^3 имеют в своем составе блоки сепарации, компрессорную станцию с площадкой охлаждения, блоки аминовой очистки, блок получения элементарной серы, блок теплоносителя и вспомогательные блоки. Очистка от кислых газов (H_2S и частично от CO_2) осуществляется 25–35%-ным водным раствором МДЭА.

Установка сероочистки ПНГ

Очистку газа на установке УСО-1 проводят с помощью 10-20%-ного водного раствора МЭА. Полученный при регенерации амина кислый газ поступает на установку утилизации кислого газа, где путем термokatалитического окисления сероводорода в стационарном слое катализатора получают элементарную серу.

Компрессорные установки

В январе 2016 г. ОАО «Казанькомпрессормаш» осуществило поставку центробежных компрессорных установок 43ГЦ-221/1,5-43 и 53ГЦ-394/1,5-43, которые полностью унифицированы по габаритно-присоединительным размерам с заменяемым оборудованием и укомплектованы двойными торцовыми масляными уплотнениями, исключающими возможность утечки рабочего газа в атмосферу. Установки характеризуются высокой энергоэффективностью и современной конструкцией, которая обеспечивает легкий доступ к основным блокам и узлам технологической системы.

Установка очистки и осушки газа

Скомпримированный газ поступает на установку очистки от CO_2 и осушки, где осушается и очищается водным раствором ДЭГ и МЭА. Далее газ осушается от влаги в осушителях, заполненных силикагелем и цеолитом до температуры -80°C .

Установка низкотемпературной конденсации и ректификации

Для обеспечения этой установки холодом используется каскадная холодильная установка, которая оснащена площадкой охлаждения, восемью пропановыми и четырьмя этановыми компрессорами. Газообразная фаза (верхний погон) представляет собой сухой отбензиненный газ (СОГ), а жидкая фаза (нижний погон), предварительно пройдя деметанизатор, ШФЛУ $\text{C}_2\text{--C}_7$.

Газофракционирующие установки

Газофракционирующие мощности Миннибаевского ГПЗ представлены ГФУ-2 и ГФУ-300, которые предназначены для разделения ШФЛУ с УКПН и жидких углеводородов с УНТКР на индивидуальные компоненты.

На ГФУ-2 разделяют ШФЛУ на пропановую, изобутановую, бутановую фракции и фракцию стабильного бензина.

Результатом ввода ГФУ-300 явилось расширение номенклатуры производимой продукции с выпуском изопентановой и пентан-изопентановой фракции. Появилась возможность перерабатывать весь объем ШФЛУ, вырабатываемой на установках комплексной подготовки нефти.

Криогенная установка

Ввод в эксплуатацию криогенной установки позволил обеспечить глубокую переработку углеводородного сырья: выделение ценных углеводородов C_{2+} , а также азота с целью повышения теплотворной способности газа, направляемого в магистральный газопровод. После запуска криогенной установки выработка этана на ГПЗ выросла в 2 раза — с 90 до 180 тыс. т в год, выработка сухого газа — до 198 млн м^3 . Ввод установки позволил увеличить поставки этана на «Казаньоргсинтез», повысив мощности по производству этилена до 640 тыс. т в 2010 г.

Новая криогенная установка обладает технологией получения глубокого холода ($-183,7^\circ\text{C}$), его повторного использования и высокой степенью автоматизации.



Рис. 4.101

Криогенная установка по глубокой переработке сухого отбензиненного газа

Продукция, выпускаемая на Миннибаевском ГПЗ

Причин, по которым газовое топливо востребовано на рынке, несколько: оно экологично, экономно для потребителя, и существует целый класс автомобилей, переоборудованных для заправки газом.

На сегодняшний день завод вырабатывает широкий спектр газообразного сырья. В таблице 4.41 представлены номенклатура выпускаемой на Миннибаевском ГПЗ продукции и ее объемы за 2016 г. [8].

Таблица 4.41

Продукция, выпускаемая на Миннибаевском ГПЗ, ее объемы за 2016 г.

Наименование продукции	Единицы измерения	Выработка за 2016 год
Отбензиненный газ	Тыс. т	200,258
Пропановая фракция	Тыс. т	278,432
Изобутановая фракция	Тыс. т	51,252
Фракция нормального бутана	Тыс. т	133,213
Изопентановая фракция	Тыс. т	19,302
Стабильный газовый бензин	Тыс. т	216,117
Этан	Тыс. т	186,398
Сера	Тыс. т	6,349
Азот	Тыс. м ³	2776,607
Кислород	Тыс. м ³	244,572

До ввода в эксплуатацию Казанского завода органического синтеза Миннибаевский завод поставлял свою продукцию коммунально-бытовому хозяйству Республики Татарстан и регионов РФ, а также экспортировал продукцию в Венгрию, Германию, Польшу, Финляндию и другие страны. С 1965 г. основными потребителями продукции Миннибаевского ГПЗ являются ОАО «Казаньоргсинтез» (этан, пропан, нормальный бутан) и ОАО «Нижекамскнефтехим» (нормальный бутан, изобутан и стабильный газовый бензин). Бытовым потребителям завод поставляет смесь пропана и изобутана для использования в качестве топлива, а комовую серу реализует на Химическом заводе им. Карпова.

Проекты и реконструкции газового сектора ПАО «Татнефть»

В прошлом десятилетии ПАО «Татнефть» много сделало для увеличения объемов поставок ПНГ на ГПЗ: на Миннибаевский ГПЗ были переориентированы газовые потоки (до 35 млн м³/год) Бавлинской зоны, традиционно перерабатывавшиеся на Туймазинском ГПЗ в Башкирии. Для этого в 2003 г. был построен 90-километровый газопровод Бавлы — Миннибаево, а также проложен 60-километровый газопровод для поставки 10 млн м³/год газа с Матросовского месторождения. Еще до 7 млн м³/год обеспечен отказ от применения ПНГ (с заменой его природным) в качестве топлива на установках подготовки нефти в районах, где хорошо развита газосборная сеть [9].

Благодаря наличию Миннибаевского ГПЗ, входящего в структуру управления «Татнефтегазпереработка», ПАО «Татнефть» перерабатывает не менее 95% ПНГ в год.

Удерживать такой показатель на требуемом уровне, получить возможность сокращать затраты на топливо и добиться получения прибыли от продажи продуктов газопереработки «Татнефти» позволила реализация корпоративной программы по повышению уровня эффективного использования ПНГ на 2009–2013 гг., суммарные затраты на которую за эти годы составили более 4 млрд руб.

В 2014 г. ПАО «Татнефть» разработало очередную программу, позволяющую обеспечить рост утилизации ПНГ на объектах нефтегазодобывающего управления (НГДУ) Ямашнефть и провести оценку различных вариантов сбора газа на удаленных и малодобитных объектах. Это позволит «Татнефти» довести уровень использования ПНГ до 97,6%.

В 2015 г. на общем собрании акционеров Казаньоргсинтез (КОС) было объявлено, что «Татнефть» вместе с правительством республики прорабатывает проект увеличения добычи и выделения этана с целью обеспечения сырьем Казаньоргсинтеза.

Для увеличения мощностей по очистке газа «Татнефть» к 2016 г. завершила реализацию проекта по повышению производительности Миннибаевской установки сероочистки (МУСО).

В 2016 г. ПАО «Татнефть» также увеличило поставки этана на КОС с Миннибаевского ГПЗ на 16,7 тыс. т. В настоящее время Миннибаевский ГПЗ обеспечивает более 30% сырья для Казаньоргсинтеза [10].

В 2016 г. на Миннибаевском ГПЗ планировалось завершить строительство и ввести в эксплуатацию объекты по второму этапу реконструкции установки сероочистки при ЦПС, включающему в себя блоки производства серы и осушки газа. Таким образом, производительность установки по очистке серы будет доведена до 200 млн м³ в год, а по производству серы — до 10 тыс. т в год.

В настоящее время «Татнефть» ведет строительство и реконструкцию газосборных сетей (ГСС): построены ГСС для транспортировки ПНГ с объектов НГДУ Альметьевнефть, Азнакаевскнефть, Бавлынефть на Миннибаевский ГПЗ, а также для транспортировки дополнительных объемов сероводородсодержащего газа с Кичуйской и Акташской установок подготовки высокосернистой нефти (УПН) и для снижения давления на пунктах сепарации газа НГДУ Елховнефть.

Контактная информация

Полное наименование организации	Управление «Татнефтегазпереработка» ПАО «Татнефть»
Почтовый адрес	423400, г. Альметьевск-10, р. п. Нижняя Мактама
Телефон	(8553) 31-38-63
Факс	(8553) 31-36-63, 31-37-80
Электронный адрес	tngp@tatneft.ru
Сайт	http://tngp.tatneft.ru

Литература к разделу 4.4

1. ПАО «Татнефть». История Группы Татнефть [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/o-kompanii/istoriya-gruppi-tatneft/?lang=ru> (дата обращения 30.07.2017).

2. ПАО «Татнефть». История Группы Татнефть [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/o-kompanii/istoriya-gruppi-tatneft/?lang=ru> (дата обращения 30.07.2017).

3. ПАО «Татнефть». Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2015 год. — 206 с.
4. *Маганов, Н.* Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти / Н. Маганов, Н. Ибрагимов, Р. Хисамов [и др.] // Oil&GasJournalRussia. — Июнь-июль 2015. — С. 60–63.
5. *Субботин, А.* «Танеко»: от замысла до воплощения // Нефть и жизнь. — 2015. — № 6 (98). — С. 15–18.
6. Управление «Татнефтегазпереработка». История Управления «Татнефтегазпереработка» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://tngp.tatneft.ru/istoriya/?lang=ru> (дата обращения 30.07.2017).
7. *Фасхутдинов, К. Ф.* Возникновение и развитие нефтехимической промышленности в Татарской АССР // Вестник Казанского технологического университета. — 2013. — № 24, Т. 6. — С. 129–132.
8. *Аджиев, А. Ю.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. — Краснодар : ЭДВИ, 2014. — С. 239–245.
9. ПАО «Татнефть». ОАО «Татнефть» Годовой отчет за 2014 год. — С. 18.
10. *Липидус, А. Л.* Попутный нефтяной газ: проблемы утилизации и экологии / А. Л. Липидус, И. А. Голубева // Технологии нефти и газа. — 2013. — № 1 (84). — С. 12–17.
11. Татнефть увеличит поставки этана на Казаньоргинтез на 17 тыс. тонн по итогам 2016 г. Дата обновления: 21.12.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.rupec.ru/news/34626/> (дата обращения 25.03.2017).

4.5. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «СИБУР Холдинг»

4.5.1. ПАО «СИБУР Холдинг» — лидер развития нефтехимии в России

Публичное акционерное общество «СИБУР Холдинг» (ПАО «СИБУР Холдинг», далее СИБУР) является газоперерабатывающей и нефтехимической компанией, ориентированной на интегрированную работу двух основных сегментов — топливно-сырьевого и нефтехимического. Компания СИБУР — ведущая нефтехимическая компания России, по объемам переработки попутного нефтяного газа (ПНГ) она является лидером нефтехимической отрасли России и Восточной Европы [1].

Нефтехимия и газопереработка на предприятиях компании постоянно развиваются, внедрение передовых технологий является неотъемлемой частью производственного процесса. СИБУР — крупнейший в России переработчик ПНГ с долей 54% в совокупном объеме переработки, крупнейший в России производитель СУГ с долей 36% в совокупном производстве.

СИБУР управляет самой широкой в России комплексной инфраструктурой по переработке и транспортировке ПНГ и ШФЛУ, расположенной преимущественно в Западной Сибири — крупнейшем российском нефтегазодобывающем регионе. Инфраструктура СИБУРа включает в себя восемь газоперера-

батывающих заводов (ГПЗ) в Западной Сибири, пять компрессорных станций и три газодифракционирующие установки (ГФУ) [1]. Среди этих заводов — новый крупный газоперерабатывающий завод — Вынгапуровский, введенный в 2012 г., и Южно-Приобский ГПЗ, который компания СИБУР ввела в 2015 г., став лидером отрасли, определяющим стратегию развития отечественной нефтехимии и способным воплощать ее в жизнь.

Эти газоперерабатывающие предприятия СИБУРа, их структура, технологии, выпускаемая продукция, перспективы развития будут рассмотрены в этом разделе.

Топливо-сырьевой сегмент включает: прием и переработку ПНГ, транспортировку, фракционирование и дальнейшую переработку углеводородного сырья, маркетинг и продажи топливо-сырьевых продуктов: природного газа, сжиженных углеводородных газов (СУГ), нефти, широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ) и других видов топлива и топливных добавок. Структура сырьевого бизнеса СИБУРа представлена на рисунке 4.102 [2].

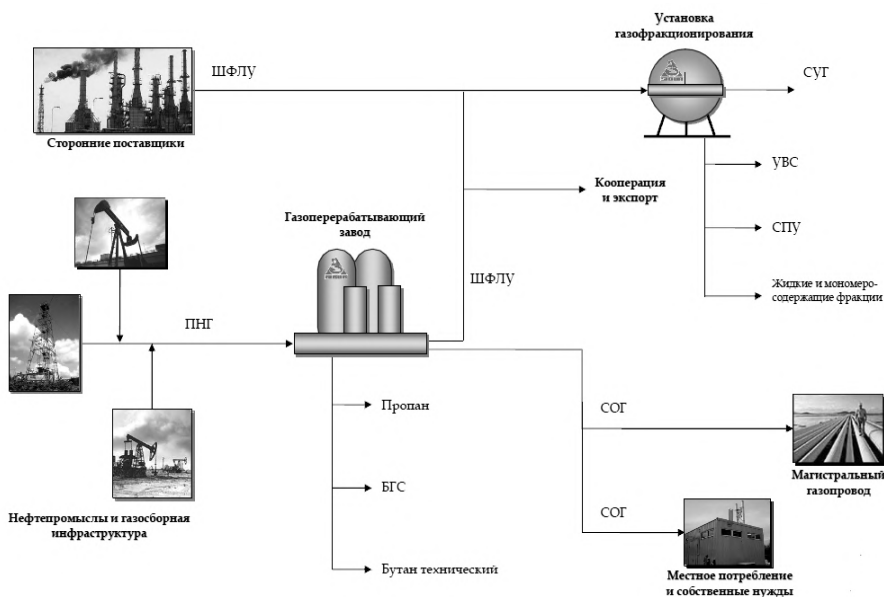


Рис. 4.102

Структура сырьевого бизнеса СИБУРа [2]

В нефтехимическом сегменте СИБУРа принадлежат три установки пиролиза, два завода по производству базовых полимеров, выпускающие полиэтилен высокого давления (ПЭВД) и полипропилен (ПП), три завода по производству синтетических каучуков, выпускающие базовые и специальные каучуки и термоэластопласты, и 13 предприятий, производящих широкий ассортимент полуфабрикатов, пластиков и продуктов органического синтеза, в том числе полиэтилентерефталат, гликоли, спирты, БОПП-пленки, вспенивающийся полистирол, акрилаты и пластикаты.

В состав СИБУРа входят такие нефтегазохимические комплексы, как ООО «Тобольскнефтехим», ОАО «Сибур-Нефтехим», ОАО «Сибур-Химпром»,

ООО «Тольяттикаучук», ОАО «Уралоргсинтез», ОАО «Томскнефтехим» и др. СИБУР выпускает продукты на 26 производственных площадках, клиентский портфель компании включает более 1500 крупных потребителей примерно в 70 странах мира [1]. Базовым поставщиком сырья для нефтехимических предприятий СИБУРа являются 8 принадлежащих компании ГПЗ.

Генеральный директор СИБУРа, Председатель Правления ПАО «СИБУР Холдинг» Дмитрий Владимирович Конов.



Дмитрий Владимирович Конов

Председатель Правления, Генеральный директор СИБУРа

Д. В. Конов родился 2 сентября 1970 г. в Москве. В 1994 г. окончил Московский государственный институт международных отношений.

После учебы в институте работал в АКБ «Международная финансовая компания».

1998–2000 гг. работал в казначействе ОАО «НК ЮКОС».

В 2001 г. получил степень IMD MBA (International Institute for Management Development Лозанна, Швейцария).

С 2001 по январь 2004 г. работал в АКБ «Доверительный и инвестиционный банк».

В феврале 2004 г. перешел на работу в СИБУР, занимая должности советника президента, вице-президента по различным направлениям.

С ноября 2006 г. — Президент компании, с 2011 г. — Генеральный директор СИБУРа.

Дмитрий Конов в интервью Вестнику McKinsey — русскоязычной версии журнала The McKinsey Quarterly, одного из наиболее признанных в мире изданий по теории и практике бизнеса, рассказал об этапах развития компании, внедрении производственной системы, об особенностях корпоративной культуры [3]. На вопрос о том, каковы особенности корпоративной культуры СИБУРа, Дмитрий Конов ответил, что в компании есть определенный баланс — между функциональным совершенствованием и управляемостью, с одной стороны, и ответственностью и персональным лидерством — с другой. Каждый отвечает за свое направление работы и несет полную ответственность, а руководство только помогает сотрудникам развиваться, другой вариант — это упор на функциональную оптимизацию организационной структуры. Все зависит от того, какая работа ведется в данный момент. По словам Дмитрия Конова, главное в компании — это нацеленность на результат и ответственное отношение ко всему, что делают в компании.

История создания ПАО «СИБУР Холдинг»

Постановлением Правительства РФ от 7 марта 1995 г. первоначально было создано ОАО «Сибирско-Уральская нефтегазохимическая компания», в состав компании вошло объединение «Сибнефтегазопереработка» (газоперераба-

тывающие заводы Западной Сибири), «НИПИгазпереработка» (Краснодар) и Пермский газоперерабатывающий завод.

В 1998 г. компания была приватизирована, крупнейшим акционером холдинга стал «Газпром», однако реальный контроль над производственно-экономической деятельностью перешел к «Газонефтехимической компании» Якова Голдовского, российского предпринимателя, который в 1999–2002 гг. был Генеральным директором российской нефтехимической компании СИБУР, потом, уехав за рубеж, стал совладельцем австрийской компании Petrochemical Holding, но затем вернулся в российский нефтехимический бизнес.

По словам Дмитрия Конова, у СИБУРа стартовая база была не очень высокой. Но современный СИБУР имеет мало общего с тем, какой компания была более десяти лет назад. Коротко основные этапы реализации стратегии компании можно охарактеризовать следующим образом [4].

2003–2005 гг. Создание фундамента для роста

После отстранения Голдовского от руководства компаний в феврале 2003 г. президентом СИБУРа назначен А. В. Дюков. Таким образом, в 2003 г. сменилась управленческая команда. Президент СИБУРа А. В. Дюков собрал людей, многие из которых работают и поныне, поставил задачи стабилизировать производство, найти резервы, обеспечить контроль над активами, реструктуризировать задолженности и подготовить компанию к дальнейшему росту.

Важные задачи создания основ для роста компании решались в этот период: формирование ключевой команды менеджеров, оптимизация производственных процессов, реализация ряда мер по повышению эффективности продаж, закупок, операционной деятельности, разработка и внедрение централизованной системы управления цепочками поставок, реструктуризация организационной структуры, создание фундамента для роста.

В июле 2005 г. СИБУР учредил ОАО «АКС Холдинг», в декабре 2005 г. «АКС Холдинг» был переименован в ОАО «СИБУР Холдинг» [5].

2006–2009 гг. Становление в качестве лидера отрасли

В декабре 2006 г. Д. В. Конов назначен президентом СИБУРа. Разработка долгосрочной стратегии развития. Формализация процедур и процессов для принятия инвестиционных решений. Создание внутренних ресурсов по реализации инвестиционных проектов. Успешное преодоление мирового кризиса 2008–2009 гг. — несмотря на финансово-экономический кризис в 2008 г., газоперерабатывающие предприятия увеличили объемы производств по всем ключевым продуктам. Модернизация и расширение мощностей топливно-сырьевого сегмента. Создание ОАО «ТНК-ВР Холдинг» и SolVin. В 2007–2008 гг. в результате масштабных внутренних улучшений были созданы возможности для бурного роста за счет новых проектов.

2010 г. — настоящее время. Последовательная реализация стратегии

В декабре 2010 г. акционер газовой компании «Новатэк» Леонид Михельсон выкупает у Газпромбанка корпорацию «СИБУР» — крупнейший нефтехимический бизнес в России — и становится контролирующим акционером (более 50% акций).



Александр Валерьевич Дюков

2003–2006 гг. — Президент, 2006–2011 гг. — председатель Совета директоров СИБУРа

А. В. Дюков родился 13 декабря 1967 г. в Ленинграде. После окончания школы в 1985 г. поступил в Ленинградский кораблестроительный институт.

С 1996 по 1998 г. последовательно занимал должности финансового директора и Генерального директора СП ЗАО «Петербургский нефтяной терминал».

В 1998 г. являлся директором по экономике и в течение 1999 г. исполнял обязанности Генерального директора ОАО «Морской порт Санкт-Петербург».

В 2000 г. вновь приступил к работе в СП ЗАО «Петербургский нефтяной терминал» в должности председателя Совета директоров.

В 2001 г. получил степень IMISP MBA.

С февраля 2003 г. по ноябрь 2006 г. — Президент СИБУРа.

С ноября 2006 г. по апрель 2011 г. — председатель Совета директоров ОАО «СИБУР Холдинг».

С декабря 2006 г. — Генеральный директор ОАО «Газпромнефть».

Продажа непрофильных активов (производство шин и минеральных удобрений). Модернизация системы управления цепочками поставок, совершенствование операционной деятельности. Развитие и внедрение производственной системы СИБУРа (ПСС), внедрение ERP-системы и модернизация IT-систем. СИБУР приобрел полный контроль над ООО «Юграгазпереработка», в прошлом СП с ОАО «НК «Роснефть». Завершение 5 крупных инвестиционных проектов (в том числе «Тобольск-Полимер»). В 2014 г. СИБУР приступил к реализации проекта «Запсибнефтехим».

С 2007 по 2014 г. было инвестировано более 10 млрд долл. в развитие производства.

После сложных и неоднократных перераспределений акций по состоянию на 5 сентября 2014 г. оно стало таким: Леонид Михельсон — 50,2%, Кирилл Шамалов — 21,3%, Геннадий Тимченко — 15,3%. Действующий и бывший менеджмент СИБУРа (за исключением доли Кирилла Шамалова) — 13,2%.

Перспективы развития компании «СИБУР»

Осенью 2013 г. СИБУР завершил крупный проект по строительству современного комплекса по производству «Тобольск-Полимер» — первой с советских времен стройкой такого масштаба. С запуском в 2013 г. «Тобольск-Полимера» мощностью 500 тыс. т в год полипропилена, крупнейшего произ-

водства этого полимера в России, СНГ и Восточной Европе СИБУР вышел на уровень одного из самых низкокзатратных производителей в мире.

В 2013–2014 гг. компанией «Сибур» реализован еще целый ряд инвестиционных проектов. Это производство вспенивающегося полистирола в Перми, термоэластопластов (ТЭП) мощностью 50 тыс. т в год, используемых в дорожном строительстве и для создания кровельных материалов, в Воронеже, что позволило увеличить совокупные мощности по производству ТЭП на 70% — до 85 тыс. т в год. На базе существующей производственной площадки в Томске было начато новое производство БОПП-пленок мощностью 38 тыс. т в год, что позволит полностью удовлетворить внутренний спрос на эту продукцию, в мае — расширено производство БОПП-пленок в г. Новокуйбышевске.

Завершилось техническое перевооружение и модернизация производства бутилкаучука в Тольятти, в результате чего производственная мощность предприятия возросла на 10% — с 48 тыс. до 53 тыс. т в год.

В апреле 2014 г. было завершено расширение производства полиэтилен-терефталата в г. Благовещенске (Республика Башкирия), комбинат «ПОЛИЭФ», входящий в состав СИБУРа, увеличил выпуск этой продукции со 140 тыс. до 210 тыс. т в год.

В июне 2014 г. компания завершила сразу несколько проектов — построила линейную часть продуктопровода от Пуровского ЗПК НОВАТЭКа до Тобольска и расширила газофракционирующие мощности в Тобольске, что позволило создать там одну из крупнейших в мире мощностей по газофракционированию.

В сентябре 2014 г. в Кстово Нижегородской области РусВинил (совместное российско-бельгийское предприятие СИБУРа и компании SolVin) открыло интегрированный комплекс по производству поливинилхлорида. Это наряду с «Тобольск-Полимером» еще один проект с инвестициями порядка \$2 млрд, который направлен на решение важной задачи по импортозамещению. Новое предприятие стало одним из крупнейших в России и мире производств по выпуску поливинилхлорида, ценного сырья для производства продукции, востребованной в различных отраслях промышленности. Его проектная мощность составляет 330 тыс. т в год ПВХ и 225 тыс. т в год каустической соды.

Одна из главных стратегических задач СИБУРа — строительство масштабных нефтехимических мощностей в непосредственной близости к сырьевой базе в Западной Сибири для обеспечения конкурентного преимущества для базовых полимеров. Реализация проекта направлена на развитие глубокой переработки значительных объемов побочных продуктов нефтегазодобычи Западной Сибири, в том числе попутного нефтяного газа, и импортозамещение наиболее востребованных на российском рынке полимеров.

17 февраля 2015 г. в Тюменской области состоялось погружение первой сваи в основание «ЗапСибНефтехима», будущего комплекса глубокой переработки углеводородного сырья в полиолефины, строительство которого является ключевым проектом в инвестпрограмме СИБУРа.

Новый комплекс будет включать пиролиз мощностью 1,5 млн т в год этилена (технология компании Linde AG, Германия), около 500 тыс. т пропилена и

100 тыс. т бутан-бутиленовой фракции (ББФ) в год, 4 установки по производству различных марок полиэтилена совокупной мощностью 1,5 млн т в год (технология компании INEOS, Великобритания), производство полипропилена мощностью 500 тыс. т в год (технология LyondellBasell, Нидерланды).

С этой целью значительно расширены мощности по газофракционированию Тобольск-Нефтехима. СИБУР утвердил проект расширения мощностей по переработке ШФЛУ на тобольской промышленной площадке.

Производительность комплекса по газофракционированию вырастет на 21% — до 8 млн т в год.

Построен ШФЛУ-провод от Пуровского ЗПК до Тобольск-Нефтехима и вдвое увеличена пропускная способность станции Денисовка Свердловской железной дороги. Запсибнефтехим должен быть конкурентоспособным благодаря размещению производств у источников дешевого сырья, снижению удельных капитальных затрат на единицу продукции за счет большой мощности установок, а также сокращению операционных затрат за счет использования новых технологий, имеющих более низкие показатели расхода основного сырья и энергии. Объем необходимых инвестиций огромный — только на конец 2014 г. СИБУР инвестировал в Запсибнефтехим около 30 млрд руб. [6].

Проект «ЗапСибНефтехим», о начале реализации которого компания объявила осенью 2014 г., самый масштабный проект в истории компании, который изменит облик не только компании, но и всей российской нефтехимии, он может затмить и Тобольск-Нефтехим, и РусВинил. Его мощность по конечной продукции составит почти 2 млн т различных полимеров — это в 4 раза больше мощностей «Тобольск-Полимера».

Подготовлен полный комплект проектной документации, на который в конце 2014 г. получено положительное заключение Главгосэкспертизы РФ. В январе 2015 г. администрацией г. Тобольска выдано разрешение на строительство, на строительной площадке выполнена основная часть подготовительных работ, подписаны и выполняются контракты на рабочее проектирование и поставку оборудования и материалов. С «НИПИгаз» заключено соглашение на проектирование объектов инфраструктуры и общезаводского хозяйства. Срок реализации проекта — 5–5,5 года.

Вертикальная интеграция и широкая диверсификация бизнеса, а также сделанные за последние годы значительные инвестиции в расширение производства позволяют СИБУРу — крупнейшей российской нефтехимической компании — приступить к реализации новых крупных проектов.

В июле 2015 г. Газпром переработка, Благовещенск (входит в Группу «Газпром») и НИПИГАЗ (входит в Группу СИБУР) договорились о партнерстве по проектированию, координации поставок оборудования, материалов и управлению строительством Амурского ГПЗ в районе г. Свободного Амурской области [7].

В состав ГПЗ также войдет крупнейшее в мире гелиевое производство мощностью 60 млн м³ товарного гелия в год. Амурский ГПЗ знаменует собой начало нового этапа в истории СИБУРа.

Часть сырья будет направляться на экспорт, часть — на Амурский газохимический комплекс СИБУРа, в рамках которого будет вестись производство

мономеров с последующим получением полимеров. Строительство Амурского ГПЗ началось в 2016 г. и идет полным ходом.

История, структура АО «СибурТюменьГаз»

АО «СибурТюменьГаз» — дочернее предприятие СИБУРа, которое объединяет основные газоперерабатывающие мощности холдинга на территории Западной Сибири. Штаб-квартира компании расположена в Нижневартовске. АО «СибурТюменьГаз» — ключевое предприятие в составе холдинга СИБУР. Предприятие представляет собой стратегический сырьевой блок в Западной Сибири, объединяющий 8 газоперерабатывающих заводов. В составе АО «СибурТюменьГаз» действуют Южно-Балыкский ГПЗ, Губкинский ГПЗ, Вынгапуровский ГПЗ, Муравленковский ГПЗ, Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК, Няганьгазпереработка, Южно-Приобский ГПЗ.

История «СибурТюменьГаза» начинается с 1974 г., когда был основан Нижневартовский газоперерабатывающий завод, давший старт газопереработке во всей Западной Сибири. В течение нескольких лет в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах были построены восемь газоперерабатывающих заводов и десять компрессорных станций, более 3000 км газопроductопроводов, наливные эстакады, товарные парки, базы обслуживания и комплектации. Эти производственные активы вошли в производственное объединение «Сибнефтегазпереработка», организованное на базе Дирекции строящихся ГПЗ. Со временем в структуре «Сибнефтегазпереработки» были уже десять газоперерабатывающих заводов. Строительство одного из них — Южно-Балыкского завода, который сегодня является основным предприятием «СибурТюменьГаза», — было завершено в 1978 г. Тогда же завод выпустил первую товарную продукцию — компримированный газ, поставки которого стали осуществляться на Сургутскую государственную районную электростанцию.

До начала перестройки все эти предприятия ежегодно наращивали свое производство. Но с распадом СССР ситуация в нефтегазовой отрасли в целом и в секторе газопереработки в частности стала стремительно ухудшаться и буквально за несколько лет была доведена до критической. В 1994 г. «Сибнефтегазпереработка» была преобразована в открытое акционерное общество и через год вошла в состав «Сибирско-Уральской нефтегазохимической компании», созданной постановлением правительства РФ в 1995 г.

С консолидацией в рамках СИБУРа ситуация на предприятиях стала меняться к лучшему. Газоперерабатывающие заводы, вошедшие в состав СИБУРа, вновь становились экономически эффективными. Была решена проблема с поставками сырья, сбыта продукции и инвестиций в основной капитал. В 2000-х гг. предприятие несколько раз меняло форму собственности и название — сначала на ОАО «Сибур-Тюмень», затем — на ОАО «СибурТюменьГаз» и позднее на АО «СибурТюменьГаз».

Сегодня группа предприятий «СибурТюменьГаз» имеет стратегическое значение для СИБУРа в Западной Сибири, является базовым поставщиком сырья для нефтехимических предприятий СИБУРа.

В 2014 г. Генеральным директором «СибурТюменьГаз» назначен Должиков Александр Сергеевич.



Александр Сергеевич Должиков
Генеральный директор АО «СибурТюменьГаз»

А. С. Должиков окончил Ноябрьский нефтегазовый колледж по специальности «Техническое обслуживание и ремонт промышленного оборудования», Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Экономика и управление на предприятии», Международный институт менеджмента ЛИНК.

Работает в нефтехимической отрасли с 1977 г. В компанию пришел в 1985 г. Работал машинистом технологических компрессоров, мастером-бригадиром, начальником установки Холмогорского компрессорного цеха, затем Вынгайхинского компрессорного цеха, начальником Муравленковского производства на Ноябрьском ГПЗ, затем главным инженером, директором Ноябрьского ГПЗ, заместителем главного инженера по инвестиционным проектам ОАО «СибурТюменьГаз», Генеральным директором Белозерного ГПК, Генеральным директором Нижневартовского ГПК. В 2014 г. назначен Генеральным директором «СибурТюменьГаз».

Основные виды выпускаемой продукции:

- сухой отбензиненный газ (СОГ);
- широкая фракция легких углеводородов (ШФЛУ);
- бензин газовый стабильный (БГС);
- сжиженные углеводородные газы (СУГ).

Эти продукты применяются в качестве сырья для нефтехимических и химических предприятий, которые производят синтетические каучуки, пластики, автомобильные шины, бензины, газомоторное топливо и топливо для промышленных и коммунально-бытовых нужд.

Организационной особенностью АО «СибурТюменьГаз» является значительная территориальная удаленность предприятий, что обусловлено расположением заводов вблизи крупных нефтяных месторождений, но это дает возможность компании снабжать сырьем нефтегазохимические комплексы СИБУРа — ведущей нефтехимической компании страны.

Предприятия «СибурТюменьГаз» осуществляют прием и переработку попутного нефтяного газа, который добывается на территории Тюменской области. Полученные продукты газопереработки транспортируются до магистрального газопровода «Уренгой — Челябинск», наливной эстакады Южно-Балыкской линейной перекачивающей диспетчерской станции, конденсатопровода «Уренгой — Сургутский завод стабилизации конденсата» и баз приема в г. Нягань и г. Пыть-Ях. Далее поставки осуществляются на предприятия СИБУРа и другим потребителям.

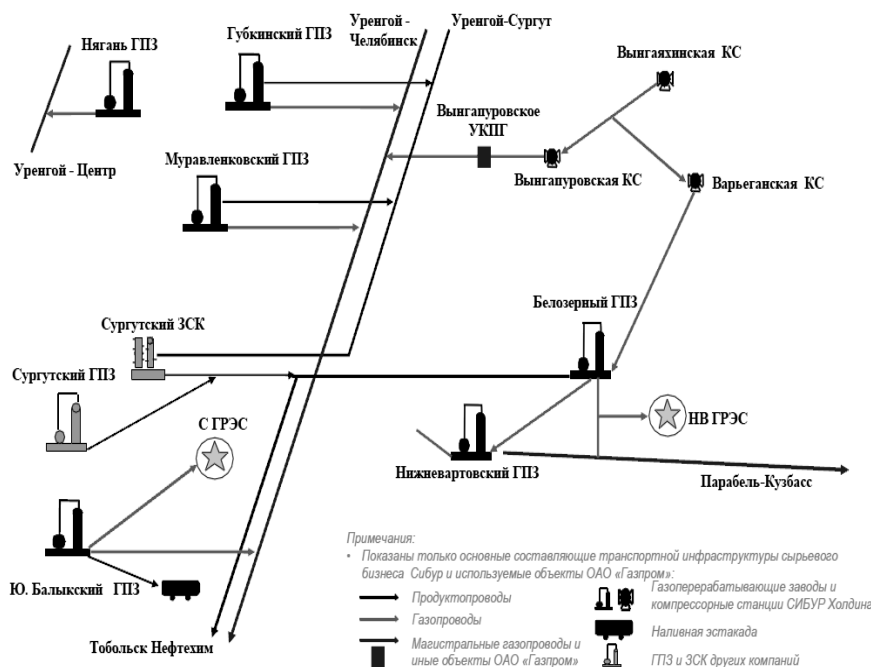


Рис. 4.103

Инфраструктура по переработке ПНГ в Западной Сибири [5]

На рисунке 4.103 представлена инфраструктура по переработке ПНГ в Западной Сибири на начало 2009 г. [5].

Основные заводы, перерабатывающие в Западной Сибири ПНГ, принадлежат компании СИБУР: Южно-Балыкский ГПЗ, Губкинский ГПЗ, Муравленковский ГПЗ, Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК, Няганьгазпереработка. Нет на рисунке Вынгапуровского ГПЗ, введенного в строй позже, в 2012 г., и Южно-Приобского ГПЗ, который компания СИБУР ввела в 2015 г.

Кроме газоперерабатывающих предприятий в структуру «СибурТюмень-Газ» входят: предприятие технологического транспорта, газотранспортная компания и централизованное управление снабжения материально-техническими ресурсами. В составе «СибурТюменьГаз» действует «Запсибтрансгаз», осуществляющий эксплуатацию газопроductопроводов, сервисное предприятие «СибурГазМонтаж» и ПФ «Сибургазснаб».

Производственные объекты «СибурТюменьГаз» включают систему трубопроводных коммуникаций, базу приема, хранения и налива ШФЛУ и прирельсовую базу приема и налива бензина газового стабильного.

Производственная цепочка СИБУРа [8]

Интегрированная производственная цепочка СИБУРа — от транспортировки сырья на газоперерабатывающие заводы до переработки и доставки потребителю — прекрасно отработана. Сырье — ПНГ (с нефтяных месторождений) и жидкое углеводородное сырье (с нефтяных и газовых месторождений) — транспортируется по трубопроводам и железной дороге на предприятия, где они перерабатываются/фракционируются в товарные топливно-сырьевые ресурсы. Топливо-сырьевой сегмент включает морской терминал и 8 газоперерабаты-

вающих заводов. Затем осуществляются транспортировка и продажа топливно-сырьевых продуктов внешним покупателям и поставки нефтехимическому бизнесу СИБУРа. Компания «СИБУР» осуществляет производство и реализацию четырех видов нефтехимических продуктов: базовые полимеры, синтетические каучуки, пластики и продукты органического синтеза, полуфабрикаты.

Такая цепочка дает несомненные конкурентные преимущества СИБУРу: надежный доступ к источникам сырья, вертикально-интегрированная бизнес-модель, лидирующие позиции на нефтехимическом рынке России, возможности роста.

На рисунке 4.104 представлена газоперерабатывающая и транспортная инфраструктура в Западной Сибири, организованная СИБУРом [9].



Рис. 4.104

Газоперерабатывающая и транспортная инфраструктура в Западной Сибири [9]

Компания обладает обширной газоперерабатывающей и транспортной системой в Западной Сибири: 8 из 10 газоперерабатывающих заводов, мощность по переработке ПНГ 25,4 млрд м³ в год, мощность по переработке ШФЛУ 8 млн т год, сеть действующих трубопроводов по транспортировке ПНГ, ШФЛУ и природного газа 2708 км, 4 железнодорожные наливные эстакады [9]. Это обеспечивает надежный доступ к источникам сырья и гарантии долгосрочного сотрудничества с поставщиками сырья и потребителями.

Вертикально-интегрированная бизнес-модель (рис. 4.105) обеспечивает финансовую стабильность компании и лидирующие позиции на российском рынке [8].

Широкий спектр выпускаемых продуктов позволил компании иметь порядка 1400 крупных клиентов в разнообразных потребляющих областях. Биз-

нес-модель СИБУРа характеризуется стабильными отношениями с поставщиками сырья, надежными кооперативными связями между предприятиями, налаженной системой сбыта.

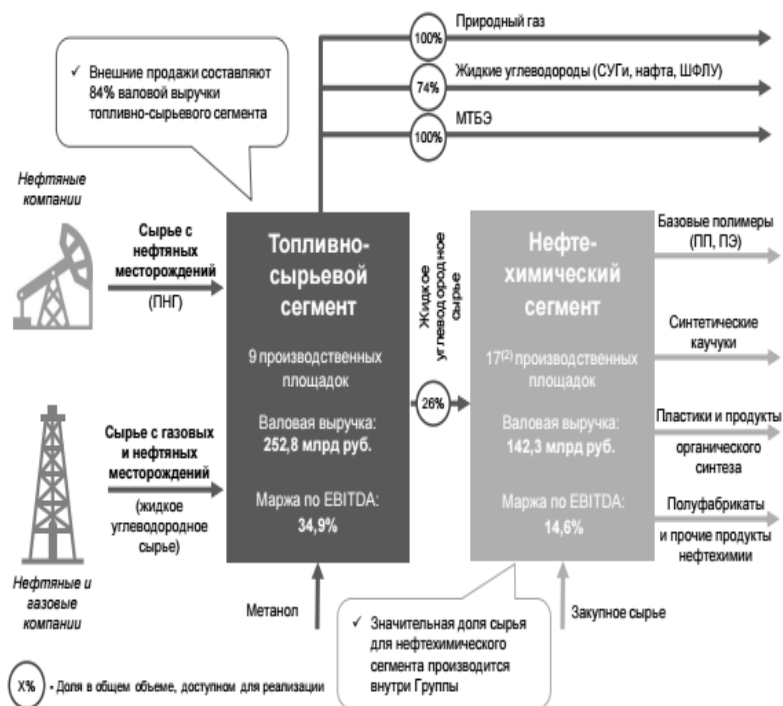


Рис. 4.105

Вертикально-интегрированная бизнес-модель с многочисленными факторами, обеспечивающими финансовую устойчивость [8]

Структура выручки СИБУРа (2016 г.) показывает, что она распределяется на топливно-сырьевые ресурсы и продукты нефтехимии, большая часть выручки получена от реализации этих продуктов на территории России [9].

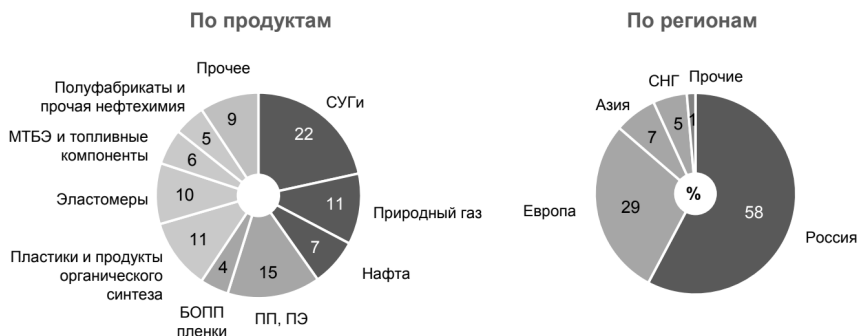


Рис. 4.106

Структура выручки СИБУРа за 2016 г. [9]

Экологические программы СИБУРа

Экологическая безопасность, охрана здоровья человека и окружающей среды являются неотъемлемыми элементами деятельности СИБУРа.

В мае 2011 г. СИБУР начал реализацию долгосрочной благотворительной программы «Бизнес для экологии».

Основные направления программы:

- проведение информационных и просветительских кампаний на экологические и природоохранные темы;
- участие во всероссийских экологических акциях;
- создание экоинфраструктуры (велодорожки, экологические маршруты).

СИБУР также уделяет большое внимание поддержке экологического волонтерства, озеленению городских территорий и посадке леса, проведению экологических конкурсов и экологического мониторинга.

За время реализации программы «Бизнес для экологии» СИБУР поддержал более 80 экологических акций, в мероприятиях приняли участие десятки тысяч человек.

Программа «Наш лес», генеральным партнером которой является СИБУР, стала лауреатом Первого Всероссийского конкурса лучших городских практик, проводимого рейтинговым агентством «Эксперт РА» при поддержке Министерства регионального развития РФ.

Тольяттинские экологические проекты и инициативы в рамках программы «Бизнес для экологии» получили награду в рамках национальной программы «Лучшие социальные проекты России», проводимой при поддержке Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Агентства стратегических инициатив, Всемирного фонда дикой природы (WWF), Лесного попечительского совета (FSC) и других организаций.

Ежегодный бюджет программы составляет 15–20 млн руб. СИБУР продолжает рассматривать инициативы, которые реально могут улучшить экологическую ситуацию в городах присутствия компании.

Переработка ПНГ на ГПЗ СИБУРа

Схема переработки попутного нефтяного газа приведена на рисунке 4.107 [10].

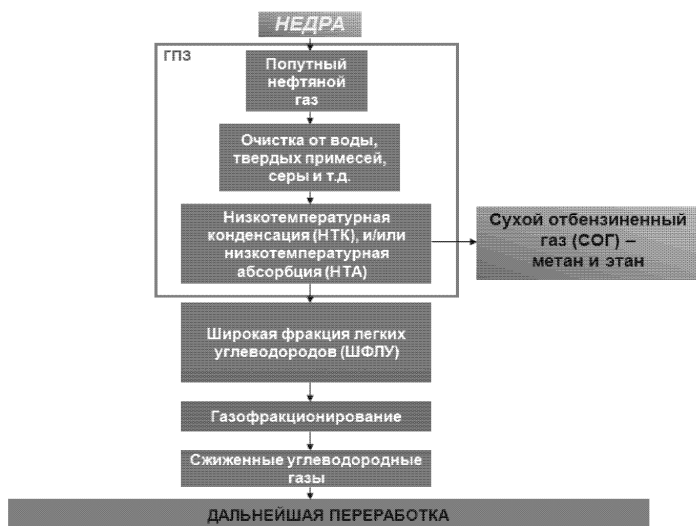


Рис. 4.107

Схема переработки попутного нефтяного газа

Ниже приведены используемые технологии переработки ПНГ, основные стадии и процессы переработки ПНГ (для предприятий ОАО «СТГ», ООО «ЮГП») (рис. 4.108).

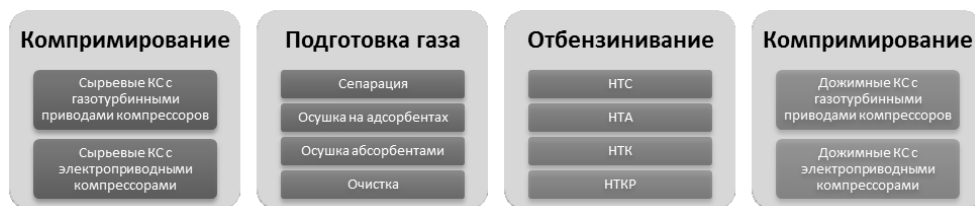


Рис. 4.108

Используемые технологии, основные стадии переработки ПНГ

Низкотемпературные процессы отбензинивания газа и проектировщики установок (количество спроектированных установок) представлены на рисунке 4.109 [10].

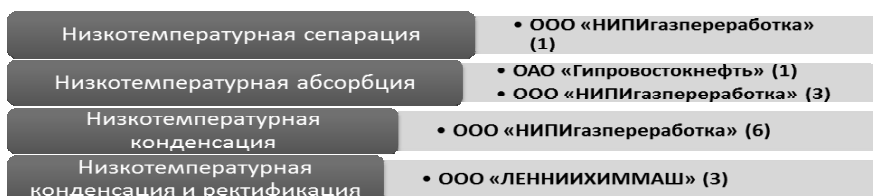


Рис. 4.109

Низкотемпературные процессы отбензинивания газа и проектировщики установок (количество спроектированных установок)

Ниже представлены принципиальные блок-схемы низкотемпературных процессов, применяемые на газоперерабатывающих заводах СИБУРа (рис. 4.110–4.113).

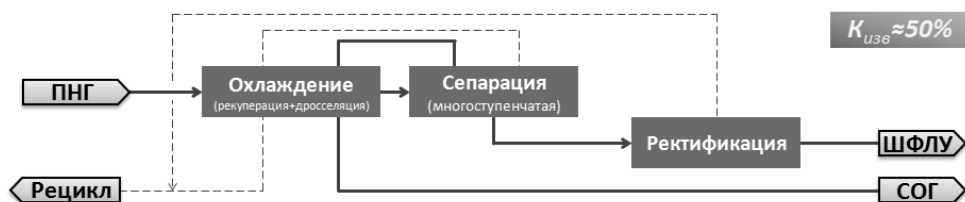


Рис. 4.110

Принципиальная блок-схема низкотемпературной сепарации (Вынгапуровский ГПЗ)

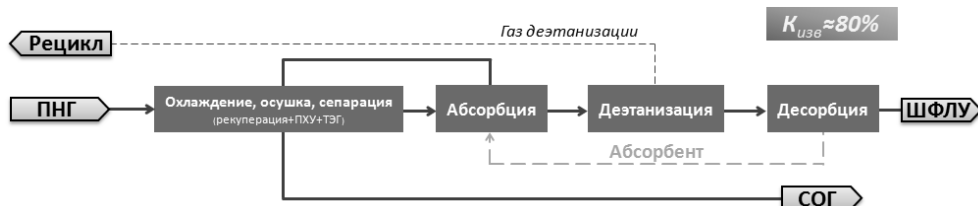


Рис. 4.111

Принципиальная блок-схема низкотемпературной абсорбции (Южно-Балыкский ГПЗ, Нижневартовский ГПК)

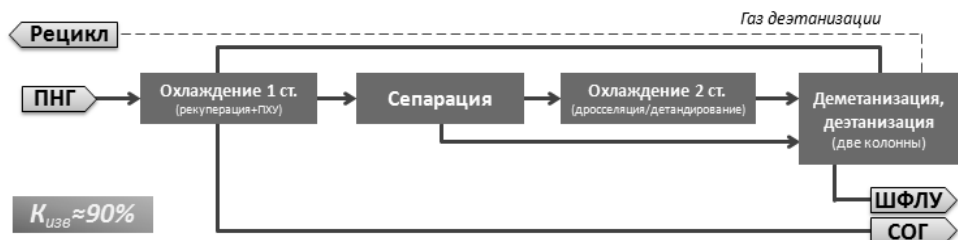
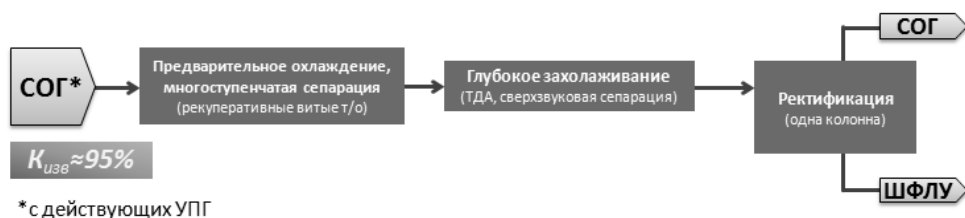


Рис. 4.112

Принципиальная блок-схема низкотемпературной конденсации (Южно-Балыкский ГПЗ, Губкинский ГПЗ, Муравленковский ГПЗ, Няганьгазпереработка, Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК)



* с действующих УПГ

Рис. 4.113

Принципиальная блок-схема низкотемпературной конденсации и ректификации (Южно-Балыкский ГПЗ, Вынгапуровский ГПЗ)

Различные технологические схемы применяют на заводах СИБУРа [10]. Нижневартовский ГПЗ (1-я очередь) и Южно-Балыкский ГПЗ, введенные в 1975–1979 гг., основаны на технологии маслоабсорбции. Белозерный ГПЗ и Нижневартовский ГПЗ-4 работают по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с турбодетандером. Были закуплены комплектной поставкой в 1979 г. в Японии (Nichimen), проектировщик Fluor (США). Заводы, введенные после 1980 г. (Губкинский, Муравленковский, Краснотеннинский ГПЗ), запроектированы и построены по технологии НТК на отечественном оборудовании. На рисунке 4.114 представлена принципиальная схема типовой установки переработки газа НТК с турбодетандером производительностью 2,14 млрд м³/год.

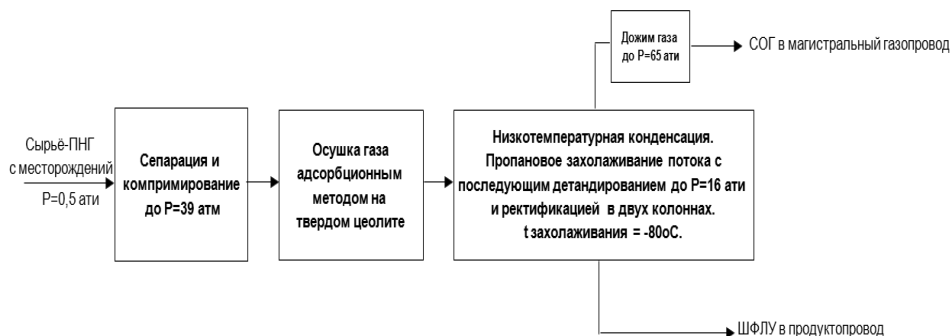


Рис. 4.114

Принципиальная схема типовой установки переработки газа НТК с турбодетандером

Газоперерабатывающие заводы предназначены для приема и переработки ПНГ, производства продукции — сухого отбензиненного газа (СОГ), ШФЛУ, бензина газового стабильного (БГС) и пропана — бутана технических (ПБТ).

Схема технологического передела сырья производственного блока ПАО «СИБУР» представлена на рисунке 4.115 [10].

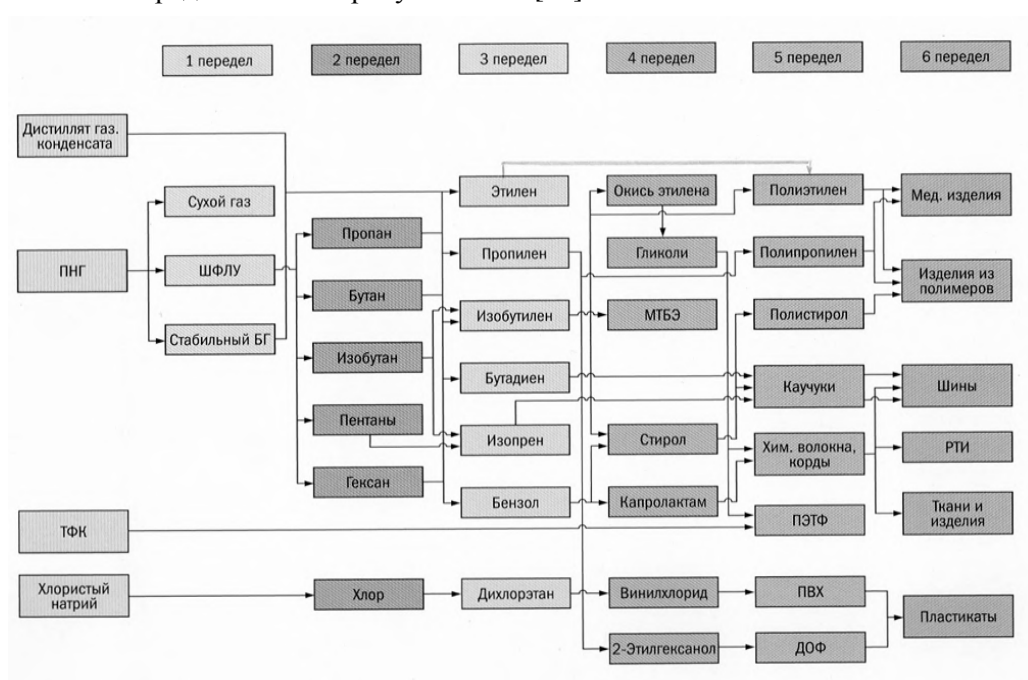


Рис. 4.115

Схема технологического передела сырья производственного блока ПАО «СИБУР»

Контактная информация

Полное наименование
организации

АО «СибурТюменьГаз»

Адрес

628616, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Омская, д.1.

Контактные телефоны

(3466) 49-42-03

Сайт

<http://www.sibur.ru> СибурТюменьГаз Официальный раздел предприятия

Полное наименование
организации

ПАО «СИБУР Холдинг»

Адрес

117997, Москва, РФ, ул. Кржижановского, 16, корп. 1

Контактные телефоны

+7 (495) 777-55-00 многоканальный

Сайт

[http://www.sibur.ru/](http://www.sibur.ru)

Электронный адрес

info@sibur.ru

4.5.2. Нижневартовский ГПК (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)

Из 8 газоперерабатывающих предприятий Западной Сибири, принадлежащих компании «СИБУР» и входящих в состав АО «СибурТюменьГаз», первым был введен в строй Нижневартовский завод.

Строительство и становление Нижневартовского ГПК

Вступив в строй 24 мая 1974 г., Нижневартовский ГПК по сей день выполняет свои задачи по переработке попутного нефтяного газа.

Производственная деятельность завода по переработке газа была начата с пуском первой очереди ГПЗ в объеме компримирования в декабре 1974 г. Газ на компрессоры был принят 11 февраля 1975 г. и подан на Сургутскую ГРЭС в мае 1975 г. Первым директором завода был Николай Тимофеевич Шаповалов (сентябрь 1974 — май 1975 г.) [1].

Генеральный проектировщик завода — ОАО «НИПИгазпереработка» (НИПИГАЗ) — один из ведущих российских проектных институтов нефтегазоперерабатывающей отрасли. Институт входит в состав СИБУРа, является генеральным проектировщиком всех заводов Западной Сибири [11, 12].

Нижеприведенные фотографии иллюстрируют годы строительства завода.



Из воспоминаний участников строительства завода мы знаем некоторые подробности этого нелегкого процесса [13].

В декабре 1970 г. была создана дирекция первых строящихся газоперерабатывающих заводов в Западной Сибири. Размещалась она в недостроенном здании с нештукатуренными стенами, неокрашенными окнами, дверями, полами, приходилось иногда работать и в пальто — в городе была одна маломощная котельная. Директор А. Г. Разумовский, главный инженер С. А. Альтшуллер, бухгалтер З. Д. Зайцева, начальники производственного отдела В. М. Баздырев, технического — С. Г. Третьяков, комплектацией командовал С. И. Крючков. Дирекция и их семьи жили в одной 4-комнатной квартире, там была настоящая коммуна — каждая семья по неделе дежурила, т. е. кормила всех завтраками, обедами, ужинами.

Постепенно коллектив увеличивался. Построили жилой дом в 1973 г., с наведением начало поступать оборудование для 1-й очереди Нижневартовского ГПЗ, который строился в диком месте — торфяник, болото, поваленный лес, пеньки. А потом был пуск завода, его территория стала понемногу благоустраиваться. Начали строиться вторая, третья очереди, ДКС, потом четвертая очередь.

Завод был построен в четыре очереди производительностью по сырью 2140 млн м³/год каждая, суммарная проектная мощность завода — 8560 млн м³/год.

Максимальный объем переработки был достигнут в 1987 г. и составил 9585 млн м³/год [14].

Технологии переработки газа на построенном заводе [15]:

— первая и вторая очереди — низкотемпературная абсорбция с предварительным насыщением абсорбента (МАУ-1, МАУ-2, МАУ-3, МАУ-4);

— третья очередь — низкотемпературная конденсация с использованием пропанового холодильного цикла;

— четвертая очередь — низкотемпературная конденсация с использованием пропанового холодильного цикла и холода турбодетандера (ТУ-4).

Таким образом, Нижневартовский ГПК состоял из четырех заводов, размещенных на одной площадке. Переработка газа на ГПЗ № 1, 2, 3 была предусмотрена на отечественном оборудовании. Переработка газа на ГПЗ № 4 — по схеме низкотемпературной конденсации и ректификации с комбинированной системой охлаждения с использованием хладагента и турбодетандера на комплектном импортном оборудовании.

В 2006 г. СИБУР и ТНК-ВР подписали соглашение о создании совместного предприятия по переработке ПНГ ООО «Юграгазпереработка» на базе Нижневартовского и Белозерного ГПЗ [15].

В 2007 г. ООО «Юграгазпереработка» приступило к работе. После покупки акций ТНК-ВР компаниями «Роснефть» ООО «Юграгазпереработка» становится совместным предприятием «СИБУРа» и «НК „Роснефть“».

Основной задачей являлась переработка ПНГ, добываемого в Нижневартовском районе, и выработка из него СОГ и ШФЛУ.

Переработку ПНГ компания осуществляла на производственных мощностях своих дочерних предприятий — Нижневартовский ГПК, Белозерный ГПК, позднее — ООО «Няганьгазпереработка» (бывший Краснотенинский ГПЗ). Ниже приведена схема потоков на заводах 1-3, функционирующих на Нижневартовском ГПК в то время [14].

В таблице 4.42 представлена технологическая структура Нижневартовского ГПК после ввода 4-й очереди с указанием года ввода установок и их мощности.

Таблица 4.42

Технологическая структура, состав и действующие мощности установок Нижневартовского ГПК, млн м³/год

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
ГПЗ № 1			
Маслоабсорбция	МАУ-1	1975	2140
Маслоабсорбция	МАУ-2	1975	
ГПЗ № 2			
Маслоабсорбция	МАУ-3	1976	2140
Маслоабсорбция	МАУ-4	1976	
ГПЗ № 3			
Низкотемпературная конденсация	НТК	1977	2140
Пропановая холодильная установка	ПХУ	1977	
ГПЗ № 4			
Низкотемпературная конденсация с турбодетандером	НТК	1978	2140
Пропановая холодильная установка	ПХУ	1978	

В 2014 г. СИБУР выкупил у «Роснефти» 49% акций компании ООО «Юграгазпереработка».

Нижневартовский ГПК сегодня

Основным видом деятельности газоперерабатывающего комплекса (рис. 4.116) является переработка ПНГ, производство газового бензина, сжиженных углеводородных газов, ремонт и обслуживание технологического оборудования и коммуникаций основных производств, эстакад по сливу и наливу нефтепродуктов и реагентного хозяйства.

ООО «Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс» включает в себя два объекта: Нижневартовский газоперерабатывающий завод (переработка ПНГ) и Тюменская компрессорная станция (транспортировка ПНГ).



Рис. 4.116

Нижневартовский ГПК

Нижневартовский газоперерабатывающий завод

В настоящее время переработка ПНГ на Нижневартовском ГПЗ (рис. 4.117) ведется на трех технологических линиях: МАУ-3, МАУ-4 и ТУ-4 с применением технологий низкотемпературной абсорбции и низкотемпературной конденсации. Проектная мощность завода по переработке попутного газа составляет 6,2 млрд м³ в год.



Рис. 4.117

Нижневартовский ГПЗ

Тюменская компрессорная станция

Тюменская компрессорная станция (рис. 4.118) предназначена для компримирования, подготовки и транспортировки ПНГ Тюменской группы месторождений на Белозерный и Нижневартовский ГПЗ.

На Тюменской компрессорной станции для компримирования нефтяного газа установлено пять компрессоров К-380-103-1 с приводом от электродвигателя. Производительность компрессорной станции с осушкой газа — 1,07 млрд м³/год.



Рис. 4.118

Тюменская компрессорная станция (ТКС)

Исполнительный директор ООО «Нижневартовский ГПК» — Золов Вячеслав Сергеевич.



Вячеслав Сергеевич Золов

Исполнительный директор ООО «Нижневартовский ГПК»

В. С. Золов родился 7 марта 1966 г. в Казани.

В 1989 г. окончил Казанский авиационный институт по специальности «Двигатели летательных аппаратов», квалификация «Инженер-механик». Свою трудовую деятельность в компании начал в 1991 г. с должности механика (Белозерный ГПЗ п/о «Сибнефтегазпереработка»).

2010–2012 гг. — Генеральный директор, Исполнительный директор ОАО «Южно-Балыкский газоперерабатывающий комплекс».

С 2012 г. по настоящее время — Исполнительный директор ООО «Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс».

Сырьевая база, производство и основные виды продукции Нижневартовского ГПК

Ниже приведены основные поставщики ПНГ на Нижневартовский ГПК.

Прямые поставки: ОАО «Саматлорнефтегаз», ОАО «Ермаковское», ООО «Соболь», ОАО «Славнефть-МНГ», ООО «НК “Магма”», ОАО «Томскнефть „ВНК“».

Поставки через компрессорные станции: ОАО «Нижневартовское НП» (ХКС), ОАО «РН-Нижневартовск» (ТКС), ООО «СП “Варьеганнефть”» (ТКС), ОАО «Варьеганнефтегаз» (БКС, ВКС), ОАО «Негуснефть» (БКС), ОАО «Варьеганнефть» (ВКС).

Основная продукция завода — СОГ, ШФЛУ, БГС, автомобильные бензины, СУГ — пропан, пропан технический. ШФЛУ транспортируется по продуктопроводу на принадлежащий СИБУРу Тобольский НХК и используется в качестве базового сырья в дальнейших нефтехимических процессах. СОГ поставляется на Нижневартовскую ГРЭС и транспортируется потребителям через магистральный газопровод «Парабель-Кузбасс». БГС по своим свойствам близок к нефтепродуктам, получаемым в процессе нефтепереработки. СУГ используется в качестве экологического топлива для бытовых нужд.

Показатели работы Нижневартовского ГПК характеризуются стабильностью переработки ПНГ и выработки основной продукции с 2012 г., уровень которых был достигнут в предыдущие годы [15].

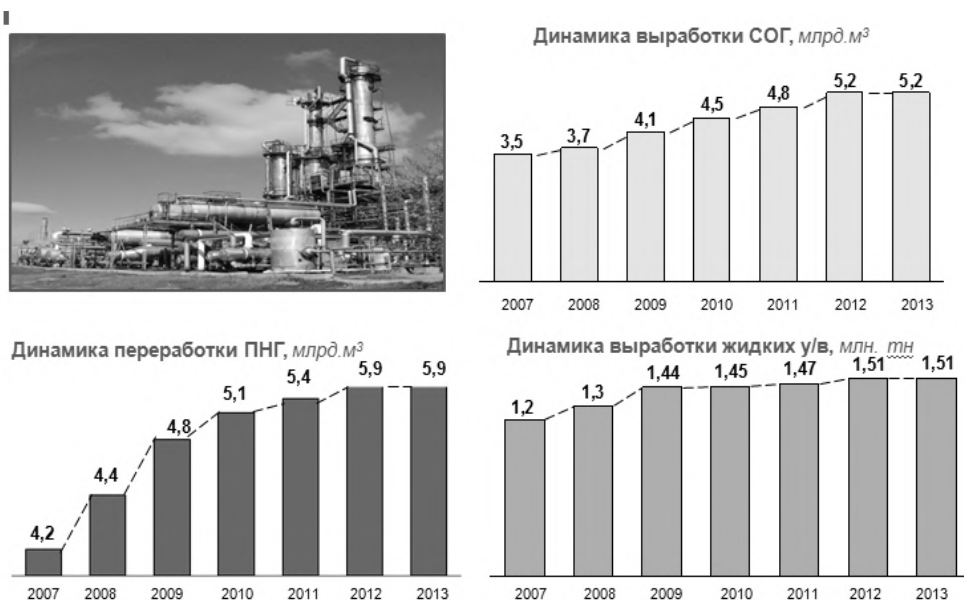


Рис. 4.119

Динамика переработки ПНГ и выработки основной продукции на Нижневартовском ГПК

Нижневартовский ГПК — старейшее предприятие отрасли, и, безусловно, для его успешного функционирования необходимы реконструкции. В настоящее время ГПЗ № 1 и ГПЗ № 3 не работают. Работы по восстановлению установки МАУ-3 были начаты в 2007 г. и завершены в сентябре 2008 г. В 2008 г. на Нижневартовском ГПЗ состоялся пуск маслоабсорбционной установки МАУ-3, позволяющей выделять конденсат из ПНГ. Инвестиции составили около 800 млн руб. В результате запуска установки мощности по переработке ПНГ на Нижневартовском ГПЗ увеличились на 700 млн м³ в год и позволили перерабатывать около 4,6 млрд м³ в год.

Позднее проведена реконструкция технологической схемы маслоабсорбционной установки МАУ-2, в результате которой к готовой продукции комплекса прибавились такие продукты, как пропан-бутановая фракция высокой чистоты, а также «стабильный газовый бензин», который кроме его реализации потребителю являлся сырьем для построенной, в дополнение к газоперерабаты-

вающим производствам, собственной малогабаритной блочно-модульной установки (МБМУ «Цеоформинг»), которая впоследствии была демонтирована.

Ниже перечислены реконструкции, проводимые на Нижневартовском ГПЗ в различные годы (табл. 4.43) [15].

Таблица 4.43

Реконструкции, проведенные на Нижневартовском ГПК

Год ввода объектов	Статус объектов на ноябрь 2014 г.
<i>ГПЗ-1 (ПОЗиС-1, КС-1, МАУ-1,2, ПХУ-1) — 1975</i>	Оборудование ПОЗиС-1, МАУ-1,2 частично выведено из эксплуатации. Оборудование КС-1, ПХУ-1 демонтировано
<i>ГПЗ-2 (ПОЗиС-2, КС-2, МАУ-3,4, ПХУ-2) — 1977</i>	Эксплуатируется. МАУ-3 построена в 2008 г.
<i>ГПЗ-3(ПОЗиС-3, КС-3, НТК, ПХУ-3) — 1978</i>	Оборудование демонтировано (кроме пунктов отключения и замера)
<i>ГПЗ-4 (технологическая установка № 4) — 1980</i>	Эксплуатируется
<i>ТП-1 (товарный парк № 1) — 1975</i>	Эксплуатируется
<i>ТП-2 (товарный парк № 2) — 1982</i>	Эксплуатируется
<i>ИТХ (изотермическое хранилище) — 1982</i>	Выведено из эксплуатации
<i>ДКС (Дожимная компрессорная станция) — 1978</i>	Эксплуатируется
<i>ТКС (Тюменская компрессорная станция) — 1989</i>	Эксплуатируется
<i>МБМУ (малогабаритная блочно-модульная установка) «Цеоформинг» — 1992</i>	Оборудование демонтировано
<i>КС-3 (Компрессорная станция № 3, ГПА с ГТУ) — 2012</i>	Эксплуатируется (новая компрессорная)

Основные объекты Нижневартовского ГПК

Компрессорная станция № 2 предназначена для компримирования ПНГ, поступающего с ПОЗиС-2 для последующей его переработки на маслоабсорбционных установках МАУ-3,4. Компрессорная станция включает в себя: машинный зал, в котором установлено 10 центробежных компрессоров фирмы «Крезо-Луар» (Франция) с электродвигателями СТДП-6300-2, и наружную площадку, где расположены аппараты воздушного охлаждения газа, смазочного и уплотнительного масла и оборотной воды, сепараторы высокого давления.

Управление технологическим процессом компримирования газа осуществляется посредством автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) [15].

Маслоабсорбционные установки МАУ-3,4 служат для осушки сырого газа раствором этиленгликоля, выработки СОГ и ШФЛУ методом низкотемпературной абсорбции с применением хладагента — пропана.

В состав МАУ-3,4 входят: секция регенерации этиленгликоля, насосные холодного и горячего гликоля. Технологическое оборудование: ректификацион-

ные колонны, емкости, сепараторы, аппараты воздушного охлаждения, теплообменная аппаратура, испарители, пропановые холодильники, технологические печи и трубопроводы.

Производительность МАУ-3,4 по переработке ПНГ — 3,9 млрд м³/год.

Пропановая холодильная установка № 2 предназначена для обеспечения хладагентом — пропаном холодильных аппаратов процесса низкотемпературной абсорбции на МАУ-3,4.

ПХУ-2 состоит из: машинного зала, в котором смонтированы 5 турбокомпрессоров фирмы ЧКД-Прага и наружной площадки с емкостным оборудованием и аппаратами воздушного охлаждения. Управление технологическим процессом осуществляется посредством автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП).

Технологическая установка № 4 (ТУ-4) предназначена для переработки ПНГ с целью получения отбензиненного газа и ШФЛУ.

Проектировщик процесса — фирма «ФЛУОР» США. Переработка газа осуществляется по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером. Производительность 2,3 млрд м³/год (280 тыс. м³/ч).

Установка переработки газа состоит из следующих блоков:

- Подготовка сырого газа к переработке.
- Компримирование сырого газа.
- Осушка попутного нефтяного газа.
- Низкотемпературное разделение газа.
- Повторное компримирование отбензиненного газа.
- Пропановое охлаждение.

Маслоабсорбционная установка МАУ-2 предназначена для переработки широкой фракции легких углеводородов, принимаемых с технологических установок № 2 и № 4, переработки углеводородного конденсата, принимаемого с компрессорной станции № 2 и с технологической установки № 4.

На МАУ-2 вырабатываются: пропан высокой чистоты, пропан технический, ШФЛУ, бензин газовый стабильный.

Компрессорная станция № 3 (КС-3)



КС-3 предназначена для компримирования низконапорного ПНГ до давления 3,7 МПа для дальнейшей его переработки на маслоабсорбционных установках МАУ-3, МАУ-4.

Исходным сырьем КС-3 является ПНГ Самотлорского, Варьеганнского и Аганского месторождений, поступающий с пункта сепарации № 3 [15].

Установка МАУ-4 и нитка ГПЗ-4 работают по схеме низкотемпературной конденсации и ректификации в режиме выработки сухого газа и ШФЛУ [12].

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс»
Адрес	Ханты-Мансийский АО, г. Нижневартовск (район НДГПЗ Нижневартовск-Югра, промзона)
Контактные телефоны	294615
Сайт	http://www.sibur.ru/stg/about/NGPK/
Электронный адрес	konc@omsk.gazprom-neft.ru (канцелярия)

4.5.3. Южно-Балыкский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)

Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод — филиал АО «СибурТюменьГаз», расположенный в Тюменской области, был создан в 1978 г. Основной производственной задачей, стоящей перед Южно-Балыкским ГПЗ, является переработка ПНГ местных нефтегазодобывающих предприятий.



Рис. 4.120
Южно-Балыкский ГПЗ

Становление и развитие Южно-Балыкского ГПЗ

Строительство Южно-Балыкского завода, являющегося одним из основных предприятий АО «СибурТюменьГаз», началось в 1974 г. В июне 1978 г. Южно-Балыкский ГПК производительностью 0,5 млрд м³/год был введен в эксплуатацию: принял первый ПНГ, через месяц завод выпустил первую товарную продукцию — сжатый газ, направленный на Сургутскую ГРЭС.

В 1980-х гг. завод достиг максимальных темпов развития. В ночь с 31.12.1984 на 01.01.1985 введена в эксплуатацию Мамонтовская компрессорная станция производительностью 1,07 млрд м³ год.

После пуска в работу ДКС-1 (дожимная компрессорная станция) в мае 2005 г. был осуществлен выход в магистральный газопровод Уренгой — Челябинск. В марте 2009 г. введена в эксплуатацию ДКС-2 [1].

В 2007 г. были проведены: реконструкция блока низкотемпературной абсорбционной установки переработки газа и пусконаладочные работы на узле приема и сепарации высоконапорного осушенного газа с Приобского месторождения (прием начат с 2007 г.). После реконструкции 1989 г. и 2007 г. мощность по переработке газа была увеличена до 1,5 млрд м³/год [14].

В 2009 г. на Южно-Балыкском ГПК введен в эксплуатацию новый комплекс (вторая очередь завода), позволяющий принимать на переработку 1,5 млрд м³/год ПНГ. Общая мощность газоперерабатывающего завода увеличилась до 3 млрд м³ ПНГ в год [16]. Проектировщиком 2-й очереди Южно-Балыкского ГПК выступило ОАО «НИПИгазпереработка» — инжиниринговый центр СИБУРа по газоперерабатывающим технологиям.

В 2010–2011 гг. ООО «ЛЕННИИХИММАШ», г. Санкт-Петербург, выполнило проект «Увеличение выработки ШФЛУ на Южно-Балыкском ГПК», в 2012 г. установка была введена в эксплуатацию [12].

В декабре 2012 г. в результате внутренней корпоративной реорганизации Южно-Балыкский ГПК прекратил свое существование, вместо него создан «Южно-Балыкский ГПЗ» — филиал АО «СибурТюменьГаз» [1].

Директор Южно-Балыкского ГПЗ — филиала АО «СибурТюменьГаз» — Паршев Сергей Сергеевич.



Сергей Сергеевич Паршев
Директор Южно-Балыкского ГПЗ

С. С. Паршев родился в поселке Белый Яр Сургутского района. Окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Химическая технология органических веществ». Прошел профессиональный путь от машиниста технологических компрессоров до главного инженера.

В 2010 г. начал работать в СИБУРе в должности заместителя главного инженера по техническому надзору Белозерного ГПЗ.

В марте 2011 г. назначен зам. директора производственно-технического департамента «СибурТюменьГаз».

В марте 2012 г. назначен главным инженером Муравленковского ГПЗ.

С февраля 2013 г. занимал должность главного инженера Южно-Балыкского ГПЗ.

Схема потоков, состав и мощности технологических процессов

Сегодня производственные мощности Южно-Балыкского ГПЗ позволяют перерабатывать до 3 млрд м³ ПНГ в год и производить 2,8 млрд м³ СОГ и 900 тыс. т ШФЛУ в год [1].

В результате проведения модернизации в 2007 г. производительность УПГ-1 увеличилась на 20% по нефтяному газу. При этом извлечение компонентов C₃₊ увеличилось до 80%.

Таким образом, проведенная в 2007–2009 гг. модернизация позволила увеличить мощность завода по приему и переработке ПНГ более чем в 6 раз, конденсата высоконапорного газа — до 252 тыс. т/год, а выработка ШФЛУ выросла в 2,8 раза [12].

Современный комплекс (вторая очередь) состоит из дожимной компрессорной станции, блоков осушки и низкотемпературной конденсации, пропановой холодильной установки, а также других вспомогательных объектов.

Комплекс построен в соответствии с высокими требованиями технологической безопасности. Управление процессами полностью автоматизировано в партнерстве с ведущим мировым производителем АСУ ТП — японской компанией Yokogawa. ГПЗ может принимать на переработку и высоконапорный, и низконапорный ПНГ [14, 16].

Продукция завода: сухой газ, ШФЛУ, сжиженная пропан-бутановая смесь, стабильный газовый бензин.

Ниже приведены схема потоков Южно-Балыкского ГПЗ (рис. 4.121), структура, состав и мощности установок завода (табл. 4.44).

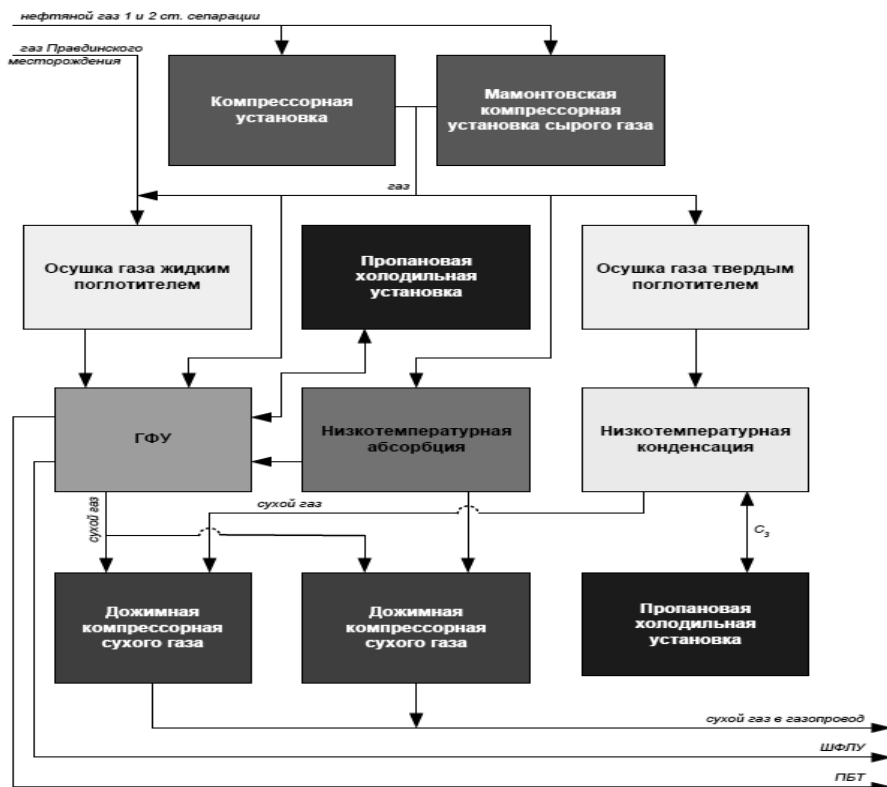


Рис. 4.121

Схема потоков АО «СибурТюменьГаз» — ОАО «Южно-Балыкский ГПЗ» [14]

Таблица 4.44

**Технологическая структура, состав и действующие мощности установок,
млрд м³/год [14]**

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
І очередь			
Компримирование попутного нефтяного газа	Мамонтовская КС	1985	1,07
Низкотемпературная абсорбция и пропановая холодильная установка	НТА + ПХУ	1989	0,6
Низкотемпературная конденсация и пропановая холодильная установка	НТК + ПХУ	1989	0,9
Компримирование попутного нефтяного газа	ДКС	2005	1,5
ІІ очередь			
Компримирование попутного нефтяного газа	ДКС	2009	1,5
Низкотемпературная конденсация, осушка и пропановая холодильная установка	НТК + ПХУ	2009	1,5

Установка низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР), предусмотренная проектом ООО «ЛЕННИИХИММАШ», служит для доизвлечения пропана и более тяжелых углеводородов из действующих установок УПГ-1 и НТК-1300. На установке предусмотрена переработка 2,016 млрд м³/год с извлечением до 99% целевых углеводородов C₃₊ [12].

В состав установки НТКР входят следующие основные технологические блоки: блок адсорбционной осушки на цеолитах NaA, дожимная компрессорная станция для сжатия отбензиненного газа перед НТКР до 7,5 МПа, блок низкотемпературной конденсации и ректификации с турбодетандерным агрегатом.

Продукция НТКР:

— ШФЛУ марки А (ТУ 38.101524-93) или этанизированная ШФЛУ по техническим требованиям заказчика (должна иметь давление насыщенных паров при 50°С не выше 3,0 МПа);

— СОГ — сухой отбензиненный газ (ГОСТ 5542-87 и ОСТ 51.40-93) [12].

Особенностью технологической схемы установки НТКР (рис. 4.122) является отсутствие внешних источников холода. Она основана на применении метода частичной конденсации сырьевого газа, его сепарации при высоком давлении и последующего адиабатического расширения части потока во всем располагаемом диапазоне давлений. Охлаждение проводится за счет рекуперации холода обратного потока СОГ в кожухотрубчатых витых теплообменных аппаратах.

Данная технология характеризуется высокой эффективностью извлечения пропана и более тяжелых углеводородов из газа, остаточное содержание которых в уходящем с НТКР отбензиненном газе составляет 1,3 г/м³ (при получении ЭШФЛУ) и 3,34 г/м³ (при получении ШФЛУ марки А) [12].

Способ отгрузки основной продукции завода представлен в таблице 4.45.

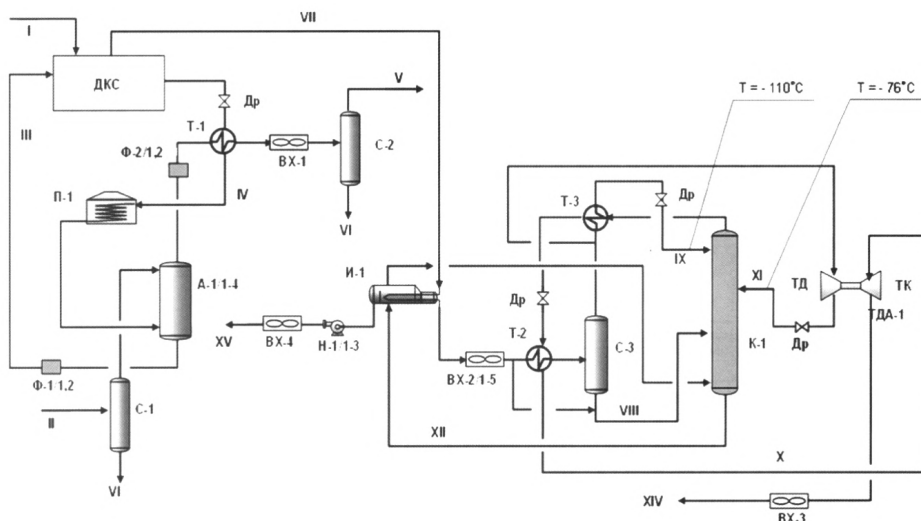


Рис. 4.122

Принципиальная технологическая схема блока НТКР Южно-Балыкского ГПЗ [12]: А-1/1-4 — адсорберы; П-1 — электропечь блока осушки; К-1 — ректификационная колонна; Т-1...Т-3 — теплообменники; ВХ-1...ВХ-4 — воздушные холодильники; С-1...С-3 — сепараторы; И-1 — испаритель; ТДА-1 — турбодетандерный агрегат; ТК — компрессор; ТД — детандер; Н-1/1-3 — насос; Ф-1/1,2...Ф-2/1,2 — фильтры; Др — дроссель. I — газ с НТК-1300; II — газ с УПГ-1 (НТА); III — осушенный газ в ДКС; IV — газ регенерации на нагрев; V — топливный газ; VI — вода; VII — компримированный газ в НТКР; VIII — питание на 14-ю тарелку К-1; IX — флегма в К-1; X — газ в компрессор ТДА; XI — питание на 8-ю тарелку К-1; XII — кубовая жидкость; XIII — СОГ на охлаждение адсорбентов; XIV — СОГ в ДКС; XV — ШФЛУ в товарный парк.

Таблица 4.45

Способ отгрузки основной продукции Южно-Балыкского ГПЗ [14]

Продукт	Способ отгрузки		
	железнодорожный	трубопроводный	автомобильный
Газы горючие природные для промышленного и коммунально-бытового назначения	—	На нужды ОАО «Нефтеюганскгаз», ОАО «Тюменьэнерго», НГДУ Мамонтовнефть, ООО «Теплонетфть», ОАО «СибурТюменьГаз», СГРЭС-1 (ОГК-2), СГРЭС-2 (ОГК-4)	—
Товарный газ	—	В систему магистральных газопроводов ПАО «ГАЗПРОМ»	—
ШФЛУ	Пыть-Ях	Южно-Балыкская ЛПДС — Тобольск-Нефтехим	—
Газы углеводородные сжиженные	—	—	Местным потребителям

Модернизации и реконструкции Южно-Балыкского ГПЗ

19 мая 2015 г. был одобрен проект по модернизации узла сепарации газа и конденсата. В НИПИГазпереработке спроектированы блок адсорбционной осушки газа производительностью 2 млрд м³ в год и воздушная компрессорная станция производительностью 1,5 млрд м³ в год, воздушная компрессорная станция с блоком получения азота, а также реконструкция установки НТКиР

[17]. Все вновь проектируемые технологические объекты должны быть интегрированы в существующие объекты Южно-Балыкского ГПЗ.

В июле 2016 г. ОАО «Казанькомпрессормаш» уже изготовило газоперекачивающий полнокомплектный агрегат (ГПА) для проекта реконструкции Южно-Балыкского ГПЗ [18]. Газоперекачивающий агрегат производительностью 170 000 $\text{м}^3/\text{ч}$ и конечным давлением 8,0 МПа на базе компрессорного агрегата 4ГЦ2-242/12-80 и газотурбинного привода мощностью 18 МВт предназначен для компримирования СОГ, поступающего с установок подготовки газа (УПГ-1 и УПГ-2), и его последующей подачи на установку низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР) и далее в магистральный газопровод.

Компрессорная система укомплектована сухими газодинамическими уплотнениями, дублированными аппаратами воздушного охлаждения масла компрессора, а также байпасным клапаном, размещенным внутри укрытия компрессорного агрегата, что обеспечивает повышенную эксплуатационную надежность, удобство технического обслуживания и увеличенный ресурс работы оборудования. Полнокомплектный компрессорный агрегат успешно прошел заводские испытания с участием представителей заказчика, на которых были подтверждены все заявленные характеристики оборудования.

В сентябре 2016 г. Главгосэкспертиза одобрила проект строительства установки глубокой очистки ШФЛУ на Южно-Балыкском ГПЗ. Технология дополнительной очистки ШФЛУ на основе аминной кислоты разработана НИПИГАЗом [19]. Она имеет ряд особенностей и отличается от классических схем очистки газов и СУГ. Технология позволяет очистить ШФЛУ не только от сероводорода, углекислого газа, но и от элементарной серы. НИПИГАЗ — разработчик рабочей документации проекта.

Контактная информация

Полное наименование организации	Южно-Балыкский газоперерабатывающий завод
Адрес	Россия, 626483, Тюменская обл., Нефтеюганский р-н, г. Пыть-Ях, 7-й мкрн.
Телефон	+7(3463) 44-72-05
Факс	+7(3463) 44-76-00
Электронный адрес	yubpk@stg.sibur.ru
Сайт	http://www.sibur.ru/stg

4.5.4. Белозерный ГПК (ПАО «СИБУР Холдинг» — ООО «Юграгазпереработка — АО «СибурТюменьГаз»)

ООО «Белозерный ГПК» был построен в 1980 г. с целью решения проблемы полезного использования ПНГ в ХМАО. В его состав входят Белозерный ГПЗ и Радужнинское ГПП.

Становление и развитие Белозерного ГПК

Основанием для строительства Белозерного завода (рис. 4.123) явились Постановление Совета министров СССР № 37 от 15.01.76 «О дополнительных мерах по сокращению потерь газа в 1976–1980 гг.» и приказ Министерства нефтяной промышленности № 138 от 19.02.76.

Будущий завод предназначался для переработки ПНГ северной части Самотлорского, Варьеганского, Тюменского и Хохряковского месторождений.



Рис. 4.123
Белозерный ГПК

В 1977 г. была выбрана площадка для строительства завода.

Проект завода был разработан фирмой «Флуор», США. Генеральный проектировщик — ОАО «НИПИГазпереработка». Оборудование поставлено фирмой JSW (Япония). Генеральный подрядчик — Мегионгазстрой.

Для осуществления функций заказчика по строительству был сформирован цех № 7 при Нижневартовском ГПЗ, на базе которого 1 марта 1980 г. был создан Белозерный ГПЗ (рис. 4.124, 4.125).

Первый газ был принят на установку переработки газа № 1 5 ноября 1980 г., а в 1981 г. были организованы новые структурные подразделения завода: Варьеганское производство по подготовке и компримированию газа мощностью 3,6 млрд м в год. Производство обеспечивало осушку и транспортировку ПНГ Варьеганского, Северо-Варьеганского, Тагинского месторождений на газоперерабатывающие заводы Нижневартовского комплекса и Белозерный ГПЗ [20].

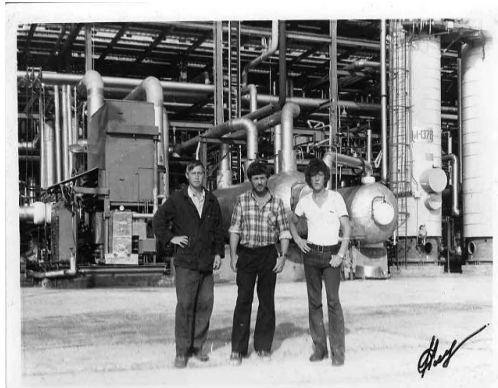


Рис. 4.124
Установка переработки газа



Рис. 4.125
Стела (пос. Белозерный)

Пик производства на заводе — 1988 г., затем начался спад, так как в 1990-е гг. наиболее выгодным стал экспорт углеводородного сырья в дальнее зарубежье, а способом утилизации ПНГ было его сжигание на месторождениях.

Через несколько лет с подъемом добычи нефти поставки газа на заводы увеличились, и вскоре имеющихся мощностей стало не хватать [20].

В 2002 г. создано предприятие ОАО «Белозерный ГПК», в состав которого вошли Белозерный ГПЗ, Варьеганское газоперерабатывающее производство и Бахилевская компрессорная станция [21].

Бахилловская компрессорная станция мощностью 2,2366 млрд м³ была введена в эксплуатацию в 2003 г. Станция предназначалась для компримирования ПНГ 1-й ступени сепарации Бахилловского, Колик-Еганского и Хохряковского месторождений нефти, адсорбционной осушки и транспорта газа на Нижневартовский и Белозерный ГПЗ.

20 ноября 2006 г. ОАО «Белозерный ГПК» преобразовано в ООО «Белозерный ГПК».

В 2006 г. СИБУР и ТНК-ВР подписали соглашение о создании совместного предприятия по переработке ПНГ ООО «Юграгазпереработка» на базе Нижневартовского и Белозерного ГПЗ. В 2007 г. ООО «Юграгазпереработка» начало функционировать. После покупки акций ТНК-ВР компанией «Роснефть» ООО «Юграгазпереработка» становится совместным предприятием Сибура и Роснефти. Позднее к Нижневартовскому и Белозерному ГПЗ в рамках ООО «Юграгазпереработка» присоединилось ООО «Няганьгазпереработка».

Основной задачей являлась переработка ПНГ, добываемого в Нижневартовском районе, и выработка из него СОГ и ШФЛУ.

Заводы «Юграгазпереработки» были загружены на 100% своих мощностей и перерабатывали более 9,3 млрд м³ ПНГ. В 2009 г. объем переработки газа предприятиями «Юграгазпереработки» существенно возрос [20].

В сентябре 2009 г., в результате реорганизации, образовалось Радужнинское ГПП [14], которое вошло в состав Белозерного ГПК.

В 2014 г. СИБУР выкупил у Роснефти 49% акций компании ООО «Юграгазпереработка».

Исполнительный директор Белозерного ГПК — Евгений Леонидович Семенко.



Евгений Леонидович Семенко
Директор ООО «Белозерный ГПК»

Е. Л. Семенко родился 7 мая 1973 г. в г. Уфа, окончил Уфимский государственный нефтяной технический университет по специальности «Химическая технология органических веществ».

С 1997 г. работал в Уфаоргсинтезе в должности аппаратчика полимеризации, затем аналогичную должность занимал в Башнефтехиме.

С 2001 г. работает в Сибуре, начинал с должности начальника отделения цеха терефталевой кислоты (ТФК) в ПОЛИЭФе.

2001–2014 гг. — занимал должности от начальника отделения до главного инженера — руководителя производственной площадки.

Схема потоков, состав и мощности технологических процессов

ООО «Белозерный газоперерабатывающий комплекс» включает в себя:

— Белозерный газоперерабатывающий завод (переработка ПНГ);

— Радужнинское ГПП, в состав которого входят:

- Бахилловская компрессорная станция (транспортировка ПНГ);

- Варьеганское газоперерабатывающее предприятие (подготовка и транспортировка ПНГ).

Основная цель Белозерного ГПК: решение проблемы полезного использования ПНГ; стабильная загрузка и расширение мощностей по переработке ПНГ в ХМАО [21]. Проектная мощность БГПЗ (переработка) — 4,28 млрд м³/год.

Основными поставщиками сырья (ПНГ) являются ОАО «Тюменская нефтяная компания», ОАО «ТНК-Нижневартовск», ОАО «Варьеганнефтегаз», ОАО «Варьеганнефть» [14].

На Белозерном ГПК осуществляется переработка ПНГ по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером на двух технологических линиях производительностью 2140 млн м³/год каждая. Каждая технологическая линия состоит из нескольких технологических блоков, в которых осуществляется компримирование сырого ПНГ, его осушка и низкотемпературное разделение. Для обеспечения процесса холодом предусмотрена пропановая холодильная установка [14].

Ниже представлены структура, состав, действующие мощности установок (табл. 4.46) и схема потоков Белозерного ГПК (рис. 4.126).

Таблица 4.46

Технологическая структура, состав и действующие мощности установок, млн м³/год [14]

Технологический процесс	Установка	Дата ввода	Мощность
Переработка попутного нефтяного газа по схеме низкотемпературной конденсации	УПГ-1	5 ноября 1980 г.	2140
Переработка попутного нефтяного газа по схеме низкотемпературной конденсации	УПГ-2	18 февраля 1981 г.	2140

В состав Белозерного ГПК входят Варьеганская и Бахилловская компрессорные станции, объединенные в Радужнинское газоперерабатывающее предприятие (РГПП).

Радужнинское газоперерабатывающее предприятие (РГПП). Варьеганская и Бахилловская компрессорные станции

Радужнинское ГПП предназначено для компримирования и осушки попутного нефтяного газа, в его состав входят три очереди, в составе каждой — компрессорная станция и установка осушки. Проектная производительность каждой очереди составляет 2400 млн м³/год.

Схемой компрессорной станции предусмотрена подача компримированного газа на установку адсорбционной осушки газа УКПГ, на установку НТК для частичного отбензинивания с последующим транспортом осушенного газа на Белозерное ГПП, Нижневартовский ГПЗ и местным потребителям [14]. Мощность по переработке газа — 1000 млн м³/год.

Схема потоков Радужнинского ГПП представлена на рисунке 4.127.

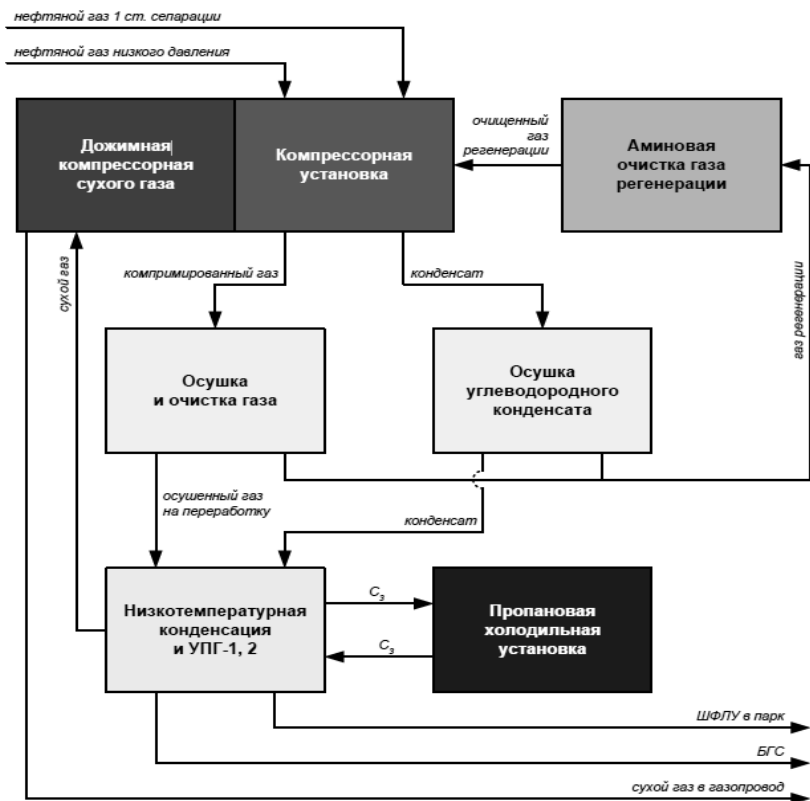


Рис. 4.126
Схема потоков Белозерного ГПК

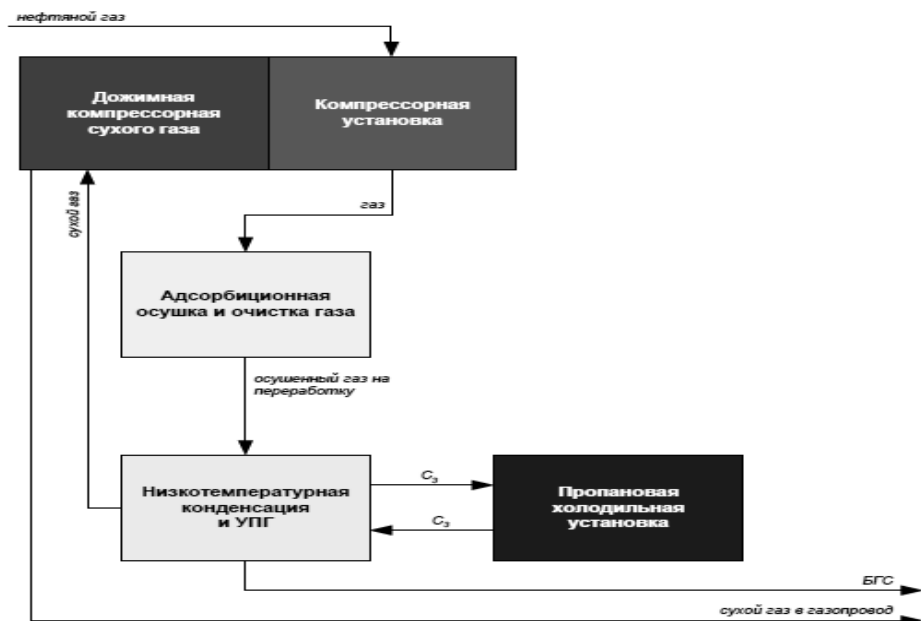
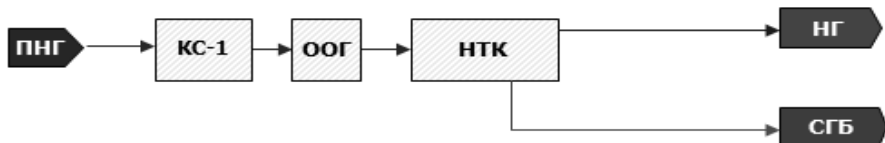


Рис. 4.127
Схема потоков Радужнинского ГПП [14]

a



б



Рис. 4.128

Принципиальные схемы КС: Варьеганской (а) и Бахилловской (б):

ПНГ — попутный нефтяной газ; НГ — нефтяной газ; СГБ — стабильный газовый бензин. КС-1,2 — компрессорная станция; ООГ — отделение осушки газа; НТК — низкотемпературная конденсация.

Проектная мощность:

ВКС (компримирование) — 2,4 млрд м³/год, выработка БГС — 35 тыс. т/год;

БКС (компримирование) — 2,2 млрд м³/год.

Генеральный проектировщик:

ВКС: ЗСФ «НИПИГазпереработка»;

БКС: ДЗАО «НижневартовскНИПИнефть».

Оборудование: отечественное и импортное.

Пуск в эксплуатацию: ВКС — 1990 г. БКС — 2003 г. [21].

Установка компримирования сырого газа УКГ-1 и УКГ-2



Рис. 4.129

Установка компримирования сырого газа

Установка компримирования сырого газа предназначена для измерения, отключения и компримирования поступающего на завод ПНГ с Самотлорского, Варьеганского, Бахилловского, Хохряковского и Тюменского месторождений.

Каждая из УКГ включает в себя: машинный зал, в котором установлено 8 центробежных компрессоров фирмы MITSUBISHI (Япония); наружную площадку, где расположены промежуточные и концевые сепараторы, аппараты воздушного охлаждения газа, система горячего и холодного гликоля, насосное оборудование, отсекающая арматура, узлы замера газа.

Управление технологическим процессом компримирования газа осуществляется посредством автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП).

Отделение осушки газа на адсорбенте

Отделение осушки газа обеспечивает осушку нефтяного газа за счет адсорбента (искусственный цеолит КА-У) до -60°C , цеолит адсорбирует воду, находящуюся в газе.

В состав ООГ входят: 6 адсорберов; клапана-отсекатели; фильтр-пылеуловитель; система газа регенерации, состоящая из: газодувки, сепаратора газа регенерации, аппарата воздушного охлаждения, технологической печи. Проектная производительность ООГ по осушке газа 4,28 млрд $\text{м}^3/\text{год}$ [21].

Пропановая холодильная установка (ПХУ)

Пропановая холодильная установка предназначена для обеспечения хладагентом — пропаном холодильных аппаратов процесса низкотемпературной конденсации и состоит из: машинного зала, в котором смонтирован один турбокомпрессор, и наружной площадки с емкостным оборудованием и аппаратами воздушного охлаждения. Управление технологическим процессом осуществляется посредством автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУТП) [21].

Отделение низкотемпературной конденсации (НТК)

Отделение НТК предназначено для переработки ПНГ с целью получения отбензиненного газа и ШФЛУ. Проектировщик процесса — фирма «ФЛЮОР», США. Переработка газа осуществляется по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером. Проектная производительность по переработке газа 2,14 млрд $\text{м}^3/\text{год}$.

Отделение НТК состоит из следующих блоков: пропанового охлаждения; турбодетандерного; низкотемпературной конденсации, получения ШФЛУ, ректификации; повторного компримирования отбензиненного газа [21].

Компрессорная технического воздуха (КТВ)

Компрессорная технического воздуха (КТВ) обеспечивает производственные подразделения, в первую очередь КИПиА, воздухом.

В состав КТВ входят: воздушные компрессоры, 4 шт.; блок осушки воздуха; холодильники; запорная и регулирующая арматура.

Производственные показатели

Сухой отбензиненный газ поставляется на магистральный г/п «Парабель — Кузбасс» и на г. Радужный; ШФЛУ направляется для дальнейшей переработки по магистральному продуктопроводу на Тобольский НХК.

На рисунке 4.130 представлены производственные показатели Белозерного ГПК [21]:

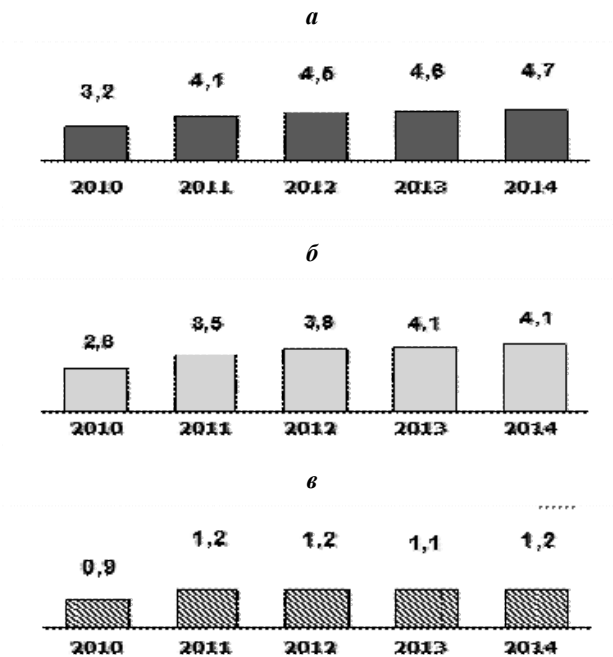


Рис. 4.130

Динамика:

а) переработки НПГ, млрд м³; б) выработки СОГ, млрд м³; в) выработки жидких у/в, млн т.

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «Белозерный газоперерабатывающий комплекс»
Адрес	628816, ХМАО-Югра, Нижневартовск, ул. Омская, 1
Контактный телефон	(3466) 49-45-04 (приемная)
Факс	(3466) 49-45-33
Сайт	http://www.sibur.ru/stg

Полное наименование организации	Радужнинское газоперерабатывающее предприятие
Адрес	628463, ХМАО-Югра, Радужный, Промзона
Контактный телефон	(34668) 4-58-24, 01 (приемная)
Факс	(34668) 4-58-40
Сайт	http://www.sibur.ru/stg

4.5.5. Муравленковский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)

Муравленковский ГПЗ — филиал АО «СибурТюменьГаз», введенный в эксплуатацию в 1987 г., предназначен для приема на переработку ПНГ (его компримирования, осушки, извлечения ШФЛУ и получения СОГ) [14].



Рис. 4.131
Муравленковский ГПЗ

История создания и становления Муравленковского ГПЗ

Проблема утилизации ПНГ в Ямало-Ненецком АО возникла с открытием и вводом в эксплуатацию ряда нефтяных месторождений. До этого ПНГ сжигали на факелах, что сильно влияло на экологическую обстановку, и, более того, пропадало базовое сырье для нефтехимической промышленности. К тому же газоперерабатывающие заводы Ямала не справлялись с объемом добываемого ПНГ.

Закон «Об использовании попутного нефтяного газа» и рентабельность утилизации ПНГ позволили значительно улучшить экологическую ситуацию в регионе и увеличить поставки сырья на ГПЗ Ямала.

Муравленковский ГПЗ изначально был основан для переработки попутного газа, добываемого на нефтяных промыслах Ноябрьской группы месторождений, расположенных на юге Ямало-Ненецкого автономного округа (Холмогорское, Суторминское, Муравленковское и др.).

Первая очередь Муравленковского ГПЗ (установки компримирования и осушки ПНГ) была запущена в 1987 г. Свое название предприятие получило в честь выдающегося нефтяника Виктора Ивановича Муравленко.

В 1990 г. была введена в эксплуатацию вторая очередь [14, 22]. Каждая из очередей была рассчитана на прием 1,07 млрд м³ попутного нефтяного газа в год.

В 1992 г., при участии НИПИгазпереработки (г. Краснодар), была спроектирована и внедрена схема производства стабильного газового бензина, что позволяло максимально извлекать тяжелые углеводороды из газа и получать углеводороды с точкой росы согласно ОСТ 5140-93 [14].

До 1999 г. завод входил в состав ОАО «Сибнефтегазпереработка», а с 1 января 1999 г. Муравленковский ГПЗ вошел в состав Ноябрьского газоперерабатывающего предприятия — филиала ОАО «Сибнефтегазпереработка» (с 1 июня 2000 г. — филиала ОАО «Сибур-Тюмень», с июня 2003 г., после изменения формы собственности и названия входит в состав АО «СибурТюмень-Газ»). В марте 2003 г. на Муравленковском ГПЗ была запущена первая на Ямале пропановая холодильная установка (ПХУ): степень извлечения целевых компонентов достигла 67%. В декабре 2003 г. было закончено строительство турбодетандера, и в 2004 г. он был введен в эксплуатацию.

В феврале 2004 г. Муравленковский ГПЗ, работавший ранее лишь в качестве компрессорной станции, осушающей газ, заработал по полной проектной схеме, и степень извлечения целевых компонентов из газа составила 86%, а в апреле 2004 г. достигла 91–92% [4, 14].

В 1985 г. введен в эксплуатацию Холмогорский компрессорный цех, в 1990 г. — Вынгапуровский компрессорный цех, а в 1991 г. — Вынгаяхинский компрессорный цех [14].

В августе 2009 г. на Вынгапуровской компрессорной станции (КС) Ноябрьского ГПК была запущена установка низкотемпературной сепарации (НТС), которая позволила выделять из принимаемого на переработку ПНГ до 200 тыс. т в год ШФЛУ, а также довести качество СОГ до технических требований газотранспортной системы Газпрома.

Для транспортировки ШФЛУ до конденсатопровода Газпрома был построен 80-километровый продуктопровод. Весь объем ШФЛУ поставляется на «Тобольск-Нефтехим», где в 2009 г. была завершена реконструкция центральной ГФУ и мощность выросла до 3 млн т ШФЛУ в год.

В марте 2010 г. завершилась модернизация установки НТС Вынгапуровской КС, в результате которой, за счет оптимизации теплообменного оборудования, была увеличена мощность по приему ПНГ с 1,26 до 1,4 млрд м³ в год, а производительность по ШФЛУ выросла до 230 тыс. т в год [22].

В апреле 2009 г. было подписано Соглашение о сотрудничестве между главой администрации города Муравленко Василием Быковским и Генеральным директором Ноябрьского ГПК Леонидом Коваленко. Аналогичный документ в 2011 г. подписал глава администрации города Муравленко Михаил Никитин. В 2012 г. был подписан договор между администрацией города, СибурТюмень-Газом и Муравленковским ГПЗ, по которому завод будет осуществлять газоснабжение города и принимать участие в развитии социальной инфраструктуры.

Директор Муравленковского ГПЗ в настоящее время — Максим Алексеевич Петелин, сменивший Анатолия Анатольевича Есипова [1].



Максим Алексеевич Петелин
Директор Муравленковского ГПЗ

М. А. Петелин окончил Уральский федеральный университет имени Б. Н. Ельцина по специальностям «Литье металлов» и «Экономика и управление на предприятии (машиностроение)», получил степень МВА в Урало-Сибирском Институте Бизнеса.

2004–2016 гг. — занимал должности от директора дистрибьюторской компании до директора филиала АО «СибурТюменьГаз».

С 2015 г. начал работать на предприятии с должности советника управления эффективностью ООО «СИБУР».

Технологии Муравленковского ГПЗ

Сегодня основной задачей Муравленковского ГПЗ является утилизация ПНГ, которая приводит к сокращению объемов сырья, сгорающего на факелах,

а также позволяет производить топливо и сырье для нефтехимической промышленности.

Завод осуществляет поставки СОГ в магистральный газопровод Уренгой — Челябинск. Этим же газом снабжается котельная Муравленковского ГПЗ, обеспечивающая завод паром для технологических нужд, отопления производственных и бытовых помещений. Завод обеспечивает также отбензиненным газом котельную города Муравленко.

ШФЛУ подается в продуктопровод Новый Уренгой — Сургутский ЗСК.

Генеральный проектировщик завода — НИПИГазпереработка. Генеральный подрядчик — трест «Ноябрьскнефтегазстрой» [14].

На Муравленковский ГПЗ поступает ПНГ с Холмогорской КС, Когалымской ГКС, месторождений: Муравленковского, Суторминского, Сугмутского (одно из крупнейших месторождений ООО «Газпромнефть — Ноябрьскнефтегаз»).

Потенциальное содержание целевых компонентов C_{3+} составляет 300–320 г/м³. Коэффициент извлечения целевых углеводородов C_{3+} составляет по проекту ~95% [12].

Муравленковский ГПЗ включает в себя I и II очереди по переработке ПНГ производительностью 1,073 млрд м³ газа в год каждая [14].

Одна очередь Муравленковского ГПЗ включает в себя следующие технологические блоки: компрессорная станция нефтяного газа; блок адсорбционной осушки газа; блок НТК с турбодетандером; дожимная компрессорная станция [12].

На рисунке 4.132 представлена схема потоков Муравленковского ГПЗ.

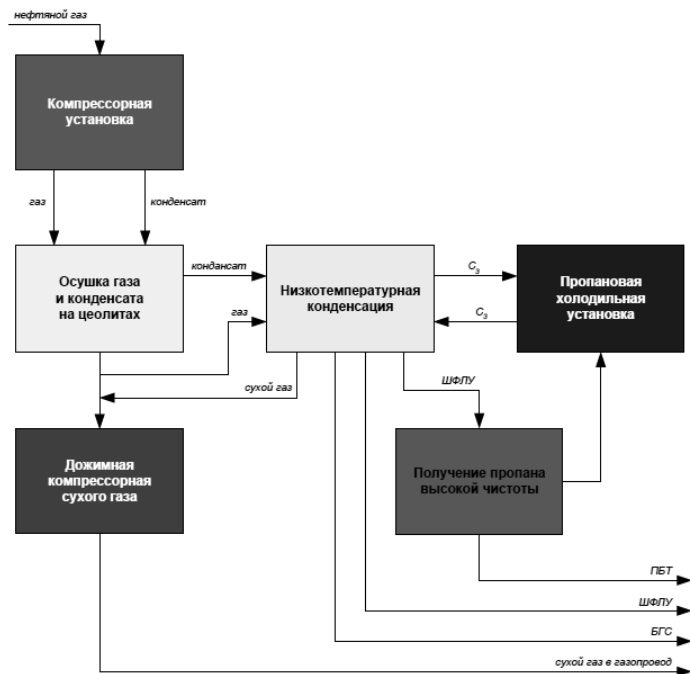


Рис. 4.132

Схема потоков Муравленковского ГПЗ — АО «СибурТюменьГаз» [14]

Газ поступает с месторождений на установку дополнительной сепарации, где очищается от нефтяного конденсата и пыли. После этого он проходит через коммерческие узлы учета, которые контролируют объем поступившего сырья. Далее газ осушается твердыми поглотителями, чтобы избежать процесса образования влаги в трубах. После этого осушенный газ поступает на установку низкотемпературной конденсации, где в пропано-холодильной установке захлаживается до температуры -40°C . В дальнейшем газожидкостная смесь разделяется и поступает на турбодетандерный агрегат, с помощью которого газ захлаживается до -80°C для извлечения из него как можно больше углеводородных компонентов.

Пропано-холодильная установка (ПХУ)

Температура охлаждения газа — до -33°C при расходе газа 112 тыс. $\text{м}^3/\text{ч}$. Степень извлечения целевых компонентов с работой ПХУ и турбодетандером 91–92% [14].

Установка низкотемпературной конденсации (НТК)

Для снижения потерь целевых углеводородов с отбензиненным газом на Муравленковском ГПЗ институтом «НИПИгазпереработка» был рассмотрен вариант по модернизации установки НТК, предусматривающий использование нового пластинчатого теплообменника, в котором весь объем газа деэтанализации охлаждается частью холодного отбензиненного газа деметанизатора К-301. По данному варианту сухой отбензиненный газ из К-301 направляется на дожимную компрессорную станцию, как предусмотрено проектом (рис. 4.133) [12].

Такая переобвязка потоков снижает содержание целевых углеводородов C_{3+} в сухом отбензиненном газе с 17 до 10 $\text{г}/\text{м}^3$, тем самым повышается коэффициент извлечения целевых компонентов с 95,6 до 98,1%. Выработка ШФЛУ увеличивается на 6 тыс. т/год.

ШФЛУ, вырабатываемая на НТК, под собственным давлением (2,4–2,8 МПа) направляется по продуктопроводу на наливную эстакаду [12].

Производственный потенциал Муравленковского ГПЗ и энергосберегающие программы

Существенную роль в развитии завода сыграло увеличение поставки сырья — ПНГ. В планах руководства завода — полная загрузка производственных мощностей и рост эффективности производства. Так как СИБУР активно взаимодействует с нефтедобывающими компаниями, завод обеспечен долгосрочными договорами с нефтяниками по поставке ПНГ.

На Муравленковском ГПЗ внедряются программы, направленные на энергоэффективность и энергонадежность, цель которых — снижение потребления электроэнергии не менее чем на 5% в год.

Энергосбережение: программа по внедрению АСУТП подразумевает эффективный контроль потребления электроэнергии на предприятии. На заводе внедрено также частотное регулирование приводов в аппаратах воздушного охлаждения.

Энергонадежность: планируется установить динамические компенсаторы искажения напряжений.

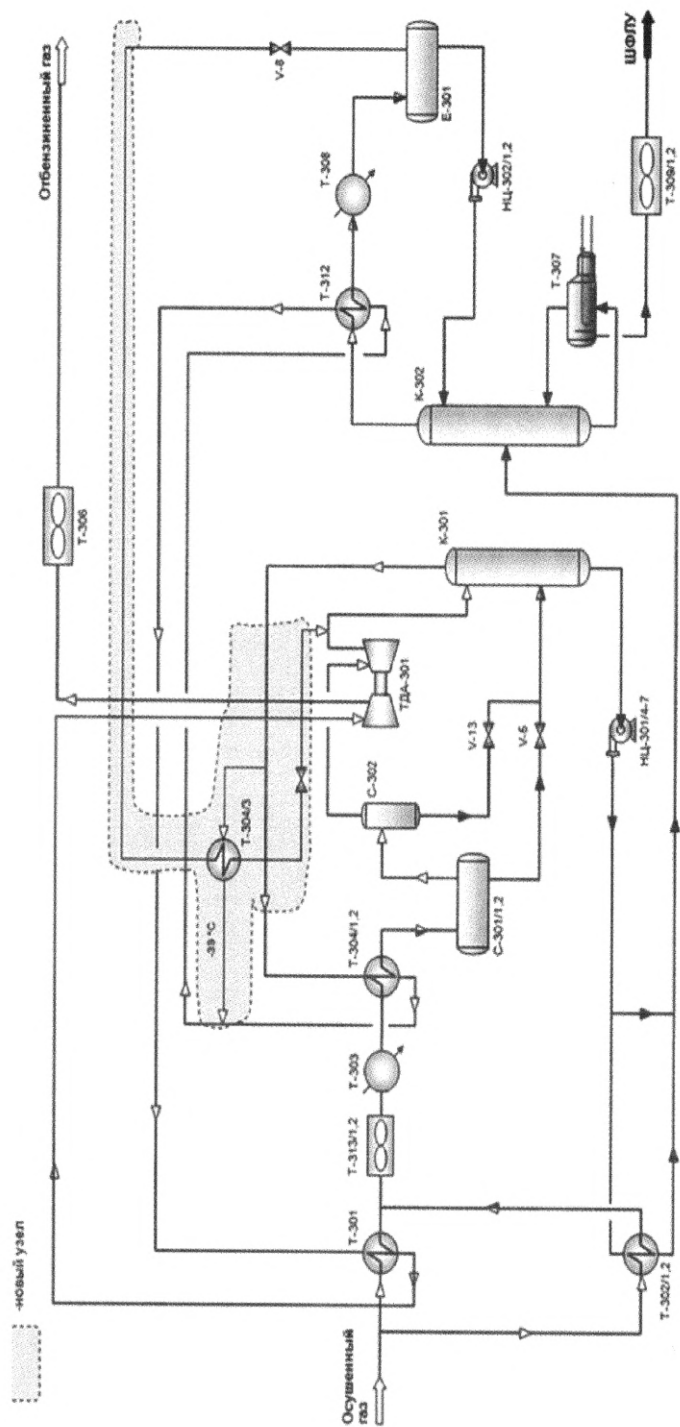


Рис. 4.133

Принципиальная технологическая схема модернизированной установки НТК на Муравленковском ГПЗ [12]:

T-301, T-302, T-304, T-312 — теплообменники; T-303, T-308 — пропановые холодильники; T-307 — испаритель; T-313, T-308, T-309 — воздушные холодильники; C-301, C-302 — сепараторы; TДА-301 — рефлюксная емкость; TДА-301 — турбодетандер; H-301, H-302 — насосы; K-301 — демеанизатор; K-302 — деэтансатор.

Контактная информация

Полное наименование организации	Муравленковский газоперерабатывающий завод
Адрес	ГПС, Суторминское месторождение, г. Муравленко, Ямало-Ненецкий АО, 629600
Контактный телефон	(34938) 4-26-02
Сайт	http://www.sibur.ru/

4.5.6. Няганьгазпереработка (ПАО «СИБУР Холдинг» — ООО «Няганьгазпереработка» — АО «СибурТюменьГаз»)

Мы начинаем рассмотрение заводов, введенных в эксплуатацию после 1980 г. (Муравленковский, Красноленинский, Губкинский).

Технологии этих заводов отличаются от технологий, применяемых на рассмотренных ранее заводах. Нижневартовский ГПЗ (1-я очередь) и Южно-Балыкский ГПЗ, введенные в 1975–1979 гг., основаны на технологии масло-абсорбции. Белозерный ГПЗ и Нижневартовский ГПЗ-4 работают по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с турбодетандером, закупленной комплектной поставкой в 1979 г. в Японии (Nichimen), проектировщик Fluor (США). Заводы, введенные после 1980 г., запроектированы и построены по технологии НТК на отечественном оборудовании.

Начнем с Красноленинского ГПЗ — сегодня это предприятие ООО «Няганьгазпереработка» (рис. 4.134).



Рис. 4.134
ООО «Няганьгазпереработка»

История строительства и становления [1, 4]

ООО «Няганьгазпереработка» было создано на базе производственных мощностей Красноленинского газоперерабатывающего завода (рис. 4.135), который расположен на 29 км автодороги Нягань — Талинка.

Строительство Красноленинского ГПЗ осуществлялось на основании Постановления ЦК КПСС и Совета министров СССР от 20.08.1985 № 797 «О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири в 1986–1990 годах». Приказом Всесоюзного промышленного объединения «Союзнефтегазпереработка» от 22.10.85 № 84 в составе производственного объединения «Сибнефтегазпереработка» было создано Красноленинское

управление по внутрипромысловому сбору и использованию попутного нефтяного газа (Кр.УВСиГ). Управление занималось промысловым сбором, подготовкой и транспортировкой газа.



Рис. 4.135

Красноленинский газоперерабатывающий завод

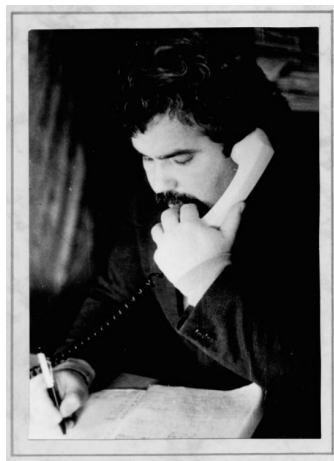
В связи с возрастающими запасами нефти и газа по Красноленинской группе, на основании уточнения сырьевой базы по месторождениям Западной Сибири возникла необходимость в строительстве газоперерабатывающего завода. На уровне министерства официальное решение о строительстве завода было принято и подписано осенью 1985 г. Госплан СССР определил начало строительства первой очереди завода в 1986 г. Целесообразность строительства Красноленинского ГПЗ производительностью 1,07 млрд м³ в год в объеме компрессорной станции трудно переоценить — предприятие строилось и было пущено в эксплуатацию с четко поставленной целью — для утилизации попутного нефтяного газа. Без ГПЗ это ценнейшее сырье не только не могло быть полезно использованным, но попросту бы сжигалось и загрязняло окружающую среду.

Современный город Нягань основан как базовый город нефтяников и газовиков. Нефтяная отрасль еще многие годы будет играть важную роль в экономике города. Но судьба города складывалась нетрадиционно для добывающих нефтяных территорий. Красноленинский свод месторождений, расположенных вокруг города, оказался уникальным по своему строению, но достаточно сложным в разработке. Это предопределило интересный и нелегкий путь развития завода.

Красноленинский ГПЗ начали возводить в период всесоюзной перестройки и на подъеме нефтедобычи. Ученые, оценив объемы запасов Красноленинского свода месторождений и темпы прироста нефтедобычи, решили воплотить в жизнь такой проект газоперерабатывающего завода на Няганской земле: три очереди с проектной мощностью по 1 млрд м³ газа в год на каждую.

В связи с вводом производственных мощностей по переработке газа приказом Главного Тюменского производственного управления по нефтяной и газовой промышленности от 08.12.87 Красноленинское УВСиГ было преобразовано в Красноленинский ГПЗ с подчинением в качестве структурной единицы объединению «Сибнефтегазпереработка». Красноленинский ГПЗ вступил в строй действующих 1 января 1988 г. Основными подрядчиками стали: «Приуралнефтегазстрой», «Уралметаллургмонтаж», «Объэлектромонтаж», «Уралмонтажавтоматика».

Тот год был трудным. Шли пусконаладочные работы, осваивалось новейшее оборудование. Со многими проблемами столкнулся первый директор ГПЗ Фаиз Минахметович Хафизов, возглавлявший завод с ноября 1985 по октябрь 1991 г.



Фаиз Минахметович Хафизов

Первый директор Краснотенинского ГПЗ 1985–1991 гг.

Ф. М. Хафизов родился 13 мая 1950 г. в г. Похвистнево Куйбышевской области. Окончил в 1969 г. Куйбышевский машиностроительный техникум, в 1978 г. — Куйбышевский политехнический институт.

С 1968 г. работал на Отраденском ГПЗ, прошел путь от прибориста до начальника ремонтно-механического цеха.

С 1977 г. работал в течение восьми лет на Нижневартовском ГПЗ зам. начальника, затем начальником РМЦ, зам. директора по кадрам и быту, зам. директора по капитальному строительству.

В 1985–1991 гг. — директор Краснотенинского ГПЗ.

Затем работал Генеральным директором ЗАО «Обьполимер». В конце 1990-х трудился в ОАО «РИТЭК», ЗАО «ЭКСИМ-Нефтемаш».

Главным инженером с первых дней существования ГПЗ был Владимир Александрович Сологуб, он сменил на посту директора завода Ф. М. Хафизова и руководил заводом до 1995 г.

В 1986 г. начинается строительство первой очереди газоперерабатывающего завода. В состав первой очереди вошли следующие объекты: установка компримирования и переработки газа, котельная, воздушно-компрессорная станция, реагентное хозяйство, магистральный газопровод, ремонтно-механическая мастерская, гараж, пожарное депо, сооружения связи, очистные сооружения, сети электроснабжения, система противопожарного снабжения и ряд других объектов, необходимых для функционирования предприятия. Генеральным подрядчиком строительства выступал трест «Приуралнефтегазстрой». Сроки строительства были ограничены двумя годами.

Завод находился в тридцати километрах от города. Поэтому в 1985 г. был организован автотранспортный участок ГПЗ, который был жизненно важен. 1986 г. ушел на подготовку инженерных сетей и фундамента первой очереди

ГПЗ. В 1986 г. был построен участок контрольно-измерительных приборов. Для его организации выделили корпус блок-бокс Б-12.

С начала 1987 г. ускоренными темпами развернулась широкомасштабная стройка. Во второй половине года начался прием персонала. Коллектив предприятия формировался в основном из специалистов, прибывших по приглашению с газоперерабатывающих заводов Западной Сибири. К концу года были укомплектованы кадрами все основные и вспомогательные производственные подразделения, закончены работы по монтажу и подготовке к пуску оборудования. 27 декабря 1987 г. состоялся первый пуск компрессора. В этом же году для работников предприятия построены 3 жилых дома.

В 1987 г. был построен один из первых действующих цехов на заводе — цех пароводоснабжения и канализации (ЦПиК). Самыми первыми были пущены сетевые насосы и теплотрассы. В начале октября 1987 г. был запущен первый котел. В 1987 г. на основании заключения ведущих специалистов было принято решение произвести пуск КЦ-101/2. Операторы и машинисты во время пуска работали в исключительно слаженном режиме. Начал действовать компрессор-890, и пошли первые тысячи кубов попутного нефтяного газа.

В январе 1988 г. введена в эксплуатацию первая очередь завода. К этому времени предприятие имело в своем составе: цех компримирования и переработки газа (ЦКиПГ), ремонтно-механический цех, цех контрольно-измерительных приборов и автоматики, цех пароводоснабжения (запущен первый котел), электроцех (принято напряжение на закрытое распределительное устройство 10 кВ), товарно-сырьевой цех (введена воздушно-компрессорная станция), химическую лабораторию, участок связи, базу производственного и транспортного обслуживания (центральный склад).

Первый газ на переработку был принят 31 декабря 1988 г. С этого времени начал формироваться и работать в полную силу коллектив молодого предприятия. Многие ветераны производства с ностальгией вспоминают о становлении и строительстве завода: *«...все начиналось буквально с нуля. Здесь, на няганском болоте развернули базу, начали строительство первой очереди завода, административного здания, автотранспортного участка, всевозможных подсобных помещений и складов. Приемка в эксплуатацию ГПЗ при подписании акта государственной комиссии для всех являлась чрезвычайно важным моментом. Последняя подпись была поставлена под Новый год, 31 декабря 1987 года. Прекрасный новогодний подарок!»*

В связи с вводом в январе 1988 г. производственных мощностей по переработке газа управление было преобразовано в Краснотенинский газоперерабатывающий завод в составе производственного объединения «Сибнефтегазопереработка».

В 1988 г. начато строительство второй очереди завода, включающей установку компримирования и осушки газа № 2, установку низкотемпературной конденсации № 1 и № 2, установку получения пропана. В цехе пароводоснабжения создан участок водоснабжения и канализации.

В 1989 г. принят в переработку первый миллиард кубометров ПНГ, введена в эксплуатацию азотно-кислородная станция. А в планах завода — строительство установки по переработке газа [23].

Основные этапы развития предприятия

В 1990 г. введена в строй вторая очередь завода, построены новые здания заводоуправления и электроцеха. В сентябре 1994 г. на прирельсовой базе завода наполнена продукцией первая цистерна. С каждым годом росли поставки попутного нефтяного газа. Факелы, горевшие на месторождениях с начала освоения, постепенно ликвидировались. Выполнялась поставленная задача — максимально увеличить утилизацию ПНГ.

В 1995 г. происходит снижение объемов добычи нефти и как следствие — снижение загрузки сырьем. Несмотря на то что существующие мощности завода позволяют ежегодно принять в переработку до 2,140 млн м³ газа, в период с 1995 по 2002 г. они были загружены всего на 15–20%.

С мая 1996 г. по июнь 2000 г. заводом руководил Н. М. Шумилов, он прошел на производстве путь от механика до генерального директора.

Из интервью с Генеральным директором АО «Красноленинский ГПЗ» Н. В. Шумиловым: *«У нас есть мощности по переработке газа и получения из него широких фракций легких углеводородов — еще в 1991 году построена. Однако отсутствует схема реализации, попросту нет продуктопровода и наливной эстакады... Имеем убытки, связанные с низкими объемами поступления сырья и высокой стоимостью, которые окупятся через два-три года...»* [24]

Эти годы были достаточно тяжелыми для предприятия и для коллектива. Ситуация на отраслевом рынке была не менее напряженной.

Красноленинский ГПЗ в 1990-е гг. представлял собой комплекс технологических блоков, осуществляющих компримирование, очистку, осушку сырого газа, отбензинивание его, компримирование отбензиненного газа. Сырьем служил нефтяной газ Таллинского месторождения. Завод в это время выпускает сухой отбензиненный газ, идущий в магистральный газопровод «Уренгой-Центр», который в основном используют на коммунальные нужды двух городов — Нягани и Урая, а оставшиеся объемы подаются в систему Газпрома. ШФЛУ, являющаяся сырьем для нефтехимии и нефтепереработки, направляется в магистральный продуктопровод и реализуется для отечественных нужд и по экспортному варианту, пропан-бутан используется для промышленных нужд региона. В небольших количествах завод выпускает кислород, тосол и бензин А-76, который также используется на местные нужды.

С целью максимального сокращения вредных выбросов в атмосферу на заводе применялись рациональные схемы технологических процессов, автоматизация процессов, обеспечивающая стабильную работу оборудования, постоянство технологического режима, предупреждающее возникновение аварийных ситуаций. Сокращение вредных выбросов способствовало использованию газа в качестве топлива котельной, печей, применению на аппаратах и емкостях одной системы ППК со сбросом в закрытую систему для сжигания на факеле.

Площадь территории, занимаемой заводом и его службами, составляла 104 га. На его территории, кроме основных цехов по компримированию и переработке газа, расположены: азотно-кислородная станция, цех производственного водоснабжения и канализации, воздушная компрессорная, электроремонтная мастерская, ремонтно-механическая мастерская, гараж, пожарное депо, здание управления. К услугам работающих столовая на 80 мест, магазин, общежитие, медпункт.

18 сентября 1989 г. ГПЗ принял с начала года один миллиард кубометров, план выполнил более чем на 130%, выработано товарной продукции на 13 млн 627 тыс. руб., получено 748 тыс. руб. прибыли.

30 июля 1990 г. госкомиссия подписала акт о приемке в эксплуатацию второй очереди Красноленинского ГПЗ мощностью по переработке сырого газа 1,07 млрд м³ в год.

Была еще третья, но по приказу Минтопэнерго ее пришлось демонтировать. Это связано с тем, что в период строительства завода добыча нефти в п/о «Красноленинскнефтегаз» достигла 13 млн т в год, а объем попутного нефтяного газа — 2 млрд м³. Потом пошел спад. Ресурсная база, под которую строился завод, в итоге не подтвердилась [24].

Распоряжением государственного комитета РФ по управлению имуществом от 11.04.94 учреждено дочернее предприятие АООТ «Сибнефтегазпереработка» — акционерное общество открытого типа «Красноленинский газоперерабатывающий завод» (ДАООТ «КГПЗ»). «Красноленинский ГПЗ» как филиал ОАО «Сибур-Тюмень» создан 22.06.1999 на основании решения Совета директоров ОАО «Сибур-Тюмень».

В 1999 г. АО «Красноленинский газоперерабатывающий завод», входящее в состав объединения «Сибнефтегазпереработка», увеличило прием попутного газа и, соответственно, его переработку. Все это стало возможным благодаря пуску в эксплуатацию трех компрессоров на установке «Такат». Предприятие с переработкой более двух миллиардов кубометров газа в год существенно наращивает объем производства [24].

С июня 2000 г. по май 2002 г. директором завода был Р. М. Салихов, сильный руководитель, требовательный к себе и окружающим человек.

Около трети получаемого в эти годы заводом газа поступает с Западно-Ловинского месторождения, которое относится к системе Лукойла. Это существенно для результативных показателей Красноленинского ГПЗ [25].

В июне 2002 г. руководство завода принял Е. А. Клевцов, который с 1988 г. трудился на этом предприятии. Сформированный в первые годы строительства завод сохранился на 1/3.

Возрождение предприятия

2002 г. стал кульминационным и переломным в условиях затянувшегося кризиса. Красноленинский ГПЗ — к тому времени филиал ОАО «Сибур-Тюмень» — был преобразован в ООО «Няганьгазпереработка».

Начиная с 2003 г. вновь наращиваются объемы переработки ПНГ. Отложенные когда-то планы становятся актуальными.

В 2003 г., после преобразования завода в филиал ОАО «Сибур-Тюмень» ООО «Няганьгазпереработка», утраченные объемы начинают возвращаться, а отложенные планы вновь становятся актуальными. Экономическая ситуация стабилизировалась, перспективы у предприятия вполне реальные — вывод завода на проектную мощность. Необходимо было наладить производство ШФЛУ, построить железнодорожную эстакаду и продуктопровод.

В 2005 г. предприятию исполнилось 20 лет. В третий десяток завод вступил с новыми проектами и идеями. Инвестиционным комитетом ОАО «АК СИБУР» одобрен проект строительства наливной железнодорожной эстакады и продуктопровода. Проектным институтом «Нефтегазпереработка» разрабаты-

вается технико-экономическое обоснование инвестиций в строительство этого объекта [26].

В связи с невозможностью отгрузки ШФЛУ силами ООО «Няганьгазпереработка» были изменены в течение 2006 г. проектная схема и режим работы блоков установки низкотемпературной конденсации для получения вместо ШФЛУ пропан-бутана технического (ПБТ) и бензина газового стабильного (БГС).

В это время на заводе была восстановлена часть недействующего производства — пропано-холодильная установка. Реанимированная технология позволила увеличить выработку продукции в два раза. Возросшее количество продукта, как следствие, повлекло за собой повышение объемов реализации.

В сентябре 2007 г. на предприятии были введены в эксплуатацию два стратегически важных производственных объекта. Это технологический комплекс, предназначенный для хранения, учета и налива стабильного газового бензина и сжиженных углеводородных газов, производимых на предприятии путем переработки попутного нефтяного газа, и база производственного и транспортного обслуживания.

Введение в строй этих объектов определило новый этап в развитии завода, вывело его на уникальный уровень по величине объемов отгрузки сжиженного газа в контейнеры-цистерны. По отгружаемым в контейнеры-цистерны объемам сжиженного газа ООО «Няганьгазпереработка» не имеет аналогов в стране.

С 2007 г. по 2009 г. предприятием ООО «Няганьгазпереработка» руководил Р. В. Тумасьев, как он тогда отметил, «объекты вводятся в эксплуатацию взамен морально и физически устаревшего оборудования, уже не отвечающего современным эксплуатационным требованиям. Новый высокотехнологический комплекс позволит увеличить производительность по отгрузке сжиженного углеводородного газа почти в два раза» [27].

В 2009 г. в ООО «Няганьгазпереработка» было внедрено 18 рационализаторских предложений, из них экономически выгодными признаны девять, остальные касались улучшения производственного процесса. Эффективность после реализации рацпредложений составила порядка 80 млн руб. при финансовых затратах всего в несколько миллионов рублей.

Работа на предприятии поставлена таким образом, что любой желающий может представить идею для внедрения. В частности, для самих рационализаторов генерация идей служит неплохим двигателем для продвижения по карьерной лестнице. В целом же рационализаторская деятельность приводит к совершенствованию технологий и как следствие — снижению издержек и потерь предприятия.

Утилизация ПНГ и всех его составляющих должна способствовать высокотехнологичному освоению месторождений нефти, ликвидации неблагоприятных экологических последствий и возврату в торговый оборот углеводородного сырья. Именно эту региональную и общегосударственную задачу сегодня успешно выполняет ООО «Няганьгазпереработка».

В феврале 2010 г. был запущен турбодетандер ТДА-301 на установке низкотемпературной конденсации-1, в результате выработка пропана-бутана автомобильного достигла 680 т/сут.

15 мая 2010 г. принят к реализации инвестиционный проект «Увеличение извлечения целевых компонентов $C_{3+}B$ до 90% на ООО «Няганьгазпереработка» с бюджетом 140 200 тыс. руб.

В 2010 г. объем переработки ПНГ составил более 1320 млн м³. В связи с поставкой на предприятие таких объемов газа с 13 мая этого года впервые за всю историю завода задействованы обе установки переработки газа — УПГ-1 и УПГ-2.

Предприятие ООО «Няганьгазпереработка» сегодня

В настоящее время Исполнительным директором предприятия ООО «Няганьгазпереработка» является Алексей Геннадьевич Бикетов.



Алексей Геннадьевич Бикетов

Исполнительный директор ООО «Няганьгазпереработка»

А. Г. Бикетов окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов».

В нефтегазовой отрасли работает с 1989 г.

В 2003–2008 гг. — занимал руководящие должности в управлении по переработке газа «Сургутнефтегаз»: возглавлял инженерно-технологическую службу, руководил производственным отделом.

В 2008 г. был назначен главным инженером «Няганьгазпереработки», в декабре 2009 г. возглавил это предприятие.

В марте 2012 г. назначен техническим директором «СибурТюменьГаза».

Главная задача предприятия в настоящее время — прием и переработка ПНГ с месторождений «Роснефти» и «Лукойл-Западная Сибирь».

В настоящее время сырьевую базу предприятия составляет ПНГ с месторождений Краснотенского свода, расположенных на территории ХМАО Тюменской области, завод подготавливает и перерабатывает ПНГ с Таллинского, Ем-Еговского, Ловинского, Западно-Ловинского и других нефтяных месторождений Западной Сибири (рис. 4.136) [14].

Предприятие вырабатывает сухой отбензиненный газ и стабильный газовый бензин, осуществляет транспортировку газа в систему магистральных газопроводов ПАО «Газпром», газоснабжение городов Нягань и Урай.

В состав предприятия ООО «Няганьгазпереработка» входят: цех компримирования и переработки газа, ремонтно-механический цех, цех контрольно-измерительных приборов и автоматики, технологический комплекс, предназначенный для хранения, учета и налива стабильного газового бензина и сжиженных газов, производимых на предприятии путем переработки ПНГ, база производственного и транспортного обслуживания.

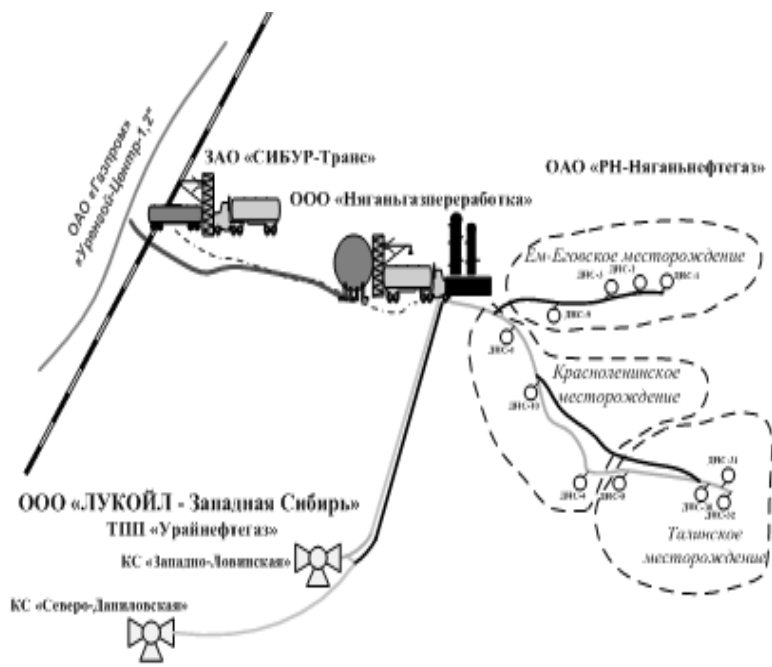


Рис. 4.136

Схема поставки ПНГ от нефтедобывающих компаний

В составе цеха компримирования и переработки газа (ЦКиПГ):

- ✓ Установки переработки газа № 1 и № 2 (УПГ-1, УПГ-2);
- ✓ Установки низкотемпературной конденсации (НТК-1, НТК-2);
- ✓ Установка получения пропана (УПП);
- ✓ Установка полуавтоматическая наполнения баллонов (УПНБ);
- ✓ Блок нефтеконденсатоотделения (НКО);
- ✓ Факельное хозяйство;
- ✓ Блок компаундирования бензина.

В составе товарно-сырьевого цеха (ТСЦ):

- ✓ Азотно-кислородная станция;
- ✓ Воздушная компрессорная;
- ✓ Компрессорная станция «Такат» с установленными компрессорами

«Такат-50.07М» — 4 шт.;

✓ Автоматическая газораспределительная станция (АГРС), газопроводы осушенного газа: ГПЗ — точка врезки в магистральный газопровод Уренгой-Центр; ГПЗ — Западно-Ловинская КС;

- ✓ Реагентное хозяйство;
- ✓ Пункт технического освидетельствования баллонов.

В составе цеха пароводоснабжения и канализации (ЦПВС):

✓ Производственная котельная установка с установленными котлами ДЕ-16/14 — 3 шт.;

- ✓ Водозабор с насосными хозяйственно-питьевого и производственно-противопожарного водоснабжения;
- ✓ Очистные сооружения.

Проектная мощность: УПГ-1 — 1,07 млрд м³/год; УПГ-2 — 1,07 млрд м³/год.

Генеральный проектировщик: «ВНИПИгазпереработка»; Генеральный подрядчик: трест «Приуралнефтестрой», г. Нягань.

Таблица 4.47

Технологическая структура и действующие мощности установок [14]

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Компримирование и осушка нефтяного (попутного) газа, млрд м ³ /год	УПГ-1,2	1987	1,07
Низкотемпературная конденсация, млрд м ³ /год	НТК-1,2	1987	н/д
Получение пропана, тыс. т/год	УПП	1987	н/д

Ниже приводятся схема потоков АО «СибурТюменьГаз» — ООО «Няганьгазпереработка» (рис. 4.137) и существующая схема отгрузки ПБТ и БГ (рис. 4.138) [14].

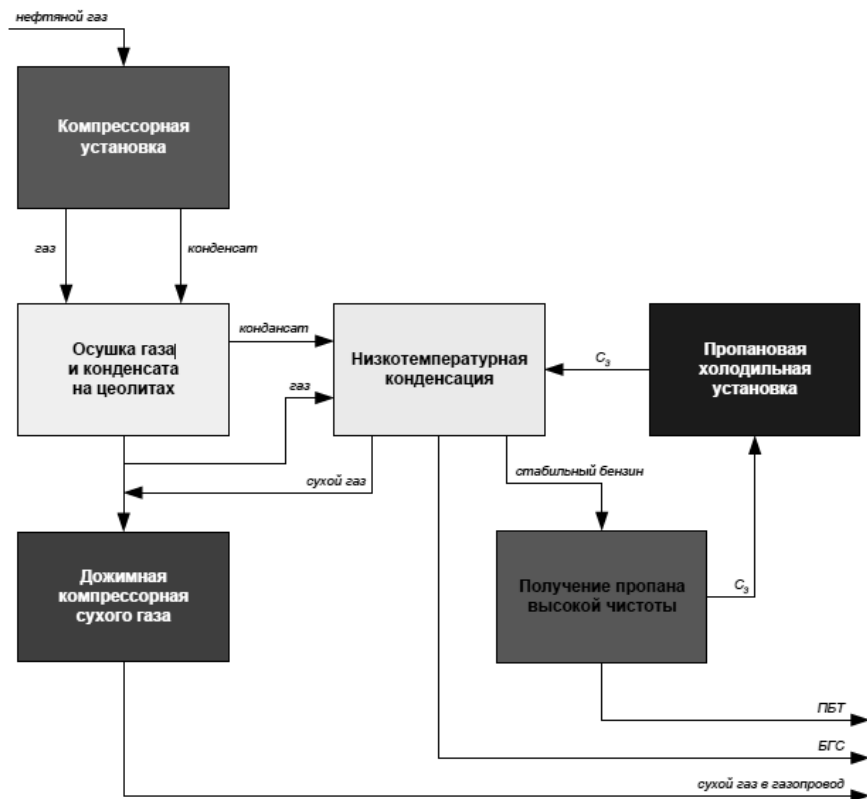


Рис. 4.137

Схема потоков АО «СибурТюменьГаз» — ООО «Няганьгазпереработка»

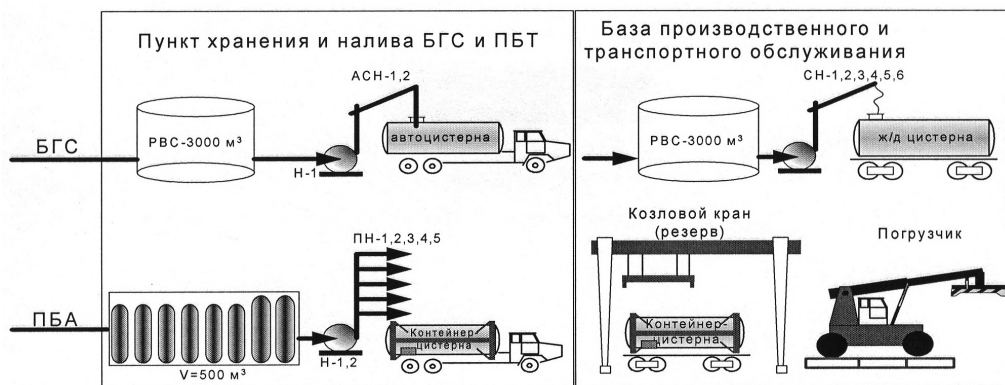


Рис. 4.138

Схема отгрузки ПБТ и БГ. Парк контейнеров-цистерн — более 2000 шт.

Технологии производства

Цех компримирования и переработки газа

УПГ-1 и 2 предназначены для компримирования ПНГ компрессорами типа К-890-121-1 до давления 3,6 МПа, осушки компримированного газа в четырех вертикальных адсорберах синтетическим цеолитом марки NaA до точки росы — 70°C и подачи осушенного газа дожимным компрессором — 4ГЦ2-109/18-76 с давлением 7,6 МПа в магистральный газопровод.

НТК-1 и НТК-2 предназначены для получения ШФЛУ. В связи с отсутствием схемы реализации ШФЛУ установки реконструированы с целью использования имеющегося оборудования для получения стабильного газового бензина (СГБ). В качестве сырья для получения СГБ используется компрессат, выделяющийся при компримировании, и газовый конденсат, получающийся при дросселировании и захолаживании ПНГ. Для стабилизации жидкой фазы используется колонна-деэтанализатор К-302.

Установка получения пропана (УПП) предназначена для получения жидкого пропана, используемого в качестве хладагента на установке НТК. Производительность пропановой установки по сырью составляет 1033 кг/ч. Получение пропана осуществляется последовательно в двух ректификационных колоннах. Готовая продукция соответствует ГОСТ 20448-90 и применяется как пропан технический. Установка полуавтоматического наполнения баллонов (УПНБ) служит для наполнения пропановых баллонов емкостью 50 и 27 л пропаном техническим.

Блок нефтеконденсатоотделения (НКО) состоит из двух приемных сепараторов объемом 200 м³ и предназначен для улавливания залповых забросов нефти и пыли с поступающим на завод нефтяным газом.

Факельное хозяйство предназначено для аварийного сжигания газа и состоит из блока сепараторов и двух факельных стволов высотой 80 м.

Блок компаундирования бензина состоит из двух горизонтальных емкостей объемом по 100 м³ и двух заглубленных емкостей по 20 и 40 м³ с насосами для перекачки продукта, предназначен для приготовления автомобильного бензина А-76 компаундированием с использованием СГБ и привозного высокооктанового компонента (ароматика, МТБЭ и т. д.).

Блок компримирования газа

Компримирование газа (рис. 4.139) происходит на установках переработки газа № 1, 2 компрессорами К-890-121-1 мощностью 12,5 МВт, производительностью 70 тыс. м³/ч и 4ГЦ-109/18-76 мощностью 12,5 МВт, производительностью 80 тыс. м³/ч.

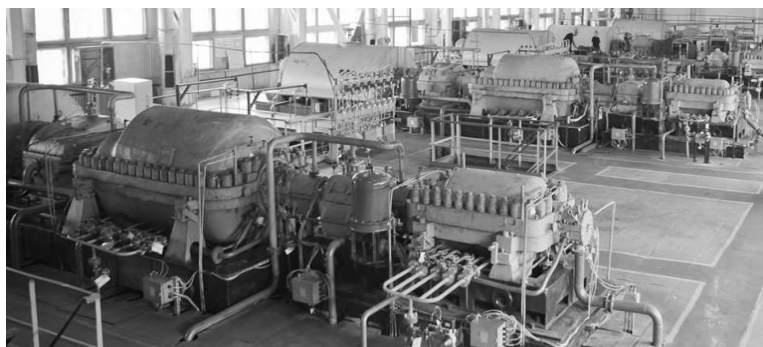


Рис. 4.139

Блок компримирования газа

Блок осушки газа

Осушка компримированного газа (рис. 4.140) производится в четырех вертикальных адсорберах К-201/1–К-201/4 синтетическим цеолитом КА-У до точки росы минус 70°С. Газ проходит два адсорбера К-201 сверху вниз.

После адсорберов осушенный газ поступает в фильтры Ф-201, где улавливается унесенная потоком газа пыль адсорбента и подается на НТК на отбензинивание.

Точка росы газа по воде измеряется специальным поточным прибором — гигрометром.

Регенерация цеолита происходит газом регенерации, нагретым в трубчатой печи П-201 до температуры 300°С.



Рис. 4.140

Блок осушки газа

Низкотемпературная конденсация

На установке низкотемпературной конденсации (рис. 4.141) происходит процесс охлаждения осушенного газа до температуры –86°С с помощью пропано-холодильной установки и турбодетандерного агрегата. В результате охлаж-

дения происходит конденсация жидких углеводородов из газа. Затем в процессе ректификации происходит разделение жидких углеводородов на два продукта: пропан-бутан технический (автомобильное топливо); бензин газовый стабильный (полуфабрикат для нефтехимии).



Рис. 4.141

Установка низкотемпературной конденсации

Отгрузка готовой продукции

Отбензиненный газ после переработки поступает в систему магистральных газопроводов Газпрома и направляется непосредственным потребителям — в сферы газохимии, энергетики и быта. Пропан-бутан технический отправляется на газораспределительные станции для нужд коммунально-бытовой сферы и газозаправочного бизнеса. Стабильный газовый бензин поставляется на предприятия нефтехимического сектора СИБУРа, где используется в качестве сырья. Некоторая часть данного вида продукции отгружается на экспорт (рис. 4.142).

Налив пропан-бутана технического (ПБТ) в контейнеры-цистерны осуществляется на постах налива пункта промежуточного хранения и налива ПБТ. Перегрузка контейнеров-цистерн ПБТ с автомобиля на ж/д платформу производится на базе производственного и транспортного обслуживания ЗАО «Сибур-Транс» погрузчиком типа «Ричстакер».



Рис. 4.142

Отгрузка готовой продукции

Сухой отбензиненный газ поставляется в магистральный г/п ПАО «Газпром» «Уренгой Центр-1,2». ПБТ отгружается в контейнерах-цистернах автомобильным и ж/д транспортом по России и на экспорт в страны Европы и Китай. БГС отгружается ж/д транспортом для дальнейшей переработки в ООО «Томскнефтехим» и на экспорт в страны Европы.

Паровая котельная

Паровая котельная (рис. 4.143) вырабатывает пар на котлах ДЕ-16 с температурой 180°C и давлением 14 кгс/см².



Рис. 4.143

Паровая котельная

Установка получения холода

Получение азота (рис. 4.144) происходит на азотной станции компрессорами: GA-75 FF-13 мощностью 75 кВт, производительностью 9,72 нм³/мин, дожимающим компрессором BAUER производительностью 1,73 нм³/мин, мембранным разделительным блоком производительностью 100 нм³/ч.



Рис. 4.144

Установка получения азота

Реконструкции и инвестиционные проекты

В 2009 г. для дальнейшего повышения эффективности переработки газа реализован инвестиционный проект «Реконструкция производства для увеличения выработки и отгрузки ПБТ до 180 тыс. тонн в год и более». Бюджет проекта составил 464 млн руб. В результате его реализации выработка продукции достигла 600 т/сут.

По данному проекту на одной установке низкотемпературной конденсации вырабатывается СОГ и ШФЛУ, а на второй установке низкотемпературной конденсации широкая фракция углеводородов в ректификационной колонне К-302 разделяется на пропан-бутан автомобильный и бензин газовый стабильный. В рамках данного проекта выполнены также следующие работы:

— реконструкция автоматической системы управления технологическим процессом установки переработки газа № 2 с выводом сигналов в центральный пункт управления-1;

— строительство погрузо-разгрузочной площадки контейнеров-цистерн с погрузчиком;

— реконструкция установки по производству азота;

— реконструкция котельной, тепловых сетей, строительство операторной котельной.

Бюджет проекта составил 464 000 тыс. руб.

В феврале 2010 г. был произведен пуск с вводом в работу турбодетандера ТДА-301 на установке НТК-1, в результате выработка ПБА достигла 680 т/сут.

15 мая 2010 г. принят к реализации инвестиционный проект «Увеличение извлечения целевых компонентов C_3+ В до 90% на ООО «Няганьгазпереработка» с бюджетом 140 млн 200 тыс. руб. Реализация проекта обеспечила замену части оборудования и его модернизацию.

Экология и окружающая среда

В марте 2006 г. в ООО «Няганьгазпереработка» было начато внедрение корпоративной системы экологического менеджмента. В ее основу заложены принципы постоянного снижения негативного воздействия на окружающую среду с помощью ряда природоохранных мероприятий. Среди них — вывод из эксплуатации устаревших и ввод современных технологических установок, утилизация промышленных отходов, внедрение новых технологий очистки стоков.

В 2008 г. известной международной организацией BUREAUVERITAS, которая занимается подтверждением соответствия деятельности предприятий международным стандартам менеджмента в области качества, охраны труда, безопасности и экологии, ООО «Няганьгазпереработка» был выдан сертификат о соответствии деятельности предприятия международному стандарту экологического менеджмента ISO-14001:2004. Это, несомненно, является веским доказательством того, что экологической безопасности на предприятии уделяется серьезное внимание.

Год спустя, в 2009 г., аудиторы компании BUREAUVERITAS по результатам проведенного аудита отметили сильные стороны системы экологического менеджмента ООО «Няганьгазпереработка». «Результаты аудита позволили сделать вывод о том, что в ООО „Няганьгазпереработка“ поддерживается система экологического менеджмента, соответствующая требованиям международного стандарта» [28].

Политика ООО «Няганьгазпереработка» в области ОТ и ПБ утверждена приказом исполнительного директора № 140 от 16.04.2014. Высокая степень экологической результативности — отсутствие воздействий на окружающую среду, превышающих установленные лимиты, значительное расширение перечня значимых экологических аспектов.

Инновационный подход к развитию предприятия: модернизация оборудования, автоматизация производственных процессов, строительство КОС, что позволяет значительно экономить энергоресурсы.

Планирование мероприятий, связанных с регулированием качества окружающей среды с учетом подпрограмм: по общим вопросам природоохранной деятельности, по воздухоохранной деятельности, по водоохранной деятельно-

сти, по обращению с отходами производства и предотвращению загрязнения почвы, а также экологическому образованию.

За последние годы компания СИБУР далеко продвинулась в области обеспечения безопасности труда. Разработан и внедрен ряд внутренних документов и стандартов в области промышленной безопасности, направленных на обеспечение здоровых и безопасных условий труда работников. Компания регулярно проводит поведенческие аудиты, что дает возможность выявления рисков и опасных ситуаций до их наступления. Так, в 2009 г. на предприятии был проведен аудит в области промышленной пожарной безопасности и охраны труда по 20 показателям: по 18 из них результаты превышают 90%-ный рубеж.

В 2013 г. «Няганьгазпереработка» за достигнутый высокий уровень промышленной безопасности награждена дипломом как лучшее предприятие среди предприятий компании СИБУР. На заводе убеждены, что трудовая деятельность может осуществляться без причинения вреда жизни и здоровью работников, без инцидентов и аварий на опасных производственных объектах предприятия. И в этом направлении в компании делается очень многое.

Став частью крупнейшего в стране нефтехимического холдинга «СИБУР», ООО «Няганьгазпереработка» переживает времена подъема и больших производственных успехов.

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «Няганьгазпереработка»
Адрес	г. Нягань, Ханты-Мансийский АО, Тюменская обл., РФ, 628180
Контактный телефон	(34672) 9-76-31 (приемная)
Сайт	http://www.sibur.ru/stg/about/NGPK/
Электронный адрес	krpz@nygan.ru

4.5.7. Губкинский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)

Губкинский ГПЗ (рис. 4.145) — филиал АО «СибурТюменьГаз» — самый северный из газоперерабатывающих заводов Сибири, расположенный в Тюменской области Ямало-Ненецкого АО, г. Губкинский, построен в 1989–1991 гг. для переработки ПНГ близлежащих месторождений (Тарасовской, Губкинской, Барсуковской групп и др.) [12].



Рис. 4.145
Губкинский ГПЗ

История создания и становления Губкинского ГПЗ

В 1986 г. в поселке Губкинский (Пуровский район) был выделен участок под строительство завода по схеме низкотемпературной конденсации с турбодетандером и пропановым холодильным циклом, проектировщик — «НИПИ-газпереработка» [12].

В 1988 г. в составе «Сибнефтегазпереработка» Губкинское УВСиГ (Управление внутрипромыслового сбора и использования нефтяного газа) было преобразовано в Губкинский ГПК [14].

В короткие сроки были построены две очереди мощностью 2,14 млрд м³ в год по приему, компримированию и осушке ПНГ, а также вспомогательные производства.

В 1989 г. первый газ был принят, переработан и направлен в магистральный газопровод Уренгой — Челябинск. С 1989 по 2009 г. с месторождения Пуровского района на Губкинский ГПК поступило около 30 млрд м³ газа [30].

В 1992 г. введена в эксплуатацию вторая технологическая линия.

В 1994 г. завод преобразован в дочернее предприятие ОАО «СИБУР Холдинг».

В июле 2003 г. введена в эксплуатацию пропановая холодильная установка (ПХУ).

В июле 2005 г. был введен в эксплуатацию комплекс низкотемпературной конденсации по выработке ШФЛУ производительностью до 330 тыс. т/год, до этого завод работал по схеме осушки ПНГ без выработки ШФЛУ. Завершено строительство продуктопровода Губкинский ГПК [14].

В результате модернизации ГПК прием и утилизация ПНГ составили 2445 млн м³, переработка газа и подача в газотранспортную систему Газпрома составила 2390 млн м³ сухого газа и 55 млн м³ сухого газа на котельные местных потребителей.

В 2010 г. запущена в эксплуатацию установка НТК на УПГ-2, которая работает по принципу низкотемпературной конденсации и ректификации. Установка была спроектирована ООО «ЛЕННИИХИММАШ» [12].

В 2012 г. производительность по переработке ПНГ выросла до 2,6 млрд м³ за счет установки газодувки, которая, увеличивая давление газа регенерации, подает его на вход блока осушки в основной поток УПГ-1, и, следовательно, УПГ-2 сможет дополнительно принимать на переработку 18–22 тыс. нм³/ч ПНГ.

Значительное увеличение производительности было достигнуто после замены редукторной пары компрессоров К-890-121-1 передаточным числом 1,95 на УПГ-1. В результате мощность приема ПНГ увеличивается до 180 млн м³/год [14].

В декабре 2012 г. в результате внутренней корпоративной реорганизации вместо Губкинского ГПК был создан Губкинский ГПЗ — филиал АО «СибурТюменьГаз» [1].

Директор Губкинского ГПЗ — филиала АО «СибурТюменьГаз» — Олег Викторович Малышев.



Олег Викторович Малышев
Директор Губкинского ГПЗ

О. В. Малышев окончил Тюменский государственный нефтегазовый университет по специальности «Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов, газонефтехранилищ и нефтебаз». В 1994 г. начал работать на предприятии с должности мастера линейно-эксплуатационного участка ПО «Сибнефтегазпереработка» Управления по транспорту газа и жидких углеводородов.

В 1994–2016 гг. занимал должности от мастера линейно-эксплуатационного участка до начальника линейно-производственного управления.

Занимал должность начальника Южно-Балыкского линейно-производственного управления ООО «Запсибтрансгаз».

Технологии Губкинского ГПЗ

Основной вид деятельности Губкинского ГПЗ — переработка попутного нефтяного газа с месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» и ООО «НОВАТЭК-Таркосаленефтегаз».

Завод состоит из двух технологических линий, в каждой из которых осуществляются компримирование и осушка сырого ПНГ. Основные технологические процессы на ГПЗ: компримирование, осушка и отбензинивание ПНГ, получение стабильного газового бензина.

Переработка газа осуществляется по схеме низкотемпературной конденсации (НТК).

Мощность по сырому газу — 2,14 млрд м³/год [14].

В таблице 4.48 представлены структура, состав и действующие мощности установок, на рисунке 4.146 — схема потоков Губкинского ГПЗ.

Таблица 4.48

**Технологическая структура, состав и действующие мощности установок,
млн м³/год [14]**

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Проектная мощность ед. установки	Фактическая мощность
Компримирование и осушка ПНГ	УК и ОГ-1 УК и ОГ-2	1989 1992	1070 1070	2371,6
Низкотемпературная конденсация	НТК-1	2005	1500	1148

В состав УПГ-1 (установка переработки газа) входят:

- компрессорная станция сырого газа;
- осушка сырого газа и осушка газа регенерации;
- дожимная компрессорная станция;
- отделение НТК с турбодетандером (установка НТК-1);
- пропановая холодильная установка (ПХУ);
- отделение нагрева теплоносителя.

В состав УПГ-2 входят:

- компрессорная станция сырого газа;
- осушка сырого газа и осушка газа регенерации;
- дожимная компрессорная станция;
- отделение НТК (НТК-2) [12].

Установки компримирования сырого газа с осушкой и дожимной компрессорной станцией на I и II очередях Губкинского ГПЗ называют также УКГ-1 и УКГ-2. Общим для них является узел дополнительной сепарации (УДС) для улавливания из поступающего на завод нефтяного газа капельной влаги и нефтеконденсатной смеси в случае залпового заброса и узел одоризации для насыщения газа меркаптанами перед отправкой потребителю.

На Губкинский ГПЗ на первую очередь поступает ПНГ с содержанием целевых углеводородов C_{3+} от 218 до 309 г/м³, который проходит через нефтеконденсатоотделители на переработку на НТК-1.

На вторую очередь подается «тощий» газ с содержанием углеводородов C_{3+} не более 100 г/м³, который после компримирования на второй очереди направляется на установку адсорбционной осушки ДКС-2, где сжимается до 7,55 МПа, смешивается с отбензиненным газом первой очереди и через узел замера подается в магистральный газопровод.

На первой очереди ГПЗ перед ступенью высокого давления сырьевой КС для снижения межступенчатой коррозии и продления срока службы адсорбента установки осушки газ направляется на промывку от агрессивных примесей в отделение отмывки газа [12].

Жидкие углеводороды, выделившиеся на установке НТК, частично поступают на установку получения сжиженных углеводородных газов (СУГ). Установка может работать в двух режимах: получение стабильного газового бензина и получение СУГ.

Остальная часть нестабильного конденсата, выделившегося на установке НТК, поступает на узел стабилизации конденсата (УСК), где товарным продуктом является стабильный газовый бензин [14].

Для более глубокого извлечения C_{3+} осушенный газ УКГ-2 и часть отбензиненного газа с НТК-1 направляется на установку НТК-2 (производительность 2,0 млрд м³/год, степень извлечения целевых компонентов ~99%). ШФЛУ с НТК-2 охлаждается до температуры 35–40°C и с давлением 5,3–5,5 МПа поступает на смешение с ШФЛУ НТК-1. Часть сухого отбензиненного газа используется в качестве топливного газа на собственные нужды предприятия [12].

На рисунках 4.147 и 4.148 представлены принципиальные технологические схемы установок низкотемпературной конденсации НТК-1 и НТК-2 (включает в себя компрессорную станцию с блоком НТКР).

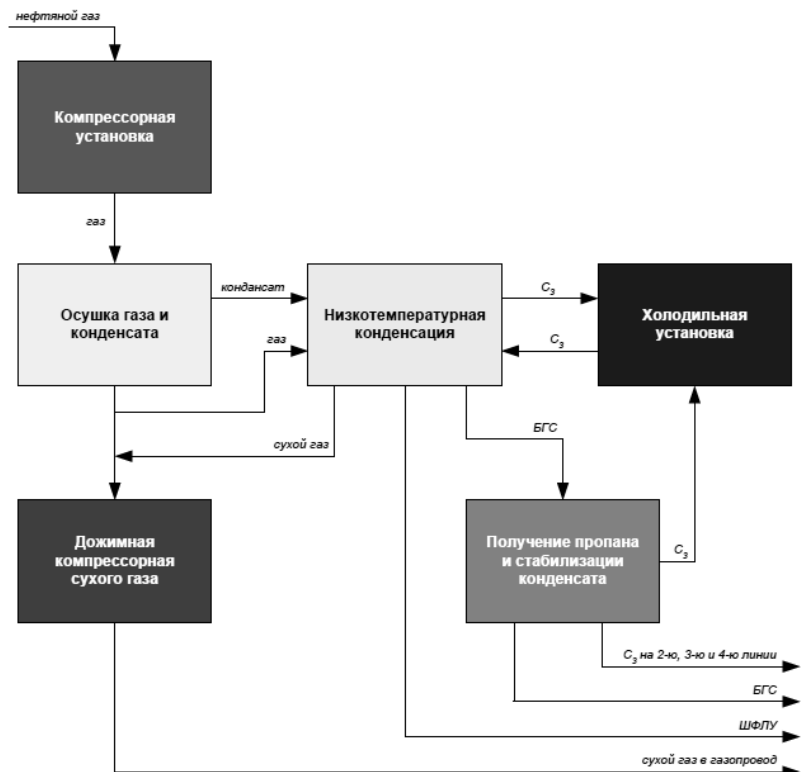


Рис. 4.146
Схема потоков Губкинского ГПЗ [14]

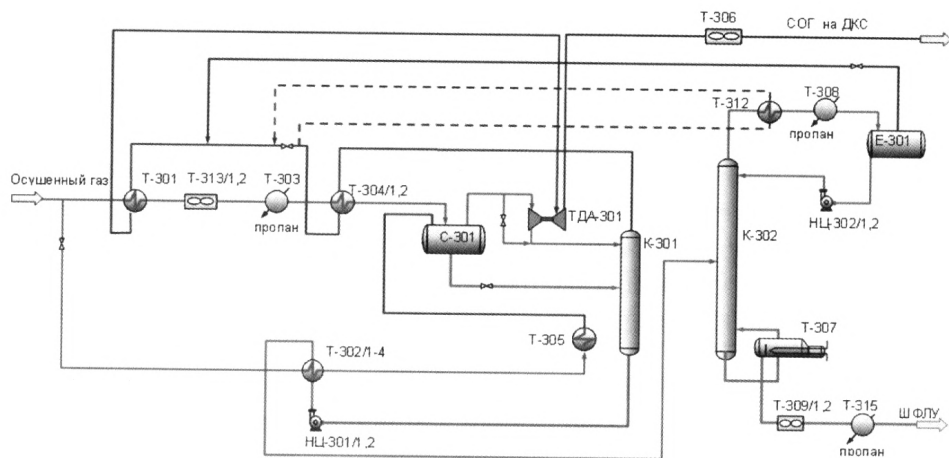


Рис. 4.147
Принципиальная технологическая схема установки НТК-1
Губкинского ГПЗ [12]:

T-301, T-302, T-304, T-305, T-312 — теплообменники; T-303, T-308, T-315 — пропановые холодильники; T-307 — испаритель; T-306, T-309, T-313 — воздушные холодильники; C-301 — сепаратор; ТДА-301 — турбодетандер; K-301 — дегидрататор; K-302 — дегидрататор; E-301 — рефлюксная емкость; НЦ-301, НЦ-302 — насосы.

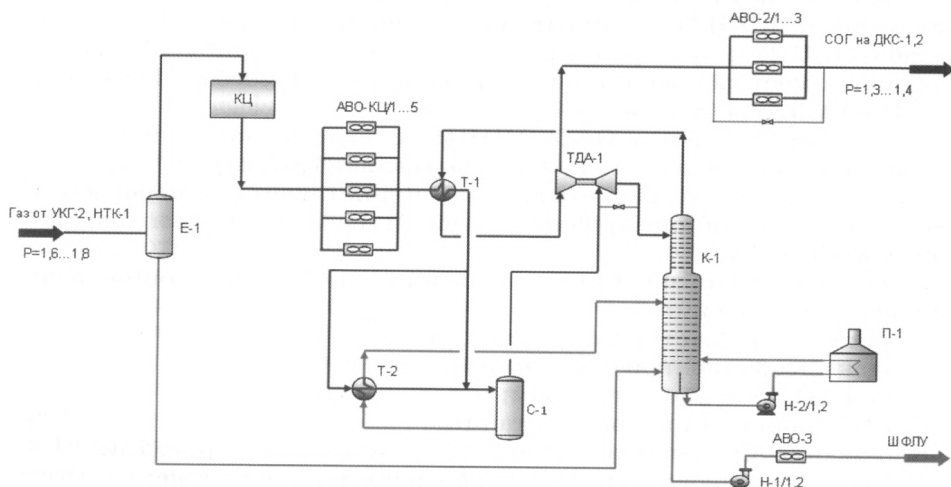


Рис. 4.148

Принципиальная технологическая схема установки НТК-2

Губкинского ГПЗ с блоком НТКР [12]:

Е-1 — приемный сепаратор; КЦ — компрессор; С-1 — сепаратор газа высокого давления; АВО-КЦ, АВО-2, АВО-3 — воздушные холодильники; Т-1, Т-2 — теплообменники; ТДА-1 — турбодетандер; К-1 — деметанизатор; Н-1, Н-2 — насосы; П-1 — печь; К-1 — кипятильник.

После ввода в эксплуатацию установки НТК-2 в октябре 2010 г. общая мощность по приему ПНГ возросла до 2,6 млрд м³/год, а выпуск ШФЛУ может достичь более 400 тыс. т/год.

Сегодня, повысив глубину извлечения целевых фракций из ПНГ до лучших мировых показателей, завод стал лидирующим предприятием России по данному параметру.

НТК-2 позволяет ежегодно дополнительно извлекать и поставлять на «Тобольск-Нефтехим» (предприятие «СИБУРА») для дальнейшей переработки 150 тыс. т ШФЛУ при общем объеме этого продукта 430 тыс. т в год.

Перспективы развития Губкинского ГПЗ

Перспективы развития завода включают следующие направления:

1. Модернизация завода, предусматривающая некоторые дополнения, в том числе:

- Установки НТК и турбодетандерного агрегата II очереди производительностью по газу — 2,0 млрд м³/год;
- Коммерческий узел учета ШФЛУ, общий для 1-й и 2-й очередей;
- Строительство продуктопровода от Губкинского ГПЗ до Муравленковского ГПЗ.

2. Повышение безопасности и эффективности производства за счет внедрения АСУТП установок УКГ-1,2.

3. Расширение географии деятельности, в том числе по утилизации ПНГ, сжигаемого на факелах месторождений [14].

Экологическая политика Губкинского ГПЗ

На Губкинском ГПЗ большое внимание уделяется повышению экологической безопасности производственных объектов, снижению отрицательного воз-

действия завода на окружающую среду. В соответствии с современными требованиями проводятся реконструкции старых и ввод в строй новых мощностей, а также модернизация службы по охране окружающей среды. Планы завода отвечают требованиям комплексного развития юго-восточного региона Ямала и решают проблемы комплексной утилизации имеющихся ресурсов ПНГ [29].

Контактная информация

Полное наименование организации	Губкинский газоперерабатывающий завод
Адрес	Ямало-Ненецкий АО, 626830, г. Губкинский, Промзона
Контактный телефон	(34936) (приемная) 3-92-10
Сайт	http://www.sibur.ru/
Электронный адрес	ggpk@mail.ru

4.5.8. Вынгапуровский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)

В сентябре 2012 г. компания СИБУР ввела в строй в Ямало-Ненецком автономном округе, недалеко от Ноябрьска, новый крупный газоперерабатывающий завод — Вынгапуровский (рис. 4.149) [1].



Рис. 4.149
Вынгапуровский ГПЗ

Проект строительства Вынгапуровского ГПЗ разработан в 2010–2011 гг. ООО «ЛЕННИИХИММАШ». В строительство Вынгапуровского ГПЗ «СИБУР» инвестировал 4,8 млрд руб. Новое производство создано на базе Вынгапуровской компрессорной станции с расширением существующих мощностей и углублением извлечения целевых фракций [30].

Главными задачами проекта были: расширение Вынгапуровской компрессорной станции за счет установки дополнительного сырьевого компрессора и увеличение степени извлечения целевых компонентов из СОГ за счет строительства новой установки низкотемпературной конденсации и ректификации (НКТР). Технологическая схема НКТР, разработанная проектировщиком, аналогична схеме, реализованной на Южно-Балыкском ГПЗ.

На рисунке 4.150 представлена блок-схема Вынгапуровской компрессорной станции после техпереворужения [12].

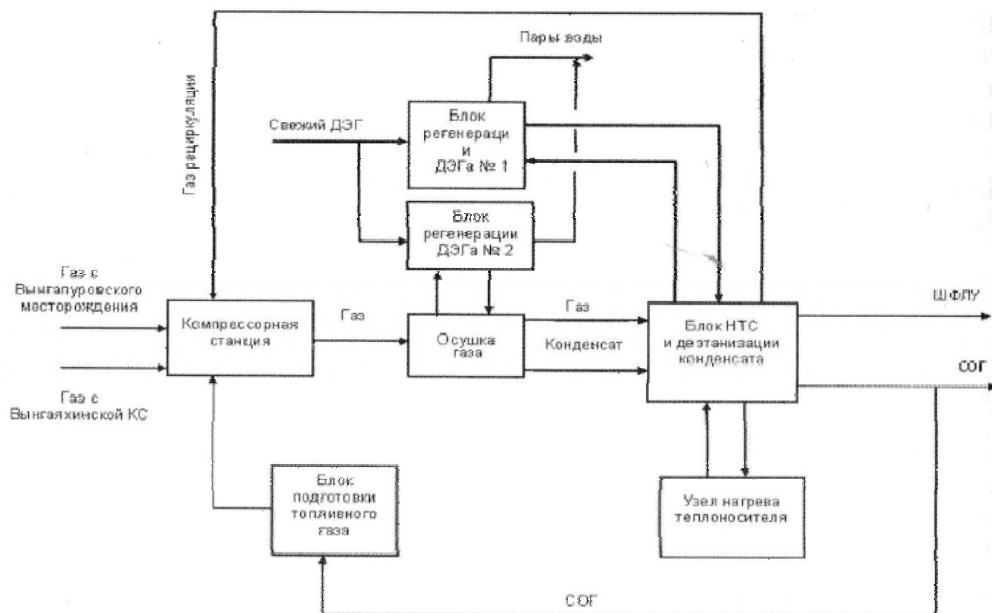


Рис. 4.150

Блок-схема Вынгапуровской КС с установкой НТС

История создания Вынгапуровского ГПЗ

Вынгапуровский ГПЗ берет свое начало с 1990 г., когда недалеко от поселка Вынгапуровский была запущена компрессорная станция (ВКС) по переработке газа [32]. В округе она была первой, до ввода в эксплуатацию ВКС ПНГ сжигался на факелах нефтяных компаний. Через год была запущена и Вынгаяхинская КС. Постепенно мощности компрессорной станции расширялись, специалисты запускали новое оборудование, строили установки. А за 5 лет до этого, в 1985 г., началась история газопереработки на Ямале, когда в поселке Холмы образовалось управление по внутрипромысловому сбору и использованию ПНГ.

В сентябре 2012 г. на базе Вынгапуровской КС был запущен Вынгапуровский газоперерабатывающий завод. Таким образом, в 2015 г. этот молодой ГПЗ АО «СибурТюменьГаз» отмечал юбилейную дату — 25-летие запуска Вынгапуровской компрессорной станции, которая дала толчок расширению газоперерабатывающих мощностей и транспортной инфраструктуры на Ямале. Сегодня о компрессорной станции мало что напоминает: современное производство с надежным оборудованием является гордостью и надежной опорой региона. Производительность завода по приему ПНГ возросла на 0,75 млрд м³, до более чем 2,4 млрд м³ в год. Мощности по выработке ШФЛУ увеличены более чем в 3 раза — до 695 тыс. т в год. Степень извлечения целевых компонентов достигла 98%.

В 2014 г. был заложен фундамент для второй очереди Вынгапуровского завода. Осенью 2015 г. стройка завершилась и ВГПЗ расширил свои мощности почти в два раза. С запуском УПГ-2 выработка ШФЛУ на заводе увеличивается на 402 тыс. т в год. На сегодняшний день основным поставщиком ПНГ на завод

является Газпром нефть. Благодаря расширению мощностей предприятие сможет успешно принимать и перерабатывать сырье с углеводородных месторождений компании «РуссНефть».

Вынгапуровский ГПЗ сегодня

Вынгапуровский ГПЗ сегодня — это:

- 62 км технологических трубопроводов, 314 единиц трубопроводов;
- 235 ед. — статического, 293 ед. — динамического оборудования;
- 2,5 млрд м³ — прием ПНГ в год, 695 тыс. т — выработка ШФЛУ в год;
- 37 га — площадь завода, 11 подрядных организаций;
- 5 непрерывных технологических процессов.

Директор Вынгапуровского ГПЗ — филиала АО «СибурТюменьГаз» — Анатолий Анатольевич Есипов.



Анатолий Анатольевич Есипов
Директор Вынгапуровского ГПЗ

А. А. Есипов окончил Южно-Уральский государственный университет по специальности «Экономика и управление на предприятии (в строительстве)».

Трудовую деятельность в компании начал в 1991 г. с должности машиниста технологических насосов (ПО «Сибнефтегазпереработка»).

В 1991–2016 гг. работал в должности от машиниста технологических насосов до директора филиала. Занимал должность Директора Муравленковского ГПЗ.

Перспективы развития Вынгапуровского ГПЗ

Вынгапуровский ГПЗ перерабатывает ПНГ с месторождений Газпром нефти с получением сухого отбензиненного газа и ШФЛУ — базового сырья для нефтехимической промышленности. Вынгапуровский ГПЗ решает множество проблем, связанных с переработкой ПНГ, добываемого на ямальских месторождениях. В частности, запущена новая установка низкотемпературной конденсации и ректификации проектной мощностью 2,1 млрд м³ ПНГ в год. Производительность завода по приему ПНГ возросла до 2,4 млрд м³ в год. Мощности по выработке ШФЛУ увеличены более чем в два раза — до 640 тыс. т в год. На новом заводе достигнута беспрецедентно высокая для российской нефтехимии степень извлечения целевых компонентов при переработке ПНГ — 99%, что является максимальным показателем в России наравне с Губкинским газоперерабатывающим комплексом «СИБУРа», при средней по отрасли глубине переработки ПНГ не выше 90%.

Для генерации собственной электроэнергии и обеспечения энергетической автономности завода в полном объеме на Вынгапуровском ГПЗ введена в опытно-промышленную эксплуатацию газопоршневая электростанция, рабо-

тающая на сухом отбензиненном газе и состоящая из четырех генераторных установок общей мощностью 6,8 МВт. В рамках проекта по строительству Вынгапуровского ГПЗ Газпром нефть и СИБУР провели синхронное расширение мощностей по транспортировке и переработке ПНГ, что позволило увеличить объемы сырья, направляемые на переработку. С этой целью Газпром нефть проложила новые газопроводы и провела частичную реконструкцию существующей системы сбора газа с месторождений Вынгапуровской группы в Ямало-Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах. Всего было реконструировано и построено сто одиннадцать километров трубопроводов. Завод рассчитан на переработку до 2,7 млрд м³ попутного газа в год. Такая мощность выводит завод в число крупнейших предприятий в России и решает серьезную проблему утилизации ПНГ в Западной Сибири. Сырье поступает с прилегающих к Ноябрьску нефтяных месторождений, в первую очередь Газпром нефти, с которой заключено долгосрочное соглашение о поставке.

На Вынгапуровском ГПЗ используются самые современные, как отечественные, так и зарубежные технологии. Контракты на импортное оборудование были заключены еще до кризиса.

Генеральным подрядчиком на объекте «Расширение Вынгапуровского ГПЗ» является ООО «Стройтрансгаз-М», г. Москва. Генеральный проектировщик — ООО «ЛЕННИИХИММАШ», г. Санкт-Петербург, в рамках заключенного ЕР-контракта он же является поставщиком всего основного технологического оборудования и всех материалов.

На рисунке 4.151 представлена блок-схема Вынгапуровского ГПЗ; газопоршневая электростанция, адсорбционная осушка газа, установка НТКР с турбодетандером и дожимная компрессорная станция запроектированы ООО «ЛЕННИИХИММАШ» [12].

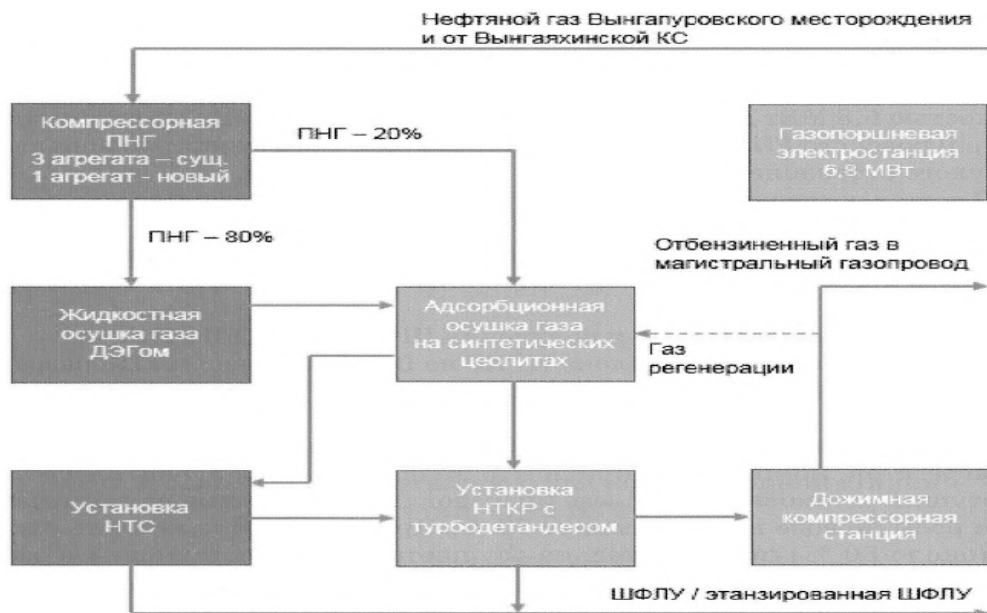


Рис. 4.151
Блок-схема Вынгапуровского ГПЗ [12]

Вынгапуровский ГПЗ сегодня загружен на 100% и принимает в год более двух с половиной миллиардов м³ ПНГ. Главный поставщик сырья — компания «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Вторая очередь ГПЗ, которая введена в строй в конце 2015 г., рассчитана на прием ПНГ с месторождений Югры, это новые мощности Вынгапуровского ГПЗ, а значит, еще больше ПНГ с месторождений будет переработано в ценное сырье.

Вынгапуровский ГПЗ поставил окончательную точку в затянувшемся противостоянии между Сибуром и группой поволжских предприятий Нижнекамскнефтехим, Газпром нефтехим Салават, Казаньоргсинтез за выбор пути развития российской нефтехимии.

С советских времен существовал тысячекилометровый продуктопровод из Сибири в Поволжье, по которому базовое нефтехимическое сырье — ШФЛУ — перебрасывалось с востока на запад, на предприятия в Нижнекамске и Казани. Поволжские нефтехимики предлагали направлять крупные объемы западносибирского сырья для переработки в Татарстан и Башкирию, реанимировав существовавший с советских времен (с 1984 г.) тысячекилометровый продуктопровод из Сибири в Поволжье мощностью 5,5 млн т ШФЛУ, по которому базовое нефтехимическое сырье (ШФЛУ) перебрасывалось с востока на запад, на предприятия в Нижнекамске и Казани. Этот продуктопровод не работает с 1989 г., до этого всего за пять лет эксплуатации там произошло около 50 аварий, последняя из них в 1989 г. привела к разрушению продуктопровода и крупной катастрофе с 575 погибшими. Тогда под Уфой два идущих встречным курсом пассажирских поезда оказались в зоне крупной утечки газа, проскочившая искра вызвала взрыв и крушение обоих составов. С тех пор трубопровод был выведен из эксплуатации. За истекшие двадцать восемь лет он пришел в негодность: часть труб растащили, а часть сейчас используется для других целей, вплоть до водоснабжения. Именно этот трубопровод, будучи реанимирован, мог бы связать развитие российской нефтехимии с судьбой нефтехимических компаний Поволжья.

Оживление интереса к этому продуктопроводу произошло с развертыванием в России программы по утилизации ПНГ. С введением крупных штрафов за сжигание попутного газа в факелах нефтяные компании готовы были его сбыть, не сильно торгуясь за цену. Поволжские нефтехимики готовы были его принять, так как их предприятия работали на прямогонном бензине и своего сырья им было недостаточно.

Региональные власти Татарстана и Башкирии стали лоббировать идею реанимации продуктопровода Западная Сибирь — Поволжье для переброски сырья в их республики. Официальная позиция сторонников проекта была понятна: Поволжью не хватает собственного сырья, а в Западной Сибири его избыток. Для исправления несправедливости было предложено восстановить, а по сути — заново построить продуктопровод мощностью прокачки 8 млн т ШФЛУ. Цена реанимации старого трубопровода оказалась весьма высокой — 110 млрд руб.

СИБУР выступил с другой идеей — не перекачивать сырье на запад, а перенести переработку ближе к сырью, на восток. К тому же весьма трудной задачей было бы заполнение новой трубы. Большую часть сжигавшегося ранее

ПНГ может утилизировать СИБУР, а оставшихся доступных двух-трех миллиардов кубометров газа слишком мало для организации масштабного и дорогого проекта переброски сырья на столь большое расстояние. Это означало, что свободного сырья из Сибири для новых крупных производственных проектов в Поволжье нет, как нет и перспектив роста этих объемов.

В итоге вместо строительства трубопровода из Сибири в Поволжье за 110 млрд руб. СИБУР предложил строительство нового газоперерабатывающего завода за 4,8 млрд руб., утилизирующего основные объемы сибирского ПНГ. Это означало, что стратегию развития отечественной нефтехимии будет создавать и воплощать в жизнь только одна компания — СИБУР.

Таким образом, с вводом Вынгапуровского ГПЗ и выбором пути развития российской нефтехимии инвестор — компания СИБУР — становится основным лидером в нефтегазохимической отрасли, в чьих руках и сырье, и производство нефтехимической продукции.

В руках СИБУРа сосредоточены и все новые проекты по возведению крупных нефтехимических заводов в России. Новым центром российской нефтехимии, скорее всего, станет Тобольск, где СИБУР создает целый кластер предприятий, среди которых «Тобольскполимер» и «Запсиб-2».

Поволжские нефтехимики должны искать другие источники сырья для развития нефтехимии. Например, в 670 млрд м³ добываемого в России природного газа содержится порядка 13,4 млрд м³ этана, который сейчас не выделяют. Инвестиции в выделение этана дали бы возможность получить ценное сырье для нефтехимии, но это должен сделать Газпром — основной добытчик газа в России.

Есть еще один источник ценного сырья для нефтехимии, никак не используемый и вполне доступный для поволжских предприятий. Сейчас при добыче газа разрабатываются только самые верхние части месторождений, так называемые сеноманские горизонты. Почти полностью не разработаны части крупных месторождений, лежащие ниже сеномана, — валанжинские и ачимовские горизонты. Их особенность в том, что содержащийся в них газ «жирный», т. е. в нем до 10–20% этана, пропана, бутана и жидких углеводородов. Таким образом, независимые газодобывающие компании, на которые приходится четверть всей российской газодобычи, могут добывать до 10 млрд м³ ценного нефтехимического сырья, если найдут средства на освоение нижних пластов месторождений.

А для компании СИБУР введение в эксплуатацию Вынгапуровского ГПЗ стало завершением очередной программы СИБУРа по расширению газоперерабатывающих мощностей и транспортной инфраструктуры на Ямале.

Трудно переоценить значение завода для экономики региона и страны. На Вынгапуровском ГПЗ, входящем в структуру АО «СибурТюменьГаз», из попутного нефтяного газа производится ШФЛУ, сухой отбензиненный газ (метановая фракция), газовый бензин. ШФЛУ используется нефтехимическими предприятиями в качестве сырья для получения индивидуальных углеводородов, из которых производят каучук, моющие средства, автомобильные шины и многое другое. Сухой отбензиненный газ служит в качестве

топлива для промышленных и коммунально-бытовых нужд, а также как сырье на химических предприятиях. Стабильный газовый бензин используется для нефтехимических производств, а также для получения автомобильного бензина.

31 марта 2016 г. СИБУР завершил строительство второй очереди Вынгапуровского завода [30]. Источником сырья для новых мощностей является газ с месторождений АО НК «РуссНефть». В рамках проекта проведено расширение мощностей Вынгапуровского ГПЗ по приему ПНГ с 2,8 до 4,2 млрд м³/год со степенью извлечения целевых углеводородных фракций до 99%, что соответствует лучшим мировым аналогам, а также строительство газопровода «Варьеганская КС — Вынгапуровский ГПЗ» протяженностью 114 км и техническое перевооружение Варьеганской компрессорной станции. Дополнительная выработка ШФЛУ составит до 400 тыс. т в год.

Экология на Вынгапуровском ГПЗ

Вынгапуровский ГПЗ вносит заметную лепту в улучшение экологической ситуации на Ямале. Уже можно говорить о заметных успехах в вопросе утилизации ПНГ на Ямале — за последние годы объемы сжигаемого ПНГ здесь сократились на порядок — с 4 млрд м³ до 400 млн.

Все нефтяные промыслы, прилегающие к Вынгапуровскому ГПЗ, довели процент утилизации ПНГ до 99,5%. ПНГ с отдаленных месторождений утилизируется менее эффективно, но не по вине недропользователей. Проблема в том, как доставить ПНГ на Вынгапур, — строить собственные продуктопроводы большой протяженности весьма затратно.

Вынгапуровский ГПЗ считает экологическую безопасность, охрану здоровья человека и окружающей среды неотъемлемым элементом своей деятельности. Завод участвует в специальной долгосрочной благотворительной программе СИБУРа «Бизнес для экологии». Она направлена на поддержку экологических инициатив, предполагает финансовую и организационную помощь общественным экологическим организациям, предлагающим идеи и проекты в области охраны окружающей среды.

На ВГПЗ не применяются никаких химических реагентов. Процесс переработки газа — сугубо физический, подразумевающий низкотемпературную конденсацию, за счет которой происходит разделение газа, он не несет экологических рисков.

Согласно экологическим стандартам компании СИБУР, промышленные отходы на ВГПЗ собираются в специальные контейнеры и затем передаются специализированному контрагенту для дальнейшей утилизации, сточные воды по закрытой трубопроводной системе передаются на очистку на специализированное предприятие. Все это позволяет существенно снизить экологические риски.

Следует отметить, что непосредственная деятельность ГПЗ благоприятно влияет на экологию целого региона. Сегодня Вынгапуровский ГПЗ способен ежегодно принимать и перерабатывать 2,77 млрд м³ ПНГ, который до недавнего времени просто сжигался на нефтяных месторождениях.

Контактная информация

Полное наименование организации	Вынгапуровский газоперерабатывающий завод
Адрес	629850, Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, Вынгапуровское месторождение, Вынгапуровский ГПЗ
Контактный телефон	(34963) 97-300
Сайт	http://www.sibur.ru/stg/about/NGPK/
E-mail:	priem_ngpk@stg.sibur.ru

4.5.9. Южно-Приобский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз» — ПАО «Газпром нефть»)

Ровно через три года после ввода Вынгапуровского ГПЗ, в сентябре 2015 г. Газпром нефть и СИБУР ввели в эксплуатацию новый Южно-Приобский газоперерабатывающий завод (рис. 4.152). Пуск нового производства, который состоялся 3 сентября 2015 г. в Ханты-Мансийском автономном округе, был произведен в ходе телемоста с председателем Правительства Российской Федерации Дмитрием Медведевым.



Рис. 4.152

Южно-Приобский газоперерабатывающий завод

Договор между компаниями был подписан в декабре 2013 г., строительство ГПЗ началось в феврале 2014 г. на базе Южно-Приобской компрессорной станции. Координацию проекта осуществляли СибурТюменьГаз и Газпром-нефть-Хантос. Проектировщик Южно-Приобского ГПЗ — НИПИгазпереработка.

Генеральный директор Южно-Приобского ГПЗ — Юрий Викторович Коптилов.



Юрий Викторович Копотиллов

Генеральный директор Южно-Приобского ГПЗ

Ю. В. Копотиллов в 1988 г. окончил Тюменский индустриальный институт по специальности «Химическая технология переработки нефти и газа».

В 1988 г. начал работать в ПО «Сибнефтегазпереработка» в должности мастера установки осушки газа цеха переработки газа Варьеганского управления по внутрипромысловому сбору и использованию нефтяного газа (впоследствии преобразованного в Варьеганское газоперерабатывающее производство Белозерного ГПК).

С 1998 г. — начальник цеха, с 2006 г. — главный технолог, с 2012 г. — главный инженер Белозерного ГПК.

С февраля 2016 г. возглавляет Южно-Приобский ГПЗ — совместное предприятие СИБУРа и компании «Газпром нефть».

По проекту 2013 г. новый ГПЗ предназначен для приема, компримирования, осушки, низкотемпературной переработки ПНГ Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения с выработкой СОГ и ШФЛУ [12]. Южно-Приобский ГПЗ расположен в Югре Тюменской области Ханты-Мансийского АО в районе установки подготовки нефти (УПН) Южно-Приобского месторождения, разработку которого ведет Роснефть.

Как и Вынгапуровский ГПЗ, Южно-Приобский строился на базе действующей компрессорной станции, в данном случае — Южно-Приобской КС с предусмотренным проектом ее расширением. В составе этой станции — два турбокомпрессорных агрегата с газотурбинным приводом, что обеспечивает сжатие попутного газа до 7,8 МПа и подачу его в двухфазном состоянии в газопровод высокого давления Южно-Приобская КС — Южно-Балыкский ГПЗ, являющийся филиалом АО «СибурТюменьГаз».

Проектная производительность Южно-Приобского ГПЗ — 900 млн м³ в год. Характеристика сырья — ПНГ, поступающего на переработку на Южно-Приобский ГПЗ, — представлена в таблице 4.49 [12].

Как и Вынгапуровский ГПЗ, Южно-Приобский ГПЗ перерабатывает ПНГ с получением СОГ для подачи в газопровод потребителям и ШФЛУ — основного сырья для нефтехимии. ШФЛУ по собственной сети продуктопроводов направляется до Тобольска для дальнейшей нефтехимической переработки.

В составе Южно-Приобского ГПЗ: компрессорная станция, блок адсорбционной осушки газа, факельное хозяйство, установка НТК с турбодетандером с блоком очистки и осушки углеводородного конденсата, блок нагрева и циркуляции теплоносителя, парк хранения ШФЛУ, наливная эстакада, дожимная

компрессорная станция, блок электрического парогенератора, бытовой корпус, компрессорная воздуха КИПиА, склад азота, склад дизельного топлива для ДЭС и котельной.

Таблица 4.49

**Характеристика нефтяного газа, поступающего на переработку
на Южно-Приобский ГПЗ**

Компоненты	Содержание, % об.	
	зима	лето
Азот	1,5268	1,5146
Углекислый газ	1,9558	1,9403
Метан	73,1253	72,5423
Этан	5,6179	5,5733
Пропан	9,6478	9,5727
Изобутан	1,6157	1,6037
н-бутан	3,8289	3,8013
Изопентан	0,7866	0,7820
н-пентан	0,8854	0,8810
Гексан	0,4438	0,4455
Гептан	0,2394	0,2475
Октан	0,0347	0,0396
Нонан	0,0066	0,0099
Вода, г/см ³	0,2853	1,0463
Давление, МПа	0,20	
Температура, °С	5–25	
Максимальное давление газа, МПа	0,60	

На рисунке 4.153 представлена принципиальная блок-схема Южно-Приобского ГПЗ, на рисунке 4.154 — принципиальная технологическая схема установки НТК с турбодетандером и блока очистки и осушки углеводородного конденсата Южно-Приобского ГПЗ [12].

Объем инвестиций в комплекс системы сбора газа и инфраструктуры Южно-Приобского ГПЗ составил около 14,7 млрд руб. Газпром нефть на долгосрочной основе будет поставлять ПНГ на Южно-Приобский ГПЗ, а СИБУР — приобретать половину этого объема. В дальнейшем СИБУР будет продавать Газпром нефти свою долю СОГ и выкупать у нефтяной компании ее долю ШФЛУ. Проектная мощность Южно-Приобского ГПЗ по переработке — 900 млн м³ ПНГ в год, из которых ежегодно можно получать 340 тыс. т ШФЛУ и 750 млн м³ СОГ. Запуск ГПЗ обеспечивает дополнительные гарантии по снабжению сырьем нефтехимических производств СИБУРа и вносит существенный вклад в решение задачи утилизации ПНГ. Южно-Приобский ГПЗ — один из составных элементов развития Западно-Сибирского нефтехимического кластера, предусмотренного государственным Планом развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 г. [32].

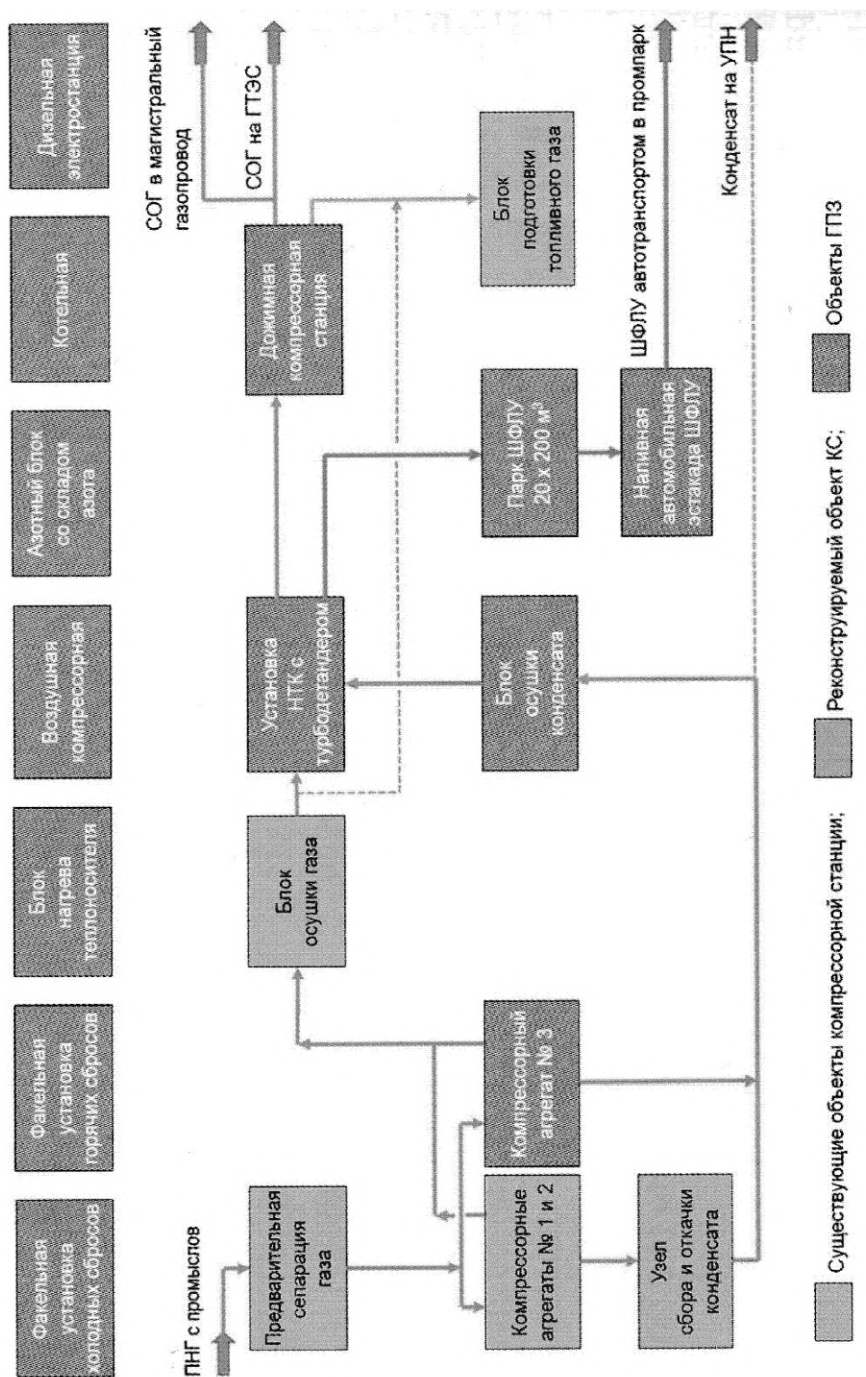


Рис. 4.153
Принципиальная блок-схема Южно-Приобского ГПП

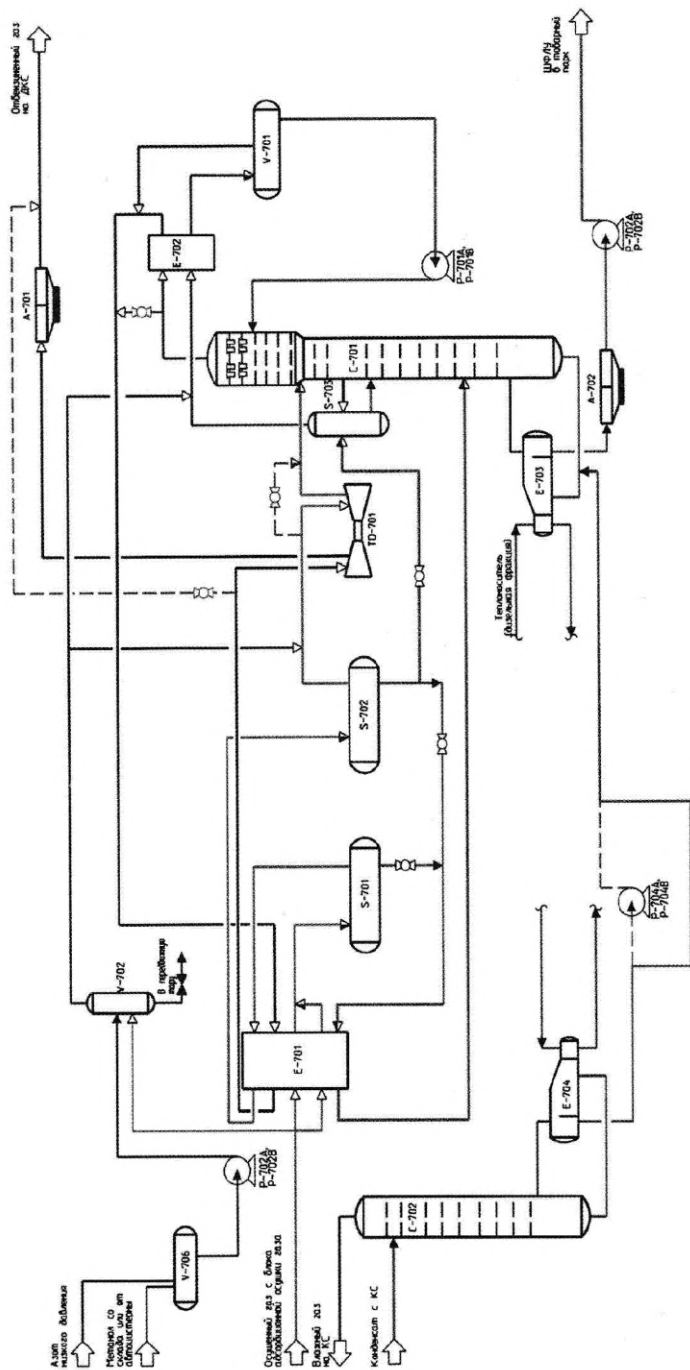


Рис. 4.154

Принципиальная технологическая схема установки НТК с турбодетандером и блока очистки и осушки углеводородного конденсата Южно-Приобского ГПЗ:

S-701, S-702, S-703 — сепараторы, V-701 — рефлюкная емкость, V-702 — емкость испарения метанола, V-706 — емкость хранения метанола, C-701 — деэтанizador, C-702 — колонна осушки конденсата, E-701, E-702 — теплообменники, E-703, E-704 — испарители, A-701, A-702 — аппараты воздушного охлаждения, P-701, P-702, P-703, P-704 — насосы, TD-701 — турбодетандер.

Контактная информация

Полное наименование организации	ООО «Южно-Приобский газоперерабатывающий завод»
Адрес	628007, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Мира, д. 149
Контактный телефон	(3467) 37-11-09, приемная
Факс	(3467) 37-26-64
Сайт	http://www.sibur.ru/stg/about/NGPK/
E-mail:	priem_ngpk@stg.sibur.ru

Заключение

В завершение раздела о заводах по переработке ПНГ, принадлежащих АО «СибурТюменьГаз», введенных в эксплуатацию в XX в., представляем общую сравнительную информацию по этим газоперерабатывающим предприятиям. СИБУР обладает развитой инфраструктурой по приему и переработке ПНГ, что представлено в таблице 4.50.

Таблица 4.50

Объем поставок ПНГ на перерабатывающие предприятия СИБУРа, млрд м³ [33]

Предприятие	Год					
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Нижневартовский ГПЗ	3,52	5,96	4,86	4,88	4,21	3,79
Белозерный ГПЗ	3,48	4,74	4,14	2,52	1,40	0,14
Южно-Балыкский ГПЗ	0,90	3,20	2,90	2,30	1,91	1,45
Губкинский ГПЗ	2,30	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Муравленковский ГПЗ	2,10	2,40	2,30	2,00	1,75	1,49
Няганьгазпереработка	0,90	1,90	2,00	1,60	1,54	1,35
Итого	13,20	20,70	18,70	15,80	13,31	10,72

Помимо собственного производства углеводородного сырья СИБУР приобретает также ШФЛУ на переработку у ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «Новатэк».

В таблице 4.51 приведены фактический и прогнозный объемы производства ШФЛУ.

Таблица 4.51

Фактический и прогнозный объемы производства ШФЛУ на предприятиях СИБУРа, тыс. т [33]

Предприятие	Год							
	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2015	2020
Нижневартовский ГПЗ	916	646	1021	1311	1374	1335	1056	1097
Белозерный ГПЗ	840	1163	888	1139	1076	1115	994	623
Южно-Балыкский ГПЗ	253	235	235	355	810	940	900	725
Губкинский ГПЗ	114	247	247	247	307	390	390	350
Муравленковский ГПЗ	341	326	326	326	700	740	720	650
Няганьгазпереработка	0	0	30	150	520	520	540	460
Итого	2464	2617	2747	3528	4787	5040	4600	3905

В 2015 г. компания СИБУР отмечала свой 20-летний юбилей. Пройдя непростой путь развития, компания несомненно стала лидером в переработке попутных нефтяных газов, развитии нефтегазохимии в России, отраслевым лидером в инвестиционной политике; СИБУР вносит существенный вклад в сбережение природных ресурсов и охрану окружающей среды.

Глубина извлечения целевых фракций при переработке ПНГ на мощностях СИБУРа в феврале 2017 г. составила 96,6%, что является наилучшим показателем за всю историю компании. Этот показатель был достигнут благодаря реализации долгосрочной программы по углублению переработки ПНГ, а также ряда мероприятий по оптимизации технологического режима производств.

Коротко о том, какую стратегию развития газохимии выбрала компания СИБУР. Для компании, объединяющей почти 40 российских предприятий и являющейся лидером отечественной газохимии, выбрать правильную стратегию довольно сложно, но руководители компании высказывают свою взгляды на основные направления развития газохимии. С точки зрения руководства компании, сегодня нужно развивать в первую очередь крупнотоннажное производство, а заводы располагать максимально близко к границам и желательно в портах незамерзающих морей.

Основное сырье для развития крупнотоннажного производства для СИБУРа — этансодержащий газ с месторождений Газпрома, на базе которого будет строиться производство полимеров. Важный вопрос, требующий решения, — доставка сырья из регионов добычи до газохимических комплексов. Это проблема, например, при строительстве Газпромом Амурского завода и готовности СИБУРа строить рядом газохимический комплекс.

Важный ресурс для газохимических производств — попутный нефтяной газ, который российские нефтяные компании продают сегодня СИБУРу. Это позволяет сократить объем сжигаемого в России ПНГ и развивать различные направления их химической переработки. Поэтому СИБУР планирует развивать научные разработки и вести опытно-конструкторские работы в области газохимии.

Литература к разделу 4.5

1. ООО «СИБУР». О компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.sibur.ru/about/> (дата обращения 11.08.2017).
2. Сырьевой бизнес СИБУРа: текущее состояние и перспективы развития. ОАО «СИБУР Холдинг». — 2011. — 7 с.
3. Нацеленность на результат и ответственное отношение // Журнал «Вестник McKinsey». — 2014. — № 31.
4. АО «СибурТюменьГаз». Официальный раздел предприятия [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.sibur.ru/stg> (дата обращения 15.11.2015).
5. Годовой отчет открытого акционерного общества «СИБУР Холдинг» за 2008 год. — 87 с.
6. «Газпромнефть» и СИБУР ввели в эксплуатацию Южно-Приобский газоперерабатывающий завод 3 сентября 2015, пресс-релиз Нефть и капитал. — № 3/20.
7. Новости СИБУРа. Амурский ГПЗ вошел в систему объектов для поставок газа по восточному маршруту. НефтеГазоХимия. — 2015. — № 3. — С. 6.

8. СИБУР. Презентация о компании. Апрель 2015. — 26 с.
9. ПАО «СИБУР». Презентация о компании. Апрель 2017. — 19 с.
10. Технология переработки ПНГ. ООО «СИБУР». — 2013. — 7 с.
11. НИПИГАЗ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.nipigas.ru/> (дата обращения 15.11.2015).
12. *Аджиев, А. Ю.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 Ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. — Краснодар : ЭДВИ, 2014. — С. 166–173, 186–198, 218–223.
13. *Стукалова, В.* Как мы начинали // Газопереработчик. — 6 сентября, 1988. — № 3.
14. *Мельникова, С. А.* Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации. Итоги 2010 / С. А. Мельникова, Т. Н. Хазова, Е. Б. Черепова, Е. А. Голышева. — М. : ЗАО «Альянс-Аналитика», 2011. — С. 392–402, 404–408, 412–422.
15. ООО «Ниженевартовский ГПК». ООО «СИБУР». — Ноябрь 2014. — 23 с.
16. Деловая Россия. ХМАО-Югра: ТЭК. Южно-Балыкский ГПК. Когда с попутным газом по пути. 01.05.2010.
17. СИБУР увеличит эффективность переработки ПНГ на Южно-Балыкском ГПЗ. Дата обновления 19.05.2015 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.nipigas.ru/press_center/company_news/5158/ (дата обращения 25.03.2017).
18. «Казанькомпрессормаш» изготовил газоперекачивающий агрегат для Южно-Балыкского ГПЗ. Дата обновления 07.07.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.compressormash.ru/pressroom/699/> (дата обращения 15.03.2017).
19. Проект строительства установки глубокой очистки ШФЛУ на Южно-Балыкском ГПЗ получил положительное заключение Главгосэкспертизы. Дата обновления 22.09.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://nipigas.ru/press_center/company_news/5348/ (дата обращения 10.03.2017).
20. Моя родная Белозерка // МЕСТНОЕ ВРЕМЯ. — 26 апреля 2014. — № 76 (13155).
21. ООО «Белозерный ГПК». ООО «СИБУР». — 2014. — 10 с.
22. Пресс-служба компании «СИБУР». Завершены работы по модернизации Вынгапуровской компрессорной станции. «Нефть России». 08.02.10 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.oilru.com>.
23. Краснотенские миллиардеры // За коммунизм. — № 115 (6247), 23.09.1989.
24. «Вестник Приобья», 08.07.1999.
25. «Вестник Приобья», 03.11.2000.
26. «Трибуна нефтяника», 03.11.2005.
27. «Вестник Приобья», 27.09.2007.
28. «Трибуна нефтяника», 23.04.2009.
29. Губкинский газоперерабатывающий комплекс. Экологическая политика ОАО «Губкинский ГПК» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gubadm.ru> (дата обращения 15.11.2016).
30. СИБУР ввел в строй вторую очередь Вынгапуровского ГПЗ, расширив инфраструктуру по сбору и переработке ПНГ в ЯНАО. Дата обновления 31.03.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.sibur.ru/press->

center/news/SIBURvvelvstroyvtoruyuocheredVyngapurovskogoGPZrasshirivinfrastrukturuiposboruipererabotkePNGvYANAO/ (дата обращения 25.03.2017).

31. СИБУР. Западная Сибирь // АО «СибурТюменьГаз». — Август 2015. — № 16, спецвыпуск.

32. Новости СИБУРа. СИБУР и Газпром нефть запустили Южно-Приобский газоперерабатывающий завод // НефтеГазХимия. — 2015. — № 3. — С. 10.

33. Соловьянов, А. А. Стратегия использования попутного нефтяного газа в Российской Федерации / А. А. Соловьянов, Н. Н. Андреева, В. А. Крюков, К. Г. Ляте. — М. : ЗАО «Редакция газеты “Кворум”», 2008. — С. 57–60.

4.6. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «НОВАТЭК»

ПАО «НОВАТЭК» является крупнейшим российским независимым производителем природного газа, вторым по объемам добычи природного газа в России. Компания занимается разведкой, добычей, переработкой и реализацией природного газа и жидких углеводородов, имеет двадцатитрехлетний опыт работы в российской нефтегазовой отрасли. Добывающие активы компании сосредоточены в Ямало-Ненецком автономном округе, одном из крупнейших регионов мира по объемам запасов и добычи природного газа. Основными стратегическими задачами компании являются: расширение ресурсной базы и эффективное управление запасами, поддержание устойчивых темпов роста добычи углеводородов, сохранение низкого уровня затрат, оптимизация и расширение имеющихся и формирование новых каналов реализации продукции, в том числе выход на международный рынок СПГ [1].

Основные показатели компании за 2015 г. следующие:

- добыто 67,9 млрд м³ газа и 9,1 млн т жидких углеводородов;
- поставки газа на внутренний рынок составили 19% от общего количества;
- по доказанным запасам газа — 4-е место, по добыче газа — 7-е место среди публичных компаний мира.

4.6.1. История и ключевые этапы развития ПАО «НОВАТЭК»

История ПАО «НОВАТЭК» началась в августе 1994 г. с образования ОАО «Новафининвест» (название НОВАТЭКа до 2003 г.). На фоне общей негативной ситуации в стране никому не было дела до углеводородных запасов Западной Сибири, в частности, месторождений, которые считались бесперспективными. Освоением таких участков и занялась компания, изначально добывая нефть [1]. ПАО «НОВАТЭК» ведет разработку сеноманских, валанжинских и ачимовских залежей газовых месторождений, расположенных в Ямало-Ненецком автономном округе.

С момента своего создания компания сконцентрировала усилия на развитии нефтегазовых активов: были приобретены лицензии на месторождения, расположенные в ЯНАО (Восточно-Таркосалинское, Ханчейское, Юрхаровское), и инвестированы значительные средства в их разработку и обустройство. В 1996 г. была начата опытно-промышленная эксплуатация нефтяного промысла Восточно-Таркосалинского месторождения, а в 1998 г. был добыт первый природный газ.

В 2002 г. с первыми поставками газа потребителям началось развитие маркетинга газа. В том же году произошел ввод в эксплуатацию объектов газокон-

денсатного промысла на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях, что позволило компании овладеть новым для себя углеводородным сырьем.

В 2003 г. было введено в эксплуатацию самое большое и по сей день нефтегазоконденсатное месторождение — Юрхаровское.

В 2004 г. была завершена консолидация основных активов НОВАТЭКа, а в 2005 г. — продажа непрофильных активов с целью концентрации на основном бизнесе. В том же году был введен в эксплуатацию Пуровский завод по переработке конденсата, являющийся важнейшим звеном вертикально интегрированной производственной цепочки компании, и проведено первичное публичное размещение акций ОАО «НОВАТЭК» на Лондонской и российских фондовых биржах.

В 2005 г. НОВАТЭК становится ведущим независимым производителем газа в России с годовой добычей свыше 25 млрд м³, началось активное наращивание производственных мощностей, что потребовало выхода компании на международный рынок углеводородов.

В 2013 г. введен в эксплуатацию комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата в порту Усть-Луга на Балтийском море мощностью по переработке 6 млн т/год.

С каждым годом происходит разработка новых месторождений для увеличения ресурсной базы и занятия устойчивых позиций на рынке энергоресурсов. К тому же в компании идет активная реализация проектов по сжижению природного газа: Ямал СПГ, Арктик СПГ-1, Арктик СПГ-2, Арктик СПГ-3, которые выведут компанию на принципиально новый уровень.

На протяжении всей истории развития компании ее бессменным лидером является Леонид Викторович Михельсон.



Леонид Викторович Михельсон
Председатель Правления ПАО «НОВАТЭК»

Л. В. Михельсон родился 11 августа 1955 г. в г. Каспийск, Дагестан. В 1977 г. окончил Куйбышевский инженерно-строительный институт по специальности «Инженер-строитель».

Работал прорабом на строительстве газопровода Уренгой — Челябинск, с 1985 г. — главным инженером треста «Рязаньтрубопроводстрой», с 1987 г. — главой «Куйбышевтрубопроводстрой», с 1987 по 1994 г. — управляющим АО «Самарское народное предприятие „Нова“», затем — Генеральным директором компании «Новафининвест».

С 2003 г. — член Совета директоров и Председатель Правления НОВАТЭКа.

В 2008–2010 гг. — член Совета директоров, Председатель Совета директоров ОАО «Стройтрансгаз». В 2009–2010 гг. — Председатель Совета директоров ОАО «Ямал СПГ», 2008–2011 гг. — член Совета директоров ООО «АртФинанс».

С 2011 г. — Председатель Совета директоров ПАО «Сибур Холдинг», в 2011–2013 гг. — член Наблюдательного совета ОАО «Всероссийский банк развития регионов».

Сегодня НОВАТЭК сотрудничает со многими иностранными компаниями, хорошо зарекомендовавшими себя на рынке нефти и газа, такими как Total, Gas Natural Fenosa, CNPC, Braskem, Schlumberger. В состав компании входит 32 лицензионных участка, разрабатываемых и перспективных, а также предприятия, занимающиеся переработкой и продажей углеводородов (рис. 4.155). Поставки газа на внутренний рынок обеспечивают топливом многие регионы России, большинство из которых с развитой промышленностью, что говорит о высокой степени доверия к компании среди ее партнеров (рис. 4.156).

Реализация углеводородов на международной арене происходит в основном с порта на Балтийском море Усть-Луга, откуда стабильный газовый конденсат и продукты его переработки отправляются потребителям морским транспортом (рис. 4.157).

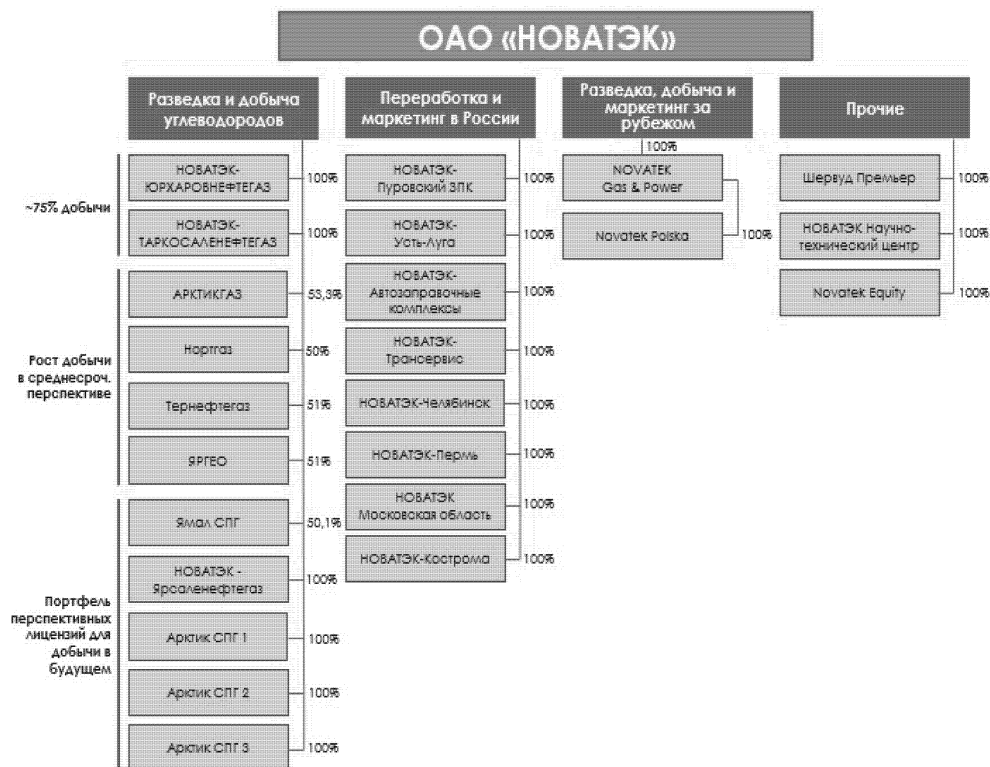


Рис. 4.155
Структура дочерних предприятий НОВАТЭКа [2]

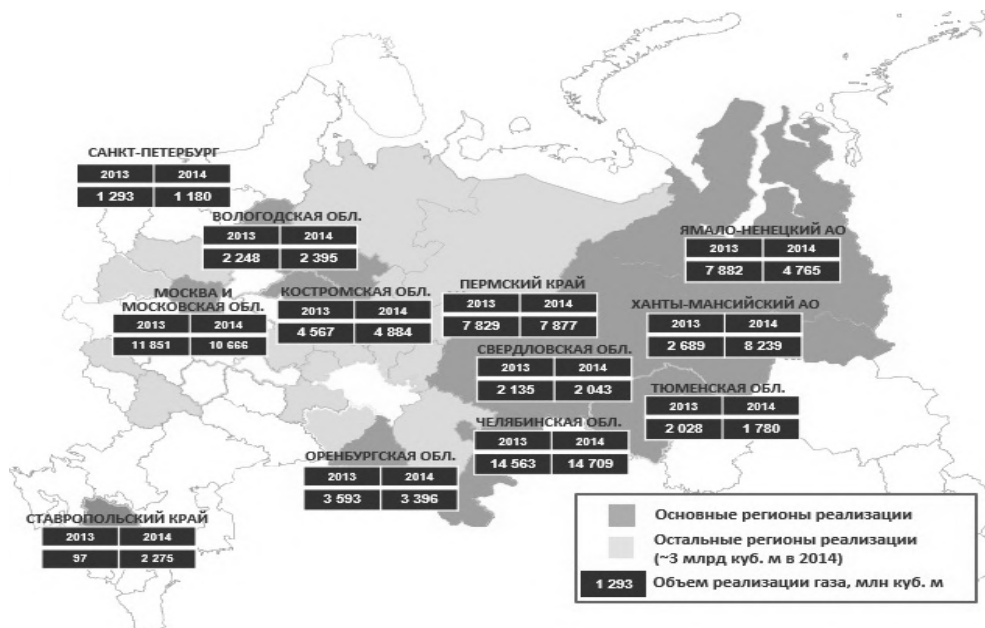


Рис. 4.156

География поставок газа на внутренний рынок России в 2014 г. [2]



Рис. 4.157

География поставок углеводородов на международный рынок [2]

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение [2]

Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение является основным добывающим активом НОВАТЭКа. В 2014 г. на долю этого месторождения приходилось около 61% валовой добычи газа и 41% добычи жидких углеводородов (рис. 4.158). Лицензия на освоение месторождения действует до 2034 г. Юрхаровское месторождение открыто в 1970 г. и расположено за Северным полярным кругом в юго-восточной части Тазовского полуострова. Разбуривание морской части месторождения производится с суши с применением горизонтальных скважин.

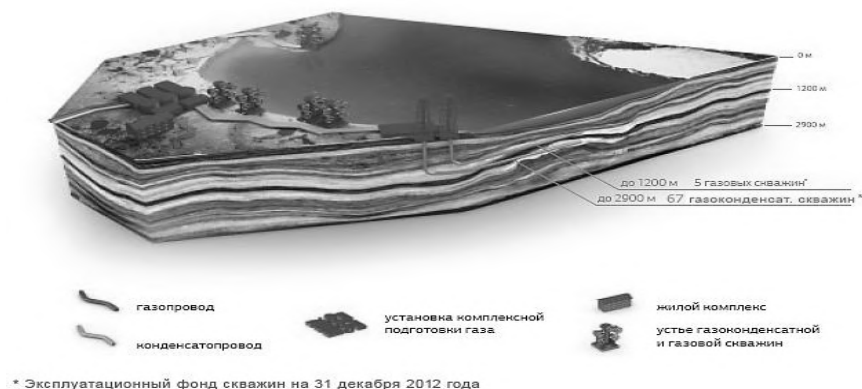


Рис. 4.158

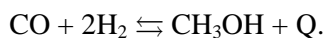
Модель Юрхаровского нефтегазоконденсатного месторождения [2]

Товарная добыча газа и газового конденсата на месторождении началась в 2003 г. и по итогам 2013 г. составила 38,2 млрд м³ газа и 2,7 млн т жидких углеводородов. В июле 2014 г. на Юрхаровском месторождении в эксплуатацию была введена третья очередь дожимной компрессорной станции, состоящая из пяти агрегатов. В результате суммарная мощность станции выросла до 300 МВт. Станция необходима для поддержания максимального уровня добычи газа на месторождении. С целью вовлечения в разработку запасов восточной части месторождения и равномерной выработки пластов в 2014 г. продолжилось бурение горизонтальных скважин с большими отходами от устья. В эксплуатацию были введены три новые газоконденсатные скважины и проведена реконструкция двух ранее пробуренных скважин. Ввод в промышленную эксплуатацию установки по дезгидратации конденсата и завершение строительства конденсатопровода в августе 2010 г. позволили самостоятельно осуществлять первичную подготовку газового конденсата и транспортировать дегидратированный газовый конденсат с Юрхаровского месторождения для дальнейшей переработки на Пуровском ЗПК.

До ввода в эксплуатацию собственных объектов нестабильный газовый конденсат, добываемый на Юрхаровском месторождении, подготавливался на установке по переработке конденсата на Уренгойском месторождении, принадлежащем ПАО «Газпром», а затем транспортировался на Пуровский ЗПК через сеть конденсатопроводов ПАО «Газпром». Продолжение использования перерабатывающих и транспортных мощностей третьих лиц не рассматривалось как оптимальное, поскольку газовый конденсат в соответствующем трубопроводе смешивался с газовым конденсатом других производителей. С вводом собственных объектов удалось минимизировать снижение качества, а также сократить затраты на подготовку и транспортировку газового конденсата.

На предприятии функционируют собственные метанольные установки общей мощностью 52,5 млн т/год, которые полностью удовлетворяют внутренний спрос НОВАТЭКа.

Используется паровая конверсия метана с получением синтез-газа и дальнейшим получением метанола по реакции:



Принципиальная технологическая схема процесса приведена на рисунке 4.159.

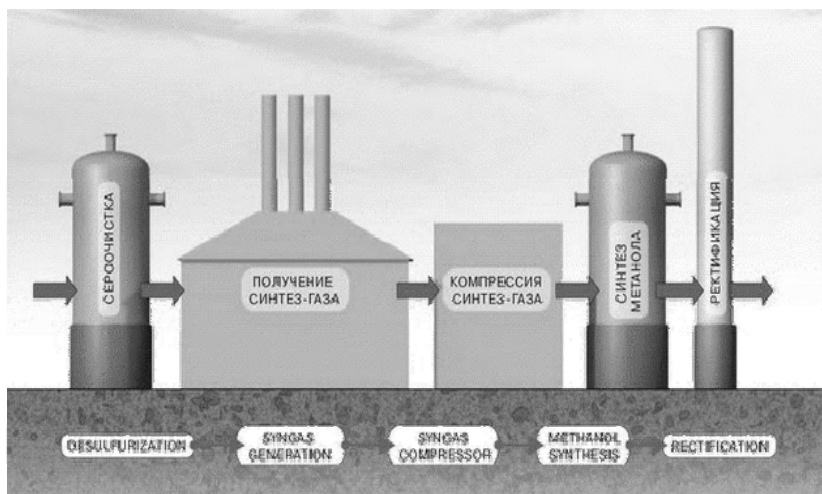


Рис. 4.159

Принципиальная технологическая схема получения метанола

НОВАТЭК первым использовал такую систему обеспечения требуемым метанолом (примерно в 4 раза выгоднее, нежели закупать со стороны), который не используется для коммерческих целей.

Восточно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение

Восточно-Таркосалинское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1971 г., лицензия на освоение месторождения действует до 2043 г. Добыча нефти на месторождении ведется с 1994 г., добыча газа — с 1998 г., добыча конденсата — с 2001 г. (рис. 4.160).

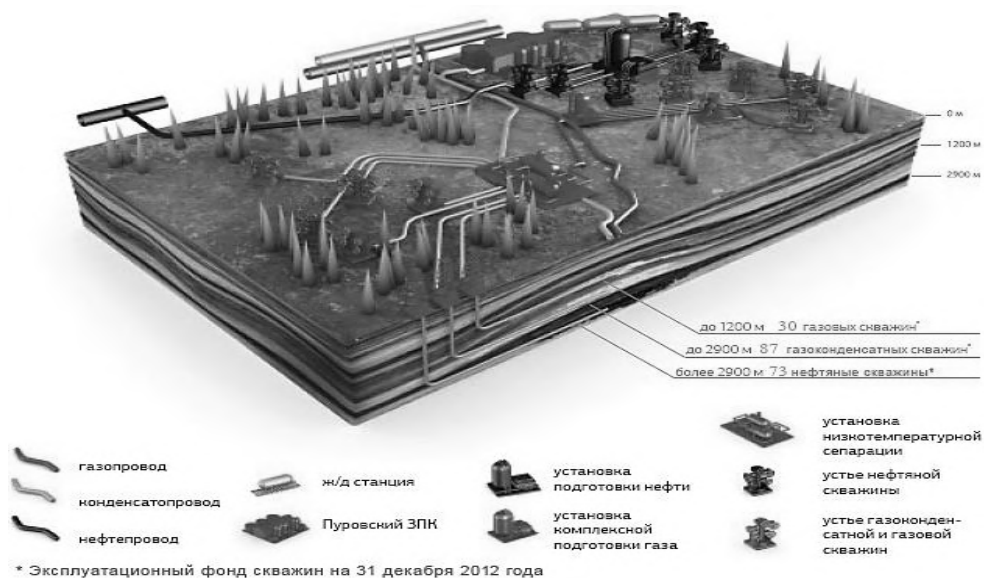


Рис. 4.160

Модель Восточно-Таркосалинского нефтегазоконденсатного месторождения [2]

Товарная добыча на месторождении по итогам 2014 г. составила 10,3 млрд м³ газа и 1,3 млн т жидких углеводородов. Восточно-Таркосалинское месторождение является самым разбуренным месторождением в портфеле компании. Потенциал дальнейшей разработки месторождения связан с освоением запасов нефти.

В 2014 г. на Восточно-Таркосалинском месторождении велось активное разбуривание нефтяных залежей, были введены в эксплуатацию 29 добывающих нефтяных скважин. ПНГ, отделенный от нефти, компримируется дожимной компрессорной станцией, общая мощность которой в декабре 2014 г. была увеличена с 3,5 до 10,5 МВт в результате запуска двух новых агрегатов. С целью поддержания добычных мощностей в апреле 2014 г. на газовом промысле месторождения введена в эксплуатацию третья очередь дожимной компрессорной станции в составе двух агрегатов по 16 МВт, общая мощность компрессорной станции достигла 42,5 МВт.

Месторождение подключено к ЕСГ (Единая Система Газоснабжения) собственным газопроводом, который позволяет транспортировать ежегодно до 20 млрд куб. м газа, добываемого на Восточно-Таркосалинском и Ханчейском месторождениях.

Нестабильный газовый конденсат деэтанализируется на месторождении и транспортируется по собственному трубопроводу на Пуровский ЗПК. Трубопровод имеет пропускную способность до 2,4 млн т в год.

Нефть по системе сбора поступает на центральный пункт сбора нефти для дальнейшей подготовки. Доведенная до товарного качества нефть перекачивается по нефтепроводу до коммерческого узла учета нефти на нефтеперекачивающей станции НПС «Пурпе», принадлежащем ОАО «АК „Транснефть“», где осуществляется ее сдача в систему магистральных нефтепроводов ОАО «АК „Транснефть“».

Ханчейское нефтегазоконденсатное месторождение

Ханчейское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1990 г. и расположено в 65 км к востоку от Восточно-Таркосалинского месторождения. Лицензия на освоение Ханчейского месторождения действует до 2044 г. На Ханчейском месторождении с 2001 г. ведется добыча газа и газового конденсата, а с 2007 г. — добыча нефти (рис. 4.161).

Товарная добыча на месторождении в 2014 г. составила 2,9 млрд м³ газа и 0,4 млн т жидких углеводородов. Добыча газа и газового конденсата на месторождении достигла максимального уровня в 2010–2011 гг. Потенциал дальнейшей разработки месторождения связан с освоением запасов нефти.

Кроме этих трех основных месторождений в портфеле компании имеется множество других, которые на сегодняшний день играют немаловажную роль в развитии добычи.

Общая добыча газа на добывающих предприятиях компании представлена на рисунке 4.162.

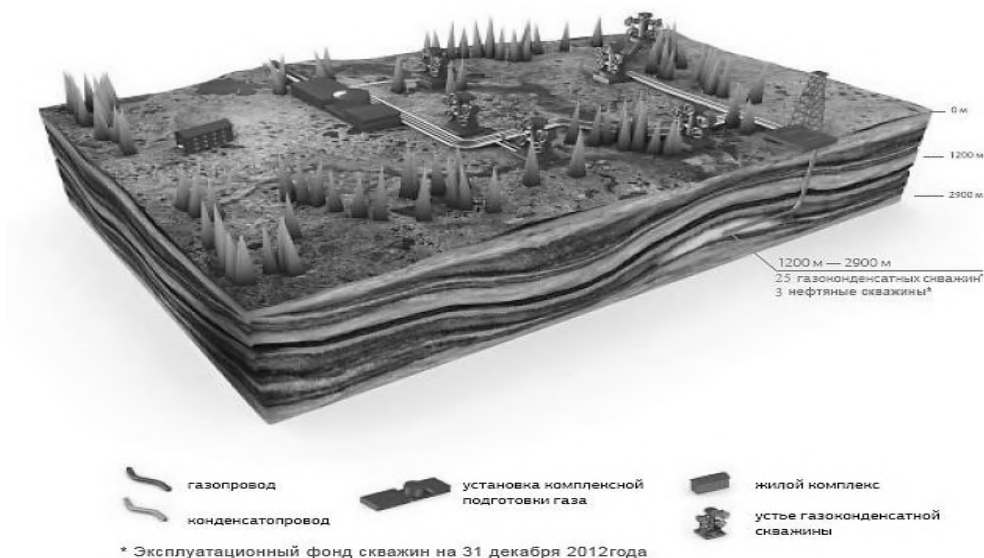


Рис. 4.161

Модель Ханчейского нефтегазоконденсатного месторождения [2]

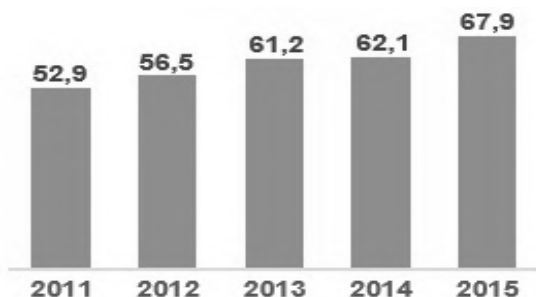


Рис. 4.162

Товарная добыча газа ПАО «НОВАТЭК», млрд м³ [1]

Контактная информация

Полное наименование организации	ПАО «НОВАТЭК»
Адрес	Россия, 119415, Москва, ул. Удальцова, д. 2
Контактные телефоны	+7 (495) 730 6000
Факс	+7 (495) 721 2253
Сайт	www.novatek.ru

4.6.2. Пуровский завод по переработке газового конденсата (ПАО «НОВАТЭК» — ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»)

С развитием добычи газового конденсата потребовалась его переработка, для чего был построен Пуровский завод по переработке конденсата (ЗПК). В состав предприятия входят сливо-наливная эстакада для отгрузки продуктов переработки завода, резервуарный парк для временного хранения газового конденсата, установка фракционирования, установка отделения метанола, который отправляется для использования на Юрхаровском месторождении (рис. 4.163).



Рис. 4.163
Пуровский ЗПК [3]

С 2004 г. пост Генерального директора предприятия занимает Борис Леонтьевич Фельдман.

В результате запуска Термокарстового и Яро-Яхинского месторождений в июне 2015 г. Пуровский завод достиг полной загрузки перерабатывающих мощностей, что составляет более 12 млн т нестабильного газового конденсата в годовом исчислении. Данный объем соответствует суммарным добычным мощностям месторождений НОВАТЭКа и его совместных предприятий, находящихся в эксплуатации по состоянию на вторую половину 2015 г.

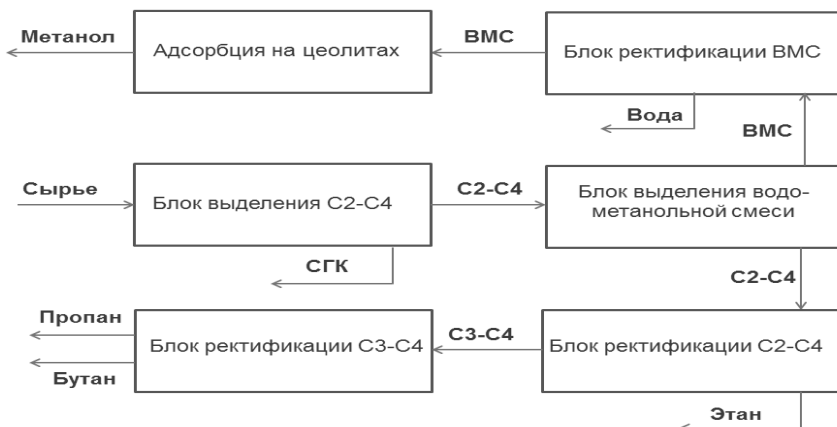
В 2015 г. объем переработки дегтанизированного газового конденсата на Пуровском ЗПК вырос на 82,1%, до 12 021 тыс. т. Было произведено 9664 тыс. т СГК, 2228 тыс. т ШФЛУ и СУГ и 11 тыс. т регенерированного метанола. В связи с изменением состава сырья в результате запуска новых добычных мощностей доля стабильного газового конденсата в структуре продукции завода увеличилась с 78,5% в 2014 г. до 81,2% в 2015 г.

Пуровский ЗПК расположен в ЯНАО вблизи Восточно-Таркосалинского месторождения. Компании также принадлежит сеть конденсатопроводов, позволяющих поставлять газовый конденсат с месторождений на Пуровский ЗПК.

Начиная со второго квартала 2014 г. весь объем ШФЛУ, которая является сырьем для производства товарного СУГ, поставляется по трубопроводу для дальнейшей переработки на Тобольский нефтехимический комбинат, принадлежащий ПАО «СИБУР Холдинг». Пакет соглашений с СИБУРом о поставках ШФЛУ на Тобольский НХК позволил снизить расходы на расширение мощностей Пуровского ЗПК благодаря отсутствию необходимости строительства дополнительных мощностей по производству товарного СУГ, а также расширения железнодорожных мощностей для транспортировки дополнительных объемов СУГ.

Пуровский ЗПК соединен железнодорожной веткой с сетью российских железных дорог в районе железнодорожной станции Лимбей. Практически весь объем стабильного газового конденсата, производимый на Пуровском ЗПК, поставляется железнодорожным транспортом на комплекс в Усть-Луге, где конденсат перерабатывается в легкую и тяжелую нефть, авиакеросин, дизельную

фракцию и печное/судовое топливо. Эта продукция грузится в морские танкеры и поставляется на международные рынки. Пуровский ЗПК является важным звеном в интегрированной производственной цепочке компании, позволяющим обеспечить высокое качество готовой продукции и тем самым максимизировать доходы компании от добычи конденсата.



Нестабильный газовый конденсат, поступающий с месторождений, проходит блок выделения фракции C_2-C_4 и отгружается в ж/д цистерны для транспортировки. Эта фракция поступает в блок выделения водометанольной смеси, которая затем идет на ректификацию для отделения основного количества воды и адсорбцию на цеолитах для получения метанола требуемого качества. Фракция C_2-C_4 проходит блок ректификации, где отделяется этан, используемый для собственных нужд, затем возможно разделение пропана и бутана, либо их реализация в виде технической смеси в зависимости от требований заказчика.

Полное наименование организации

4.6.3. Комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата «НОВАТЭК-Усть-Луга» (ПАО «НОВАТЭК» — ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»)

2013 г. Комплекс в Усть-Луге позволяет перерабатывать стабильный газовый конденсат в легкую и тяжелую нефту, керосин, дизельную фракцию и мазут и отгружать готовую продукцию на экспорт морским транспортом (рис. 4.165). Мощность комплекса составляет 6 млн т в год по сырью.



Рис. 4.165

Комплекс «НОВАТЭК-Усть-Луга» [4]

В состав комплекса входят: установка по фракционированию СГК с двумя технологическими линиями мощностью 3 млн т в год каждая, резервуарный парк сырья и продуктов его переработки емкостью 520 тыс. м³, два глубоководных танкерных причала, оборудованных стендерами и способных принимать танкеры дедвейтом до 120 тыс. т, административно-хозяйственная зона, инженерные системы и сети, а также система очистных сооружений.

На комплексе установлено самое современное оборудование, обеспечивающее максимально возможный уровень автоматизации технологических процессов, а также промышленной и экологической безопасности. Уникальность комплекса обусловлена также его размещением на искусственно намытой территории, что потребовало максимально компактного расположения производственных объектов.

Директор НОВАТЭК-Усть-Луга — Бендюжик Дмитрий Валерьевич.

Строительство комплекса позволило повысить уровень вертикальной интеграции НОВАТЭКа, увеличить добавленную стоимость при реализации жидких углеводородов, а также диверсифицировать рынки сбыта продукции и увеличить количество потребителей. Кроме того, реализация проекта позволила оптимизировать логистику и сократить транспортные расходы благодаря более выгодному расположению Усть-Луги по сравнению с портом Витино, через который ранее осуществлялся экспорт стабильного газового конденсата.

В 2014 г. комплекс переработал 4706 тыс. т стабильного газового конденсата и произвел 4624 тыс. т товарной продукции, в том числе 3431 тыс. т легкой и тяжелой нефти, 472 тыс. т керосина, 721 тыс. т дизельной фракции и мазута.

Принципиальная технологическая схема комплекса приведена на рисунке 4.166.

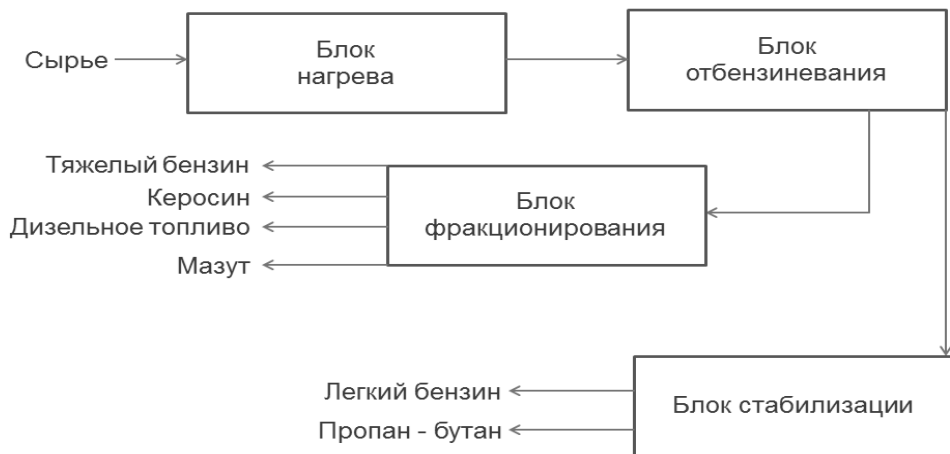


Рис. 4.166

Принципиальная технологическая схема комплекса «НОВАТЭК-Усть-Луга» [4]

Стабильный газовый конденсат ж/д цистернами с Пуровского ЗПК через резервуарный парк поступает на установку по его переработке. Сначала проходит блок нагрева, где нагревается для выделения легких фракций в сепараторе, затем проходит блок отбензинивания для выделения СУГ и легкого бензина, которые поступают в блок стабилизации для ректификации. Пропан-бутановая фракция используется для собственных нужд, а избыток доставляется потребителям автоцистернами. Легкий бензин закачивается потребителям в морские танкеры. Отбензиненный газовый конденсат поступает в блок фракционирования, где основным аппаратом является атмосферная колонна, в которой происходит ректификация и разделение на продукты: тяжелый бензин, авиационный керосин, дизельное топливо, мазут. Вся продукция реализуется путем доставки потребителям морской транспортировкой в танкерах.

Мелкооптовая и розничная реализация СУГ в России осуществляется через сеть газонаполнительных и автозаправочных станций НОВАТЭК-АЗК. Станции также реализуют бензин марок АИ-95, АИ-92 и дизельное топливо.

По состоянию на конец 2015 г. компании принадлежали 63 автозаправочные и 7 газонаполнительных станций, расположенных в Челябинской, Волгоградской, Ростовской и Астраханской областях. Все газозаправочные комплексы НОВАТЭКа оснащены самым современным оборудованием. В 2015 г. через сеть станций было реализовано 127 тыс. т СУГ. С 2012 г. компания реализует программу «Перехожу на газ!»: участники программы после установки газобаллонного оборудования получают специальную дисконтную карту, которая позволяет быстрее окупить оборудование.

Контактная информация

Полное наименование организации

ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»

Адрес

188477, Ленинградская область, Кингисеппский район, деревня Вистино, Школьная ул., д. 5

Сайт

www.novatek.ru

4.6.4. Перспективные СПГ-проекты ПАО «НОВАТЭК»

Развитие производства сжиженных природных газов (СПГ) объявлено одним из приоритетных направлений развития газоперерабатывающей промышленности в России. Еще в октябре 2010 г. В. В. Путин поручил правительству проработать вопрос о внесении льгот для газодобывающих компаний, работающих в сфере СПГ. Самым ожидаемым на сегодняшний день проектом является «Ямал СПГ», в котором участвуют НОВАТЭК (контрольный пакет акций), Total, CNPC, Шелковый путь.

В качестве технологии сжижения предусмотрена СЗMR (с предварительным пропановым охлаждением), общая мощность предприятия составит 16,5 млн т/год по сжиженному природному газу, 1–1,5 млн т/год газового конденсата. В собственности завода Ямал СПГ — электростанция, морские сооружения, аэропорт, поселок для проживания.

В качестве перспективных рассматриваются проекты Арктик СПГ-1, Арктик СПГ-2, Арктик СПГ-3, реализация которых также планируется на Обской Губе, в условиях Крайнего Севера [5, 6].

4.6.5. Перспективы переработки газовых конденсатов Ачимовских залежей

Дальнейший рост добычи газа и газового конденсата компанией ПАО «НОВАТЭК» будет осуществляться в основном за счет разработки Ачимовских залежей [6], поэтому коротко об особенностях переработки газовых конденсатов этих залежей. Ачимовские продуктивные пласты залегают на глубине 3600–3750 м по вертикали, характеризуются аномально высоким давлением — выше 600 атм. ПАО «НОВАТЭК» — единственная компания в России, поставившая строительство Ачимовских скважин на безопасный конвейер. Построено более 20 горизонтальных скважин, протяженность горизонтальной секции порядка 1300 м, окончательный забой превышает 5500 м.

Газовый конденсат Ачимовских залежей содержит повышенное количество вредных компонентов: 4–6% масс. тугоплавких парафинов C16–C35, более 500 ppm сернистых соединений и более 3 ppm соединений ртути, что негативно сказывается на его переработке. С целью минимизации негативного влияния этих компонентов в компании ведется предпроектная работа по разработке технических решений для следующих объектов:

- блок по извлечению ртути из газового конденсата или продуктов его переработки;

- установка гидроочистки газового конденсата; установка гидрокрекинга тяжелого остатка газового конденсата.

Планируемый перечень товарной продукции комплекса (выход, % масс.): легкая нефтя (29), тяжелая нефтя (32), авиационный керосин (15), газойль (7), судовое топливо (15).

Вся получаемая нефтя направляется на экспорт, ее качество регулируется зарубежными требованиями, одно из важнейших — содержание ртути, оно постоянно ужесточается. В то же время после фракционирования конденсата примерно 70% ртути остается в тяжелой нефтя (порядка 3 ppm). Для разработки

оптимального пути извлечения ртути компанией были проведены комплексные исследования по определению ее типа.

Судовое топливо, производимое компанией, реализуется в основном в Балтийском регионе, где к нему предъявляются серьезные требования по содержанию серы — не более 1000 ppm, которое в перспективе ужесточится до 500 ppm, так что решение этой проблемы требует срочного решения. Учитывая сезонный характер потребности судового топлива, наличие в нем тугоплавких парафинов, влияющих на температуру потери текучести, жестко регламентирует его выход. Регулирование концентрации сернистых соединений и тугоплавких парафинов возможно с использованием процесса гидрокрекинга судового топлива. Таким образом, перед ПАО «НОВАТЭК» стоит важная задача — сохранить качественные преимущества товарной продукции при увеличении уровня добычи газа и конденсата из Ачимовских залежей.

В заключение коротко о перспективах развития газоперерабатывающих и газохимических технологий в ПАО «НОВАТЭК». Юрхаровское ГKM является для компании полигоном по отработке новых технологий и оборудования. Еще в 2007 г. была пущена первая в России малогабаритная установка производства метанола на основе природного газа, который используется непосредственно на промысле в качестве ингибитора гидратообразования на установке низкотемпературной сепарации, что в 4 раза дешевле использования привозного метанола. И это не единственный случай внедрения такого рода установок производства метанола непосредственно на месте его использования. Компанией отработана технология получения синтетических жидких углеводородов из природного газа (GTL-технология) на Юрхаровском месторождении, там же — деэтанализация газового конденсата. Компанией намечены перспективные направления переработки газа и газового конденсата, дающие возможность получать ценные востребованные продукты: алкилаты, автомобильный бензин, продукты риформинга и изомеризации, дизельное топливо, авиационный керосин.

Литература к разделу 4.6

1. ПАО «НОВАТЭК». История компании [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.novatek.ru/new/history>.
2. ПАО «НОВАТЭК». Дочерние общества [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.novatek.ru/business/processing>.
3. ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК». Технологический регламент предприятия.
4. ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга». Технологический регламент предприятия.
5. ПАО «НОВАТЭК». Фильм к 20-летию компании ПАО «НОВАТЭК». Россия-2. 06.2014.
6. Шевкунов, С. Н. Технологические особенности переработки газовых конденсатов Ачимовских залежей ПАО «НОВАТЭК». Выписка. Протокол № 135 заседания Правления АНН от 17 мая 2017 г., Москва // Мир нефтепродуктов. — 2017. — № 7. — С. 47–48.

4.7. Газоперерабатывающие предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»

ОАО «Сургутнефтегаз» — одна из крупнейших нефтяных компаний России, активно развивающая секторы разведки и добычи нефти и газа, переработку газа и производство электроэнергии, производство и маркетинг нефтепродуктов, продуктов нефте- и газохимии.

Компания имеет в своем активе семь нефтегазодобывающих управлений (НГДУ): «Сургутнефть», «Быстринскнефть», «Федоровскнефть», «Комсомольскнефть», «Лянторнефть», «Нижнесортнымскнефть», «Талаканнефть» (Якутия).

В составе компании входят нефтеперерабатывающий завод «Киришинефтеоргсинтез» в городе Кириши Ленинградской области, Сургутское управление по переработке газа (УПГ). Имеется ряд сбытовых подразделений в Центральном и Северо-Западном федеральных округах России — «Псковнефтепродукт», «Калининграднефтепродукт», «Тверьнефтепродукт» и «Новгороднефтепродукт». Помимо этого, в составе компании научно-исследовательская база институт «СургутНИПИнефть» и проектный институт «Ленгипронефтехим».

В качестве вертикально интегрированной компании ОАО «Сургутнефтегаз» присутствует на рынке более 20 лет [1, 2].

4.7.1. История создания, становления и развития ОАО «Сургутнефтегаз»

История ОАО «Сургутнефтегаз» началась в октябре 1977 г., когда компания получила статус многопрофильного производственного объединения. В 1993 г. предприятие было преобразовано в открытое акционерное общество и заняло свою нишу среди вертикально интегрированных компаний России благодаря обширному опыту функционирования его подразделений: 50 лет в добыче и свыше 40 лет в переработке нефти.

В начале XX в. начали свою деятельность «Новгороднефтепродукт» и «Тверьнефтепродукт» — сбытовые предприятия Сургутнефтегаза, а в 1946 г. на основе действовавших в довоенное время в Восточной Пруссии объектов фирм «Шелл» и «Нитаг» было создано предприятие «Калининграднефтепродукт», ставшее торговым предприятием компании «Сургутнефтегаз».

В 1961 г. было начато строительство Киришского НПЗ с целью обеспечения топливом Северо-Западного региона России. В декабре 1965 г. на завод пришел первый эшелон с нефтью, а в марте 1966 г. завод уже выпустил первую партию продукции. Сегодня это один из крупнейших НПЗ страны и основное предприятие ОАО «Сургутнефтегаз».

В 1964 г. было основано нефтегазодобывающее управление АО «Сургутнефть», в дальнейшем вошедшее в состав ОАО «Сургутнефтегаз», с которого началось освоение Большой нефти Западной Сибири.

На первых этапах добыча нефти была сезонной, в теплое время года добытую нефть отправляли баржами по реке на Омский НПЗ, а в зимнее время промысел останавливался. С пуском нефтепровода Усть-Балык — Омск в 1967 г. добыча стала круглогодичной. Разработка месторождений проводилась в сложных горно-геологических и климатических условиях.

В конце 1970-х гг. Сургут стали называть «нефтяной столицей Сибири», он становится центром развития севера Тюменской области.

В 1969 г. в эксплуатацию был введен нефтепровод Ярославль — Кириши. На Киришский завод начали поставлять на переработку нефть западносибирских месторождений, а близость НПЗ к балтийским портам позволила экспортировать нефтепродукты в страны Западной Европы.

В 1972 г. производственное объединение «Киришинефтеоргсинтез» вошло в пятерку крупнейших предприятий в стране по объемам переработки.

В декабре 2001 г. ОАО «Сургутнефтегаз» выкупило активы Сургутского ГПЗ у ОАО «СИБУР-Тюмень», и завод был преобразован в Управление по переработке газа (УПГ).

В декабре 2013 г. на базе Киришского НПЗ ОАО «Сургутнефтегаз» завершило строительство и ввело в эксплуатацию крупнейший в Европе комплекс глубокой переработки нефти [1].

Компания ОАО «Сургутнефтегаз» сегодня

На сегодняшний день основными областями деятельности компании являются: разведка и добыча углеводородного сырья; переработка нефти и газа, производство электроэнергии, производство и маркетинг нефтепродуктов, продуктов газопереработки, продуктов нефте- и газохимии.

ОАО «Сургутнефтегаз» входит в ряд крупнейших нефтегазовых компаний нашей страны, где впервые в России создан полный цикл производства, переработки газа, выработки на его основе собственной электроэнергии, выпуска готовой продукции.

Генеральный директор ОАО «Сургутнефтегаз» — Владимир Леонидович Богданов.



Владимир Леонидович Богданов
Генеральный директор ОАО «Сургутнефтегаз»

В. Л. Богданов родился 28 мая 1951 г.

В 1973 г. окончил Тюменский индустриальный институт по специальности «Горный инженер по бурению нефтяных и газовых скважин» в 1990 г. — Академию народного хозяйства при Совете Министров СССР. Член Академии горных наук и Академии естественных наук.

В 1973–1984 гг. занимал различные должности в ПО «Юганскнефтегаз» и ПО «Сургутнефтегаз» Главтюменнефтегаза (соответственно Нефтеюганск и Сургут); Главном Тюменском производственном управлении по нефтяной и газовой промышленности по бурению Министерства нефтяной промышленности СССР (Тюмень).

В 1984–1993 гг. — Генеральный директор ПО «Сургутнефтегаз», с 1993 г. — Генеральный директор ОАО «Сургутнефтегаз». Возглавляет советы директоров ряда дочерних предприятий ОАО «Сургутнефтегаз».

Сводные производственные показатели ОАО «Сургутнефтегаз» представлены в таблице 4.52 [3].

Таблица 4.52

Сводные производственные показатели ОАО «Сургутнефтегаз»

Показатели	Ед. изм.	2015
Добыча нефти	млн т	61,6
Производство газа	млрд м ³	9,6
Первичная переработка углеводородного сырья	млн т	18,8
Производство основных видов нефтепродуктов:	млн т	18,0
– автобензины		2,5
– дизтопливо		6,4
– авиакеросины		0,6
– мазут		7,6
– прочие		0,9
Выработка (отпуск) электроэнергии	млн кВт·ч	5 528
Переработка газа	млрд м ³	6,2
Объем инвестиций:	млн руб.	221 776
– нефтедобыча		206 186
– нефтепереработка		14 433
– сбыт		1 157
Ввод новых нефтяных скважин	скв.	1 212
Ввод нагнетательных скважин	скв.	658
Ввод из строительства и реконструкции АЗС	шт.	16
Среднедействующий фонд добывающих скважин	скв.	20 886
Количество действующих АЗС	шт.	293
Среднесписочная численность персонала:	чел.	115 218
– нефтедобыча		103 253
– нефтепереработка		7 966
– сбыт		3 999

Предприятия компании осуществляют разведку и разработку месторождений, строительство производственных объектов, обеспечение экологической безопасности производства и автоматизацию производственных процессов.

В 2015 г. ОАО «Сургутнефтегаз» открыло 2 месторождения в Западной Сибири: имени А. В. Филипенко и Демьянское, а также 30 новых нефтяных залежей, причем прирост извлекаемых запасов нефти категории С1 — 74,8 млн т, что составляет 121% от объема добычи.

На рисунках 4.167а и 4.167б представлена добыча нефти и газа ОАО «Сургутнефтегаз» в 2011–2015 гг. [3].

В состав ОАО «Сургутнефтегаз» входят: Управление переработки газа, осуществляющее переработку ПНГ, и «Киришинефтеоргсинтез» (ООО «КИ-НЕФ») — один из крупнейших НПЗ страны, на котором осуществляется выработка моторных топлив, ароматических углеводородов, жидких парафинов, кровельных и гидроизоляционных материалов, дизтоплива, авиакеросинов, кровельных материалов и битумов с высокими экологическими и эксплуатационными свойствами, соответствующими международным стандартам качества.

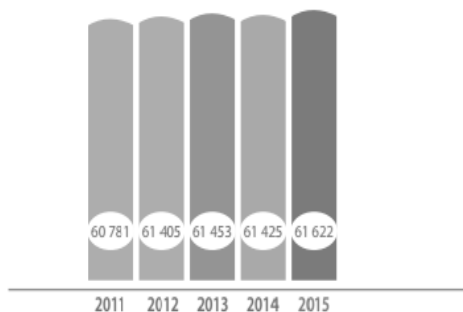


Рис. 4.167а

Добыча нефти ОАО «Сургутнефтегаз»
в 2011–2015 гг., тыс. т. [4]

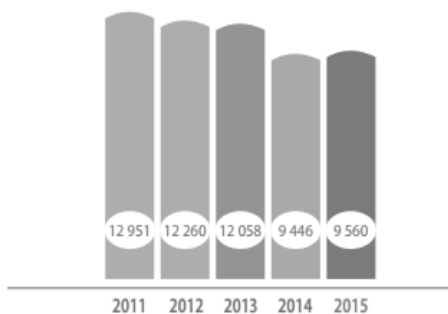


Рис. 4.167б

Добыча газа ОАО «Сургутнефтегаз»
в 2011–2015 гг., млн м³ [4]

В 2015 г. общий объем производства нефтепродуктов на НПЗ составил 18 млн т, при этом выработка светлых нефтепродуктов выросла на 5,3% и составила 9,6 млн т [1].

Компания продолжает поэтапную модернизацию нефте- и газоперерабатывающих мощностей за счет строительства новых и реконструкции действующих установок.

В декабре 2015 г. на ООО «КИНЕФ» введена в эксплуатацию установка гидроочистки дизельного топлива и керосина Л-24/6, что позволило стабильно выпускать низкосернистое дизельное топливо, соответствующее экологическому классу 5. Следующий этап модернизации завода предусматривает завершение строительства комплекса по производству высокооктановых компонентов бензинов ЛК-2Б мощностью 2,3 млн т в год, что позволит НПЗ перейти на выпуск автомобильных бензинов 5-го экологического класса [3]. Нефтеперерабатывающий завод компании — «Киришинефтеоргсинтез» — выпускает 58 видов продуктов нефтепереработки, в том числе все виды моторных топлив, ароматические у/в, жидкий парафин и др. Введен комплекс глубокой переработки нефти.

Реализация продукции, выпускаемой на ООО «КИНЕФ» и УПГ ОАО «Сургутнефтегаз», осуществляется пятью торговыми предприятиями, расположенными в Центральном и Северо-Западном ФО: «Новгороднефтепродукт», «Псковнефтепродукт», «Тверьнефтепродукт», «Киришиавтосервис», «Калининграднефтепродукт», основной рынок — регионы Северо-Запада России. По итогам 2015 г. было реализовано 1,25 млн т нефтепродуктов. Научно-исследовательская база компании представлена институтом «СургутНИПИ-нефть» и проектным институтом «Ленгипронефтехим», которые позволяют повысить эффективность производства за счет оригинальных научных, конструкторских и технологических решений [1, 4].

В 2015 г. операционная прибыль ОАО «Сургутнефтегаз» увеличилась на 32% по сравнению с 2014 г. и составила 234,1 млрд руб., а чистая прибыль снизилась на 15,7% до уровня 751,4 млрд руб. (рис. 4.168).

ОАО «Сургутнефтегаз» уделяет особое внимание охране окружающей среды и рациональному использованию природных ресурсов. Ежегодно разрабатываются и реализуются экологические программы, проводятся научно-исследовательские работы в области защиты окружающей среды.

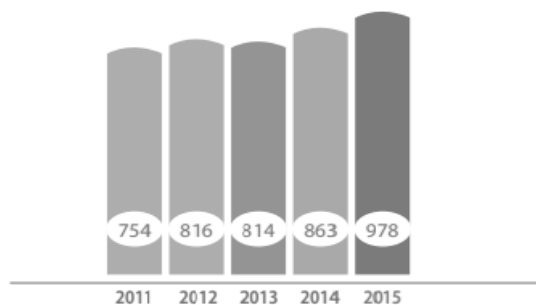


Рис. 4.168

Выручка (РСБУ — Российские стандарты бухгалтерского учета)
ОАО «Сургутнефтегаз» в 2011–2015 гг., млрд руб. [3]

На рисунках 4.169–4.170 приведены данные о доле ОАО «Сургутнефтегаз» в определенной сфере деятельности в сравнении с другими компаниями в России.

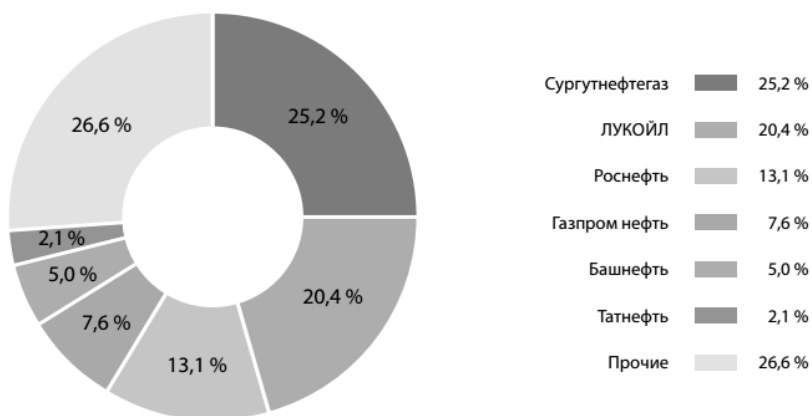


Рис. 4.169

Доля компаний в объеме поисково-разведочного бурения в России в 2015 г. [3]

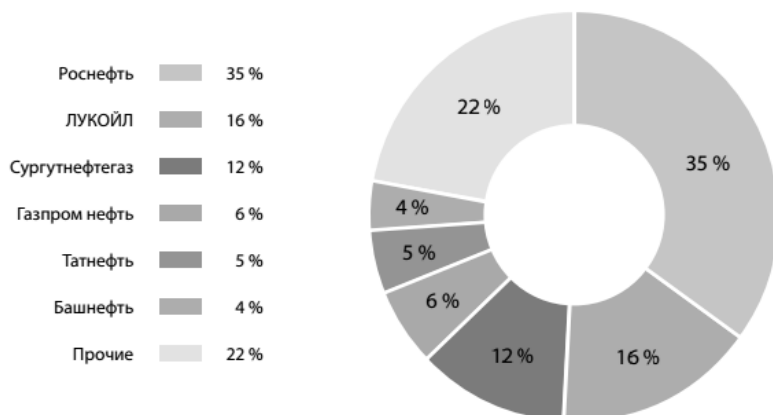


Рис. 4.170

Доля компаний в объеме добычи нефти в России в 2015 г. [3]

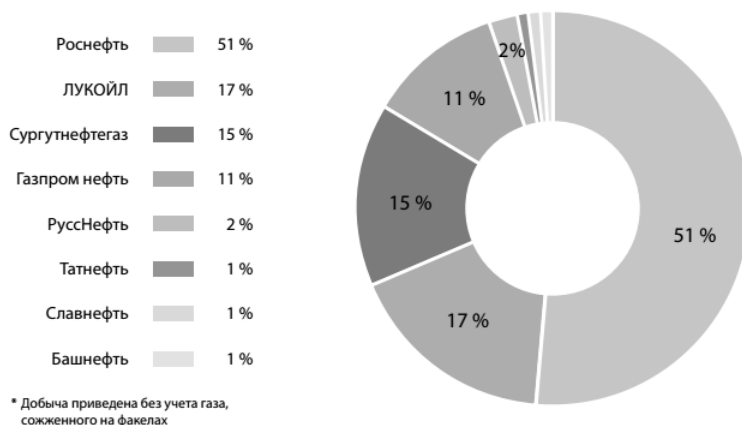


Рис. 4.171

Доля компаний в объеме фактической добычи ПНГ в России в 2015 г. [3]

Из рисунков 4.169–4.171 видно, что в 2015 г. ОАО «Сургутнефтегаз» занимало лидирующую позицию по поисково-разведочному бурению (25,2%), 3-е место по объему добычи нефти и ПНГ — 12 и 15% соответственно, опережая многие крупные российские вертикально интегрированные компании. Сегодня добыча ведется на 23 месторождениях, компания располагает значительными запасами сырья, что дает возможность в среднесрочной перспективе добывать около 33 млн т в год сырой нефти. В январе 2017 г. объемы среднесуточной добычи ОАО «Сургутнефтегаз» выросли по сравнению с октябрём 2016 г. на 0,38% [5].

Газовый сектор ОАО «Сургутнефтегаз»: добыча и переработка ПНГ

С целью достижения высоких показателей утилизации ПНГ ОАО «Сургутнефтегаз» реконструирует и строит новые системы сбора, транспортировки и использования газа, реализует проекты, направленные на рациональное использование ПНГ. В 2015 г. объем производства ПНГ составил 9,5 млрд м³, уровень его использования достиг 99,38%, добыча природного газа — 0,07 млрд м³.

В 2015 г. 62% добытого газа было направлено на переработку на собственном газоперерабатывающем заводе, более 21% — на собственные газотурбинные (ГТЭС) и газопоршневые (ГПЭС) электростанции для выработки электроэнергии, 14% — на собственное потребление в качестве топлива и на технологические нужды, 3% — для реализации на внутреннем рынке с промышленных объектов (рис. 4.172) [3].

Общая поставка газа компанией на внутренний рынок составляет 63% от добычи с учетом газа, прошедшего подготовку на ГПЗ и направляемого на внутренний рынок.

В состав газоперерабатывающего комплекса входят три установки по переработке газа, позволяющие вырабатывать широкий ассортимент высококачественной продукции.

В 2015 г. УПГ было переработано 6,2 млрд м³ газа (рис. 4.173) и выработано около 6 млрд м³ сухого отбензиненного газа (СОГ) и более 500 тыс. т жидких углеводородов. Доля производства ШФЛУ увеличилась до 65,5%, объем выпуска пропан-бутана технического составил 30,4%, пропана и бензина газового стабильного — 4,1%.



Рис. 4.172

Направления использования газа ОАО «Сургутнефтегаз» в 2015 г.

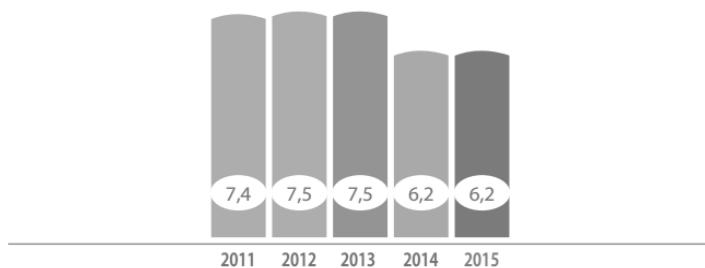


Рис. 4.173

Динамика объемов переработки газа в 2011–2015 гг., млрд м³ [4]

По итогам 2016 г. нефтедобыча ОАО «Сургутнефтегаз» составила 61 млн 848,6 тыс. т, на месторождениях Республики Саха (Якутия) — 8 млн 894 тыс. т, превысив показатели 2015 г. на 5%, производство газа — 9 млрд 663 млн м³.

Контактная информация

Полное наименование организации	ОАО «Сургутнефтегаз»
Почтовый адрес	628415, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Тюменская обл., г. Сургут, ул. Григория Кукуевичского, 1, корпус 1
Телефон	(3462) 42-70-09
Сайт	http://www.surgutneftegas.ru/

4.7.2. Управление по переработке газа ОАО «Сургутнефтегаз» (ОАО «Сургутнефтегаз»)

Строительство крупнейшего газоперерабатывающего завода в СССР — Сургутского ГПЗ (рис. 4.174) — было начато в 1978 г., и уже в 1980 г. была введена в эксплуатацию первая очередь мощностью 2 млрд м³ газа. В 2001 г. Сургутский ГПЗ был переименован в Управление по переработке газа (УПГ). Уникальность УПГ заключается в его выгодном расположении вблизи стабильного потребителя сухого газа — ГРЭС-1 и ГРЭС-2.



Рис. 4.174

Сургутское управление по переработке газа

Предприятие осуществляет переработку ПНГ Федоровского, Быстринского, Западно-Сургутского, Яунлорского, Лянторского и других месторождений Сургутского района. Расположено в Тюменской области, ХМАО — Югре. Проектная мощность УПГ составляет 4,28 млрд м³/год. Проектное извлечение C₃₊ — 96,6%.

Генеральный проектировщик I и II очередей — ОАО «НИПИгазпереработка», проектирование технологического процесса — фирма Fluor (США), поставщик оборудования — фирма JapanSteelWorker (Япония). Предприятие входит в состав ОАО «Сургутнефтегаз».

Переработка газа осуществляется по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с комбинированной пропановой и турбодетандерной холодильной системой на комплектном импортном оборудовании.

Продукты завода — СОГ, ШФЛУ, пропан-бутановая смесь (ПБС). Сухой газ поступает в топки двух сургутских электростанций (ГРЭС-1, ГРЭС-2), а ШФЛУ уходит на дальнейшую переработку на Тобольский нефтехимический комбинат и другим потребителям.

В состав первой очереди завода входят:

1. Установка переработки газа УПГ-1;
2. Установка получения пропана высокой чистоты;
3. Товарный парк № 1;
4. Склад масел, реагентов, метанола.

В состав второй очереди входят УПГ-2 и товарный парк № 2.

Состав газов, поступающих на переработку на УПГ-1,2 и УПГ-3, представлен в таблицах 4.53 и 4.54.

Таблица 4.53

Состав газа, поступающего на переработку на УПГ-1,2 [4]

Компоненты	Содержание, % об.	
	УПГ-1	УПГ-2
Азот	1,22	1,24
Сероводород	—	—
Углекислый газ	0,24	0,24

Компоненты	Содержание, % об.	
	УПГ-1	УПГ-2
Метан	84,90	85,18
Этан	3,36	3,41
Пропан	5,98	5,36
Изобутан	1,07	1,08
н-бутан	1,07	2,00
Изопентан	0,40	0,47
н-пентан	0,43	0,52
Гексан и выше	0,43	0,50
Содержание C ₃₊ , г/м ³	222,9	228,4
Плотность при 20°C, кг/м ³	0,861	0,857

В 2006 г. после реконструкции предприятия была введена в эксплуатацию УПГ-3 (установка переработки газа № 3 с турбодетандером) производительностью 3 млрд м³/год. Проектировщик ООО «ЛЕННИИХИММАШ».

Таблица 4.54

Состав газа, поступающего на переработку на УПГ-3 [4]

Компоненты	Содержание, % об.	
	состав 1	состав 2
Азот	0,68	0,56
Сероводород	0,001	0,001
Меркаптаны	0,0036	0,0036
Углекислый газ	0,30	0,40
Метан	93,57	94,51
Этан	1,31	1,62
Пропан	2,17	1,37
Изобутан	0,49	0,36
н-бутан	0,83	0,45
Изопентан	0,24	0,19
н-пентан	0,08	0,14
Гексан и выше	0,32	0,40
Содержание C ₃₊ , г/м ³	92,9	69,1

Установка УПГ-3 состоит из следующих технологических блоков:

1. Предварительной сепарации;
2. Осушки и очистки;
3. Охлаждения газа с турбодетандером;
4. Ректификации;
5. Огневых подогревателей;
6. Системы циркуляции теплоносителя.

Блок-схема переработки ПНГ в Сургутском управлении по переработке газа представлена на рисунке 4.175.

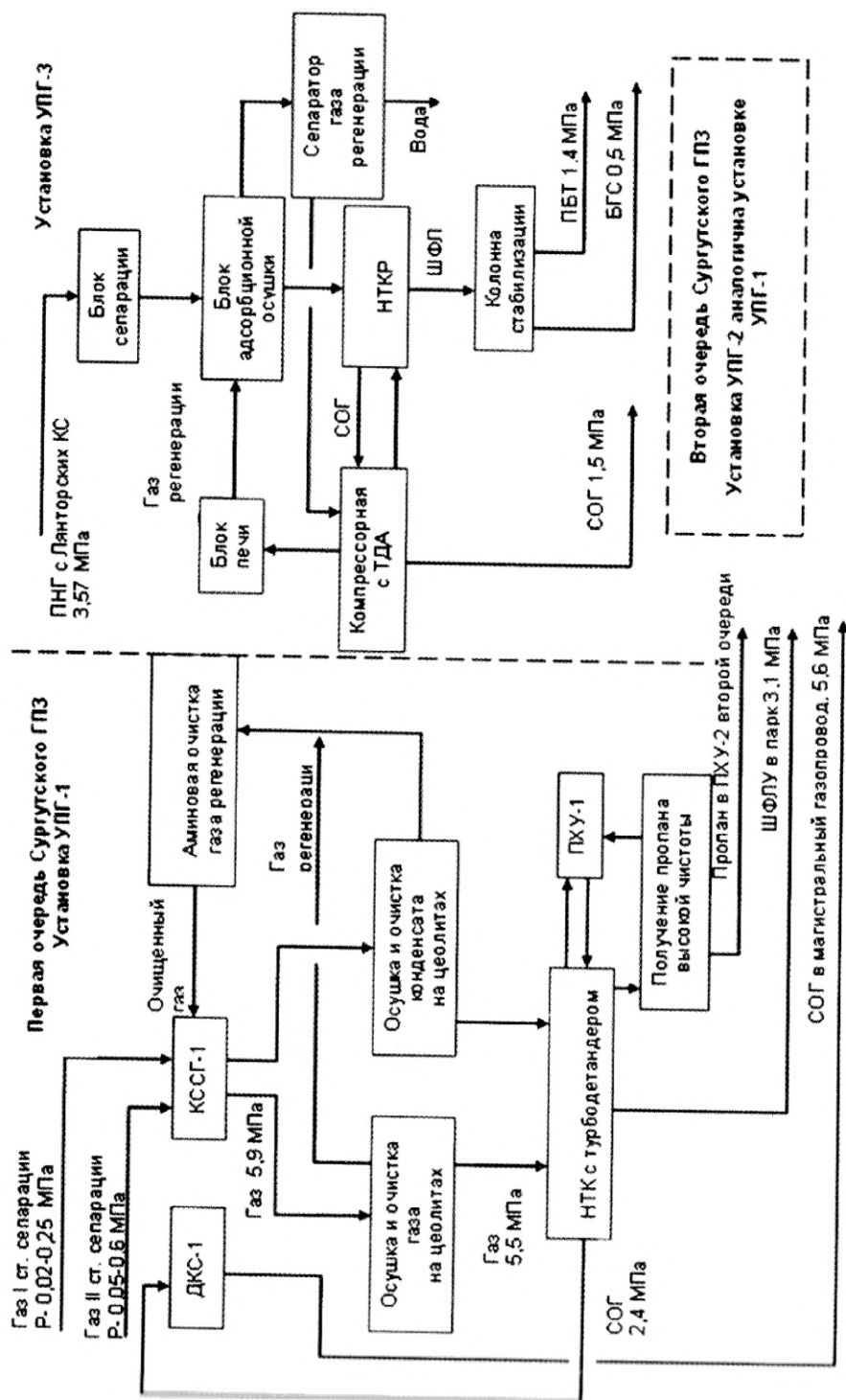


Рис. 4.175

Блок-схема Сургутского УПГ [4]

В 2015 г. продолжалась реконструкция товарного парка № 1, включающая замену резервуара сжиженного газа и установку быстродействующей запорной арматуры с дистанционным управлением, расширение существующей автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), а также строительство технологического газопровода до узла учета газа с целью усовершенствования системы сбора и транспортировки газа.

В рамках программы капитального строительства в УПГ на следующий период запланированы: окончание реконструкции и ввод в эксплуатацию товарного парка № 1, завершение строительства и ввод в эксплуатацию технологического газопровода до узла учета газа [4].

Контактная информация

Полное наименование организации	Сургутское управление по переработке газа
Почтовый адрес	628400, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ, г. Сургут, ГПЗ
Телефон	(34622) 22-32-63; (3462) 76-73-21
Факс	(3462) 28-01-00; 77-53-56
Электронный адрес	gpz@wsnet.ru

Литература к разделу 4.7

1. ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.surgutneftegas.ru/> (дата обращения 27.07.2017).
2. ОАО «Сургутнефтегаз» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org> (дата обращения 27.07.2017).
3. ОАО «Сургутнефтегаз». Годовой отчет 2015 г. — 113 с.
4. *Аджиев, А. Ю.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России : в 2 ч. Ч. 2 / А. Ю. Аджиев, П. А. Пуртов. — Краснодар : ЭДВИ, 2014. — 508 с.
5. Все крупные компании России, кроме «Сургутнефтегаза», снизили добычу нефти. 17.01.2017 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://quote.rbc.ru/news/emitents/2017/01/17/34921729.html>.

4.8. Газоперерабатывающие предприятия АО «САХАТРАНС-НЕФТЕГАЗ»

Республика Саха (Якутия) — регион с высоким уровнем природно-ресурсного экономического потенциала, характеризуется многообразием природных условий и ресурсов, что обусловлено его физико-географическим положением. Абсолютный минимум температуры в республике ниже -50°C .

Территория республики по разнообразию и объему запасов полезных ископаемых является уникальной как в России, так и в мире: на долю республики приходится 47% разведанных запасов угля, 35% природного газа и нефти Восточной Сибири и Дальнего Востока. В республике — 34 месторождения нефти, природного газа и конденсата с запасами: нефти — 10,4 млрд т, газа — 12,1 трлн м³, конденсата — 0,7 млрд т. Эти месторождения в основном

сосредоточены в Вилуйской и Непско-Ботуобинской нефтегазоносных областях. Более 90% запасов сосредоточено в 11 наиболее крупных месторождениях [1].

В газе месторождений Юго-Западной Якутии (Непско-Ботуобинская и Предпатомская НГО) содержится гелий в промышленных концентрациях: например, в газе Чаяндынского месторождения — 0,5% гелия. Запасы гелия в республике составляют 9150,4 млн м³, из них в распределенном фонде месторождений — 8217,6 млн м³, нераспределенном — 932,8 млн м³. Разведанные и предварительно оцененные запасы гелия в Якутии составляют значительную долю учтенных запасов этого сырья в России.

4.8.1. Основные этапы развития АО «Сахатранснефтегаз»

АО «Сахатранснефтегаз» — крупная национальная нефтегазовая компания, оказывающая огромное влияние на социально-экономическое развитие Республики Саха (Якутия), было создано 17 декабря 2003 г. по Указу Президента Республики Саха «О создании АО „Сахатранснефтегаз“» от 09.12.2003 № 1335 и Постановлению Правительства Республики Саха (Якутия) «О создании ОАО „Сахатранснефтегаз“» от 15.12.2003 № 784 [2].

Акционерами компании являются Министерство имущественных и земельных отношений Республики Саха (91,24%) и ОАО «Республиканская инвестиционная компания» (8,76%).

АО «Сахатранснефтегаз» занимается добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией природного газа, строительством и эксплуатацией объектов газового хозяйства, а также всех магистральных, внутригородских, внутрипоселковых газопроводов в Якутии [3]. Построив и введя в эксплуатацию уникальное инженерное сооружение — две нитки подводного перехода магистрального газопровода через реку Лена (рис. 4.176), — компания смогла принять участие в газификации Заречного региона. Этот переход имеет самую большую в мире протяженность для речных переходов: была проложена высокопрочная конструкция из труб длиной 1076 м, а также пробурена горизонтальная скважина на 18-метровой глубине в условиях вечной мерзлоты.



Рис. 4.176

Магистральный газопровод через реку Лена

В последние годы достижения компании связаны с выполнением Государственной программы газификации Якутии, основные задачи которой — повышение социального уровня населения, повышение качества жизни и улучшение экологии мест проживания населения.

В состав АО «Сахатранснефтегаз» входят: линейно-производственное управление магистральных газопроводов; управление газораспределительных сетей; Якутский газоперерабатывающий завод; управление добычи и транспортировки газа и управление тепловых сетей (п. Кысыл-Сыр); строительно-монтажное управление.

Генеральный директор АО «Сахатранснефтегаз» — Макаров Иван Константинович.



Иван Константинович Макаров
Генеральный директор АО «Сахатранснефтегаз»

И. К. Макаров родился 24 января 1962 г.

В 1984 г. окончил Благовещенский государственный сельскохозяйственный институт, в 1997 г. — Российскую академию государственной службы при Президенте РФ.

В 1978–1979 гг. — рабочий Сыланского отделения совхоза «Чурапчинский» Чурапчинского района.

В 1984–1986 гг. — механик отделения «Сылан» совхоза «Чурапчинский»; 1986–1988 гг. — первый секретарь Чурапчинского райкома ВЛКСМ; 1988–1990 гг. — зав. отделом комсомольских организаций районного комитета ВЛКСМ; 1990–1998 гг. — Генеральный директор Региональной дирекции «Компании Интеррос по Республике Саха (Якутия)»; 1998–2011 гг. — Генеральный директор ОАО «Туймаада-нефть».

С 2011 г. и по настоящее время — Генеральный директор АО «Сахатранснефтегаз».

На сегодняшний день компания продолжает освоение газоконденсатных месторождений, в первую очередь Отраднинского и Среднетюнгского газоконденсатных месторождений.

В состав АО «Сахатранснефтегаз» входит ООО ГДК «Ленск-Газ», расположенное на западе Якутии, которое занимается эксплуатацией и геологическим сопровождением геологоразведочных работ Отраднинского месторождения, доказанные запасы которого составляют 32 млрд м³.

Заключен контракт между АО «Сахатранснефтегаз» и ПАО «Газпром» об участии в строительстве объектов магистрального газопровода «Сила Сибири» [2], поэтому планы развития Отраднинского ГKM связаны со строительством газопровода «Сила Сибири» для поставки природного газа с Чаяндынского ГKM в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, что, в свою очередь, требует бурения и ввода в эксплуатацию новых эксплуатационных скважин на Отраднинском ГKM, проектирования и строительства новой установки комплексной переработки газа (УКПГ) большей производительности, строительства газопровода, увеличения емкостного парка.

Компания занимается добычей газа в Центральном регионе Республики Саха на локальном участке Среднетюнговского месторождения (2,93 млрд м³) [5], осуществляется поставка газа в населенные пункты Вилюйского улуса — села Усун, Кюбьянде и Тербяс. Запасы участка не используются в полную мощность, в связи с этим в настоящее время реализуется программа по наращиванию добычи и расширению географии поставки газа.

Компания проводит также подготовку и переработку природного газа Средневилюйского и Мастахского ГКМ, осуществляет его доосушку перед подачей в г. Якутск.

Контактная информация

Полное наименование организации	АО «Сахатранснефтегаз»
Почтовый адрес	677027, Республика Саха (Якутия) г. Якутск, ул. Кирова, д. 18, блок «В»
Телефон	(4112) 34-07-05, 34-05-36
Факс	(4112) 42-48-44
Сайт	http://aostng.ru/
Электронный адрес	info@aostng.ru

4.8.2. Якутский газоперерабатывающий завод (АО «Сахатранснефтегаз»)

Ввод в эксплуатацию Якутского ГПЗ (рис. 4.177) позволил осуществлять подготовку природного газа в соответствии с отраслевыми нормами по подготовке газа в условиях экстремально холодного климата — при температурах окружающего воздуха ниже -20°C . Учитывая климатические условия Республики Саха, на ГПЗ снижают до требуемых значений содержание в природном газе тяжелых углеводородов, которые в сети низкого давления при температурах от -40°C и ниже переходят в жидкое состояние, вызывая аварии.



Рис. 4.177

Якутский газоперерабатывающий завод

Якутский ГПЗ (ЯГПЗ) — единственное в Сибирском и Дальневосточном регионах предприятие по подготовке и переработке природного газа, осуществляющее доосушку сырья Средневилюйского и Мастахского ГКМ перед подачей в Центральную часть Якутии — г. Якутск.

Директор Якутского ГПЗ — Романов Владимир Петрович.



Владимир Петрович Романов
Директор Якутского ГПЗ

В. П. Романов родился 29 июня 1948 г. в Якутске. Окончил Иркутский политехнический институт и Ленинградский государственный университет им. Жданова. Кандидат химических наук.

В 1971–1972 гг. работал инженером НИСа Иркутского политехнического института, 1972–1991 гг. — младший научный сотрудник Института мерзлотоведения СО АН СССР, 1991–1992 гг. — коммерческий директор ассоциации «Саха — Северная Америка».

В 1992 г. — начальник отдела совместных предприятий УВЭС ПСМО «Востоктехмонтаж», а затем до 2004 г. — инженер 1-й категории тех. отдела, ведущий инженер, начальник отдела переработки газа и нефти, начальник производственного отдела, заместитель генерального директора по маркетингу и сбыту ОАО «Якутгазпром».

С 2004 г. занимал должности начальника ПТО, заместителя главного инженера, начальника ПТУ-ПТО, в настоящее время — Директор Якутского ГПЗ.

Строительство Якутского ГПЗ было начато в 1991 г., уже в 1994 г. введена в эксплуатацию 1-я очередь завода с получением глубоко осушенного природного газа, сжиженных углеводородов и бензиновой фракции. В 1995 г. запущен пусковой комплекс завода в составе двух установок ГФУ производительностью 1 млн м³/сут каждая.

Первая очередь построена в блочно-модульном исполнении по канадским технологиям: основное оборудование смонтировано на заводе-изготовителе в виде блоков модулей, а затем доставляется на завод и вводится в эксплуатацию.

В сентябре 1999 г. Якутский ГПЗ был принят Госкомиссией в промышленную эксплуатацию. Проектная мощность завода по газу составила 15 тыс. т в год (2 млн м³ в сутки).

На завод природный газ подается по магистральному газопроводу с давлением 33–37 кг/см², затем поступает на установку подготовки газа для предварительной очистки от механических примесей на мультициклонных сепараторах и далее на ГФУ для отделения углеводородов C₃₊. Осушенный газ с Якутского ГПЗ подается с давлением 18 кгс/см² на Якутскую ГРЭС и с давлением 6 кгс/см² — в населенные пункты.

Глубокую осушку газа осуществляют по технологии низкотемпературной сепарации (НТС), где за счет охлаждения газа до температур ниже абсолютного минимального значения для зимнего периода в Якутске — –55...–65°С из газа выделяется сконденсировавшаяся ШФЛУ, которую затем разделяют на СУГ и бензиновую фракцию.

На ГПЗ была произведена перенастройка режима работы газодифракционирующих установок, результаты которой положительно сказались на основных показателях выработки. Проведенная оптимизация технологического режима работы безусловно сглаживает сезонную неравномерность производства и реализации продукции завода.

В структуру ГПЗ входят: три резервуарных парка для хранения СУГ общим объемом 3300 м³, резервуарный парк для хранения побочной продукции, установки очистки и одоризации сжиженного и природного газа, две газодифракционирующие установки; газонаполнительная станция для гидроиспытаний и заправки газовых баллонов, в том числе бытовых и автомобильных; производственная котельная, ведомственное пожарное депо и вспомогательные цеха.

В 2000–2002 гг. была проведена модернизация блока предварительного охлаждения природного газа производительностью 1,3 млн м³/сут и блока отбензинивания ШФЛУ производительностью до 5 тыс. т.

В 2009 г. в связи с ростом потребления СУГ в качестве моторного топлива, а также для обеспечения потребителей в пиковый период для увеличения объема парка хранения на заводе была построена III-я очередь резервуарного парка из четырех шаровых резервуаров общим объемом 2400 м³ [6].

За счет устранения разницы в давлениях природного газа на входе на завод и выходе из технологических установок в 2015 г. средняя производительность завода составила 35 т/сут СПГ, превысив показатели 2014 г. на 21,5 т/сут СПГ. Перенастройка режима работы ГФУ позволила также увеличить выработку. Таким образом, объем производства в июле 2015 г. достиг отметки в 1019 т вместо 680 т, производимых ранее, объем реализации продукции также превысил план на 1211 т, что позволило впервые снять ограничения реализации СУГ в летнее время [7].

Основная продукция завода: осушенный природный газ $T_{\text{росы}} = -70^{\circ}\text{C}$; сжиженный углеводородный газ (СУГ) — смесь пропан-бутанов технических (СПБТ); автомобильный бензин АИ-80.

В марте 2016 г. объем сжиженного газа, выпускаемый заводом, составлял около 13 000–14 500 т в год, автомобильного бензина — 1500 т в год.

Основное направление сбыта производимого сжиженного газа (98%) — рынок моторных топлив республики, что позволяет снизить объемы завозимых нефтепродуктов, 2% сжиженного газа используется для коммунально-бытовых нужд. СУГ реализуется через 14 АГЗС [8].

Модернизация Якутского ГПЗ — одно из приоритетных направлений в инвестиционной программе АО «Сахатранснефтегаз» до 2018 г. Проектирование второй очереди завода было заложено в инвестиционной программе компании на 2016 г., закончено в конце декабря 2016 г.

Актуальность модернизация ЯГПЗ связана с вводом в эксплуатацию в 2017 г. 1-й очереди Якутской ГРЭС-2 и соответственно расширением производства, а также морально устаревшим оборудованием завода [6].

Генпроектировщик II очереди Якутского ГПЗ — ООО «Якутгазпроект». При проектировании было учтено взаимодействие I и II очередей ГПЗ по переработке природного газа и по инженерному обеспечению производства, а также возможность расширения ГПЗ со строительством установки сжиженного природного газа объемом до 25 тыс. т в год [9].

В июле 2016 г. был подписан контракт между АО «Сахатранснефтегаз» и южнокорейской компанией HyundaiIndustriesMachineryCo., LTD (НИМ) на проведение работ по модернизации Якутского ГПЗ.

Ввод второй очереди ЯГПЗ позволит увеличить производство газа до 40 тыс. т в год (4,4 млн м³ в сутки). Проведение второго этапа модернизации позволит охлаждать газ до –100°С, в результате чего из него будут полностью конденсироваться пропан и более тяжелые углеводороды, таким образом, в газе будут содержаться только метан и этан.

Контактная информация

Полное наименование организации	Якутский газоперерабатывающий завод
Почтовый адрес	677000, Якутск, Гора Хатынг-Юрях, 1
Телефон	+7 (929) 3448577
Факс	(4112) 44-83-40
Электронный адрес:	gpz_trans@mail.ru

Литература к разделу 4.8

1. *Лацановский, И. А.* Недрa Якутии / И. А. Лацановский, Н. А. Аржаков, Л. Е. Шматкова // Журнал «Глобус: Геология и Бизнес». — 2009. — № 5. — С. 15–24.

2. АО «Сахатранснефтегаз». СТНГ сегодня [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://aostng.ru/about/company/> (дата обращения 23.07.2017).

3. «Сахатранснефтегаз» имеет большие виды на Отраднинское месторождение. 26.08.2015 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://uhhan.ru/news/2015-08-26-12216>.

4. Сахатранснефтегаз планирует модернизацию Якутского газоперерабатывающего завода. 14.03.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://neftegaz.ru/news/view/147126-Sahatransneftegaz-planiruet-modernizatsiyu-Yakutskogo-gazopererabatyvayushchego-zavoda>.

5. Официальный информационный портал Республики Саха (Якутия) [Электронный ресурс]. — Режим доступа: sakha.gov.ru (дата обращения 23.07.2017).

6. АО «Сахатранснефтегаз». Якутский газоперерабатывающий завод [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://aostng.ru/about/structure/47/> (дата обращения 23.07.2017).

7. Якутский ГПЗ вышел на уровень производства 35 т сутки СПГ [Электронный ресурс] / 04.08.2015. — Режим доступа: <http://neftegaz.ru/news/view/140101-Yakutskiy-GPZ-vyshel-na-uroven-proizvodstva-35-t-sutki-SPG>.

8. Бурение & нефть. На Якутский ГПЗ допустили «посторонних». 15.03.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://burneft.ru/main/news/12556>.

9. Генпроектировщиком II очереди Якутского ГПЗ выступит Якутгазпроект. 15.04.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.eastrussia.ru/news/genproektirovshchikom-ii-ocheredi-yakutskogo-gpz-vystupit-yakutgazproekt/>.

4.9. Мини-ГПЗ ООО «БерезкаГаз Компани»

Ханты-Мансийский АО (ХМАО) входит в тройку лидеров среди регионов России по добыче газа, объему промышленного производства и инвестиций в основной капитал. В автономном округе локализовано около 40% текущих российских запасов категории *ABC1* (разведанные запасы) попутного нефтяного газа (ПНГ), ввод же в эксплуатацию месторождений нераспределенного фонда недр позволит поддержать объем добычи на уровне 31–35 млрд м³ газа вплоть до 2023–2026 гг. Стратегические запасы газового Ямала создают благоприятные условия для развития газовой промышленности в Югре, а топливно-энергетический сектор является ведущим звеном экономики ХМАО и России [1–3].

В связи с проблемой доставки на переработку ПНГ, добываемого на малых и средних месторождениях, находящихся далеко от газоперерабатывающих предприятий, в ХМАО возникла необходимость строительства заводов, осуществляющих «малую» утилизацию непосредственно на промыслах. В ноябре 2006 г. на III Международном инвестиционном форуме в г. Ханты-Мансийске между ООО «МОНОЛИТ» и правительством ХМАО-Югры было заключено Соглашение о сотрудничестве в решении вопросов утилизации ПНГ.

4.9.1. ООО «БерезкаГаз Компани» (BerezkaGas), создание и развитие компании

В 2006 г. была создана компания ООО «МОНОЛИТ» с целью осуществления комплексной переработки ПНГ, поиска и практического внедрения экономически эффективных методов переработки ПНГ на удаленных месторождениях. На момент создания компания входила в состав ГК «Роза мира» и являлась трейдинговой, внутри нее был создан отдел по переработке ПНГ.

В феврале 2013 г. компания «МОНОЛИТ» была переименована в «Блю-ЛайнПроджект», что указывало на экологическое направление компании, а с апреля 2015 г. компания работает под названием BerezkaGas (ООО «БерезкаГаз Компани»).

Сегодня ООО «БерезкаГаз Компани» (г. Москва) — проектно-инжиниринговая компания, занимающаяся строительством, реконструкцией, модернизацией и техническим перевооружением производственных комплексов по переработке ПНГ и электрогенерирующих объектов, а также их эксплуатацией.

В состав ООО «БерезкаГаз Компани» входят:

1. ООО «БерезкаГаз Менеджмент», г. Москва — компания, управляющая дочерними предприятиями ООО «БерезкаГаз Компани».

2. АО «БерезкаГаз Обь», г. Ханты-Мансийск — дочерняя производственная компания, эксплуатирующая производственный комплекс по переработке ПНГ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз».

3. АО «БерезкаГаз Югра», г. Ханты-Мансийск — дочерняя производственная компания, эксплуатирующая производственный комплекс по переработке ПНГ Салымских месторождений компании «Салым Петролеум Девелопмент Н. В.» и Шапшинской группы месторождений ОАО НК «Русснефть», энергогенерирующих комплексов, обеспечивающих электроэнергией Шапшинскую группу месторождений.

4. ООО «РусГазСервис», г. Ханты-Мансийск — дочерняя производственная компания, эксплуатирующая электросетевой комплекс Шапшинской группы месторождений.

5. ООО «Роза Мира», г. Москва — трейдинговая компания [4].

Председатель Совета директоров ООО «БерезкаГаз Компани», Генеральный директор ООО «БерезкаГаз Менеджмент» — Игорь Борисович Лысенко.



Игорь Борисович Лысенко

Председатель Совета директоров ООО «БерезкаГаз Компани»

И. Б. Лысенко родился в 1966 г.

В 1989 г. окончил Мурманское высшее инженерное морское училище им. Ленинского комсомола. В 1999 г. окончил Академию народного хозяйства при Правительстве РФ.

Соучредитель группы компаний «РОЗА МИРА» и группы компаний BerezkaGas.

Председатель Совета директоров ООО «БерезкаГаз Компани», Генеральный директор и член Совета директоров ООО «БерезкаГаз Менеджмент», Председатель Совета директоров АО «БерезкаГаз Обь», член Совета директоров АО «БерезкаГаз Югра».

Генеральный директор ООО «БерезкаГаз Компани» — Дмитрий Юрьевич Липявко.



Дмитрий Юрьевич Липявко

Генеральный директор ООО «БерезкаГаз Компани»

Д. Ю. Липявко родился в 1965 г.

В 1987 г. окончил Тюменский индустриальный институт им. Ленинского комсомола (сейчас Тюменский государственный нефтегазовый университет). В 1999 г. прошел переподготовку в Академии народного хозяйства при Правительстве РФ по специальности «Экономика и управление».

Соучредитель группы компаний «РОЗА МИРА» и группы компаний BerezkaGas. Генеральный директор ООО «БерезкаГаз Компани», член Совета директоров АО «БерезкаГаз Обь», Председатель Совета директоров АО «БерезкаГаз Югра», Председатель Совета директоров ООО «БерезкаГаз Менеджмент».

В 2012 г. на территории ХМАО были построены два новых мини-ГПЗ по переработке ПНГ. На Приразломном месторождении ПАО «НК «Роснефть»» (ООО «РН-Юганскнефтегаз») ввело в эксплуатацию мини-завод мощностью до 200 млн м³ ПНГ в год. Нефтяные компании ОАО НК «РуссНефть», SalymPetroleumDevelopment — SPD (СП концерна Shell и ОАО «Газпром нефть») и ООО «Монолит» (дочерняя компания ГК «Роза Мира») с целью переработки ПНГ с Салымских месторождений (разрабатываются SPD), а также с соседней Шапшинской группы («РуссНефть»), пустили Западно-Салымский завод мощностью 360 млн м³ ПНГ в год [3, 5].

На сегодняшний день почти 68% добытого в ХМАО ПНГ поступает на переработку на мини-ГПЗ ХМАО — Югры, что позволило значительно улучшить показатель утилизации ПНГ на месторождениях.

Переработка ПНГ осуществляется по технологии ThermoDesign EngineeringLtd (Канада), в основе которой лежит принцип низкотемпературной конденсации с последующим фракционированием, что позволяет проводить разделение углеводородных смесей с получением более чистых индивидуальных углеводородов или узких фракций (чистота продукта 99,9%).

Производимая на заводах продукция используется для собственных нужд ХМАО — Югры: сухой отбензиненный газ (СОГ) — для обеспечения электрогенерирующих мощностей предприятий топливом, пропан-бутан — в качестве экологически чистого газомоторного топлива на АГЗС округа и соседних регионов [6].

Все проекты ООО «БерезкаГаз Компани» направлены на повышение уровня полезного использования ПНГ и доведения его утилизации до величины не менее 95% в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации № 1148 от 8 ноября 2012 г. На сегодняшний день компания владеет 60 станциями отгрузки ПНГ по всей России.

ООО «БерезкаГаз Компани» уделяет большое внимание разработке новых технологий и совершенствованию существующих.

В перспективных планах развития предприятий компании предусмотрены:

1. Установка «Мини-GTL» мощностью от 15 до 100 млн м³ в год, основанная на базе каталитической воздушной конверсии и синтеза Фишера-Тропша, для переработки ПНГ малых и средних месторождений.

2. Струйный плазмохимический метод переработки ПНГ, где с целью получения синтез-газа, ацетилен, метанола, этанола, этилена и других продуктов проводят конверсию природного газа, иницируя реакцию воздействием на систему пучком электронной плазмы в специально разработанных реакторах.

3. Процесс «Цеоформинг» — каталитическая переработка низкооктановых бензиновых фракций (прямогонные бензиновые фракции нефтей и газовых конденсатов, газовые бензины) в высокооктановые неэтилированные бензины.

4. Мембранные технологии в процессах низкотемпературных методов разделения газовых смесей непосредственно на ГПК.

4.9.2. Приразломный ГПЗ (ООО «БерезкаГаз Компани» — АО «БерезкаГаз Обь»)

История создания Приразломного ГПЗ началась в августе 2007 г., когда решением Инвестиционного комитета ОАО «НК „Роснефть“» была одобрена концепция Соглашения по реализации проекта ООО «МОНОЛИТ» и утвержде-

ны основные финансовые показатели. В мае 2008 г. между ООО «МОНОЛИТ» и ОАО «НК „Роснефть“» был заключен договор по Проекту переработки ПНГ на Приразломном месторождении.

В результате в 2008–2010 гг. была спроектирована Установка переработки попутного нефтяного газа (УППНГ) с включением проектирования вспомогательного оборудования и технологических сетей, произведено и поставлено импортное технологическое оборудование. В 2010–2011 гг. выполнены строительно-монтажные и пусконаладочные работы на площадке УППНГ.

В 2012 г. Приразломный ГПЗ был построен и начал функционировать. В настоящее время эксплуатацию производственного комплекса по переработке ПНГ Приразломного месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» осуществляет АО «БерезкаГаз Обь».

Газпромбанк перечислил первый транш в рамках кредитной линии ЗАО «ОбьГазПроцессинг» (с 2015 г. — АО «БерезкаГаз Обь») на строительство установки подготовки попутного нефтяного газа (УППНГ) на месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре.

Основная задача Приразломного ГПЗ — переработка ПНГ, добываемого на Приразломном месторождении нефти, разработчиком которого является ПАО «НК „Роснефть“», что позволяет достичь степени использования ПНГ не менее 95%. Степень извлечения компонентов C_{3+} свыше 99%.

Основная продукция, выпускаемая на заводе: сухой отбензиненный газ (СОГ) — до 146 млн m^3 ПНГ в год, пропан-бутан — до 116 тыс. т в год, бензин газовый стабильный (БГС) — до 15 тыс. т в год. На рисунке 4.178 представлена схема движения ресурсов и продуктов на Приразломном месторождении [7].

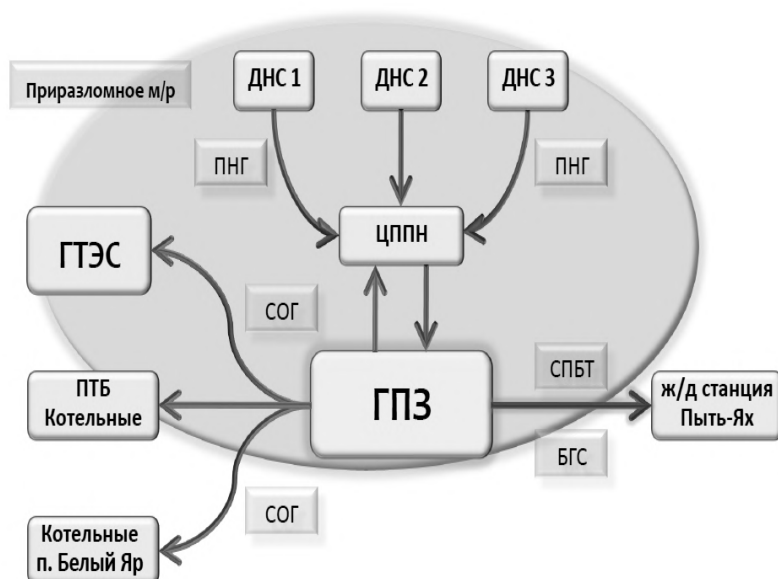


Рис. 4.178

Схема движения ресурсов и продуктов на Приразломном месторождении: ГПЗ — газоперерабатывающий завод, ГПЭС — газопоршневая электростанция, ДКС — дожимная компрессорная станция.

Контактная информация

Полное наименование организации	АО «БерезкаГаз Обь»
Почтовый адрес	628011, Россия, ХМАО — Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Энгельса, 60
Телефон	+7 (3467) 35-84-16 +7 (3467) 35-84-09
Сайт	http://www.berezkagas.com

4.9.3. Западно-Салымский ГПЗ (ООО «БерезкаГаз Компани» — АО «БерезкаГаз Югра»)

В марте 2008 г. был подписан трехсторонний Меморандум между ООО «МОНОЛИТ», нефтяными компаниями SalymPetroleumDevelopment и ОАО «НК „РуссНефть“» об основных принципах взаимодействия по реализации Проекта утилизации ПНГ на Салымской и Шапшинской группах месторождений, расположенных в ХМАО — Югре. В проект инвестировали ООО «Монолит», SPD, ОАО «НК „РуссНефть“», а также такие международные финансовые институты, как EBRD, DEG (Германия) и Unicreditbank (Австрия) [8].

В январе 2010 г. было завершено строительство I очереди газопоршневой электростанции (ГПЭС) на Нижне-Шапшинском месторождении. В 2009–2010 гг. была спроектирована Установка комплексной подготовки газа — УКПГ на Западно-Салымском месторождении (включая проектирование вспомогательного оборудования и технологических сетей), сконструировано, произведено и поставлено импортное технологическое оборудование. В 2010–2011 гг. были проведены строительно-монтажные и пусконаладочные работы на площадке УКПГ [6].

В 2012 г. был пущен Западно-Салымский завод мощностью 360 млн м³ ПНГ в год, эксплуатацию которого осуществляет АО «БерезкаГаз Югра» (до 2015 г. — ЗАО «ЮграГазПроцессинг»).

Основная задача Западно-Салымского ГПЗ — переработка ПНГ с месторождений Шапшинской и Салымской групп, разрабатываемых ОАО «НК „РуссНефть“» и SalymPetroleumDevelopment соответственно, в результате чего степень использования ПНГ превышает 95%.

В состав Западно-Салымского комплекса входят газоперерабатывающий завод, газопоршневая электростанция, компрессорная станция, газопроводы (≈80 км). Основная продукция мини-ГПЗ: СОГ — до 290 млн м³ ПНГ в год, пропан-бутан — до 110 тыс. т в год, БГС — до 20 тыс. т в год. Выработка электроэнергии по проекту составляет до 44 МВт.

На рисунке 4.179 представлена схема движения ресурсов и продуктов на Салымской и Шапшинской группах месторождений [7].

Генеральный директор АО «БерезкаГаз Обь» и АО «БерезкаГаз Югра», осуществляющих сегодня эксплуатацию соответственно Приразломного и Западно-Салымского ГПЗ, — Кирсанов Алексей Владимирович.

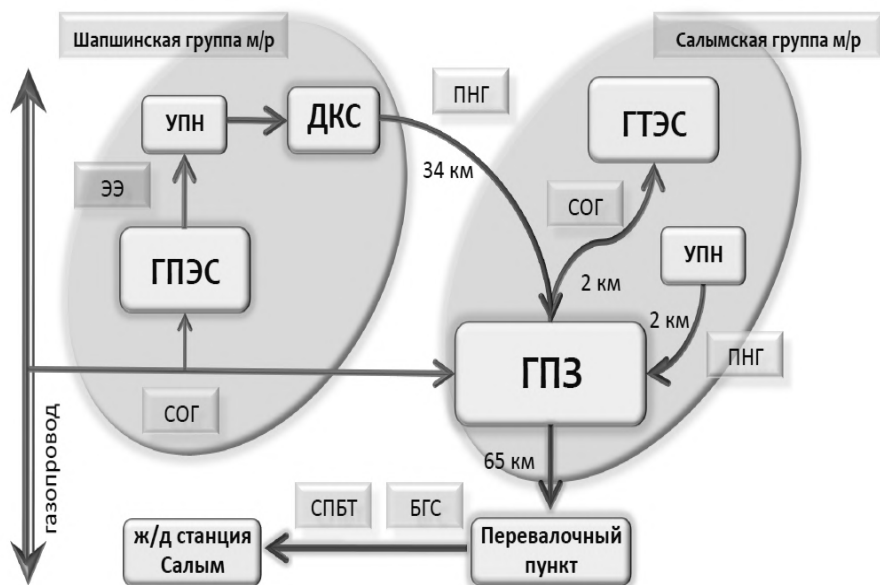


Рис. 4.179

Схема движения ресурсов и продуктов на Салымской и Шапшинской группах месторождений:

ГПЗ — газоперерабатывающий завод, ГПЭС — газопоршневая электростанция, ДКС — дожимная компрессорная станция.



Алексей Владимирович Кирсанов

Генеральный директор АО «БерезкаГаз Обь» и АО «БерезкаГаз Югра»

А. В. Кирсанов родился в 1977 г. В 2000 г. окончил Самарский государственный аэрокосмический университет имени академика С. П. Королева.

С 2000 г. работал в ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания».

В 2005 г. назначен начальником производства сжиженных углеводородных газов в ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания».

С 2008 г. по настоящее время — Генеральный директор АО «БерезкаГаз Обь» (г. Ханты-Мансийск). С 2013 г. по настоящее время — Генеральный директор АО «БерезкаГаз Югра» (г. Ханты-Мансийск).

Мини-ГПЗ Приразломный и Западно-Салымский — это значимые проекты в ХМАО, на которых внедрены инновационные подходы в промышленности: использована блочно-модульная схема при строительстве (производитель — TDE LTD, Канада), характеризующаяся низкими эксплуатационными затратами, высокой надежностью и возможностью простого увеличения мощности. Применена мультимодульная схема транспортировки СУГ танк-контейнерами, сокращены выбросы парниковых газов в атмосферу — 270 000 и 465 399 т/год (в эквиваленте CO₂) соответственно на Приразломном и Западно-Салымском заводах, которые, несмотря на маленькие мощности (в России мощность стандартного завода составляет в среднем 3 млрд м³), имеют глубину переработки свыше 99% извлеченных ценных компонентов.

Контактная информация

Полное наименование организации	АО «БерезкаГаз Югра»
Почтовый адрес	628011, Россия, ХМАО — Югра, г. Ханты-Мансийск, ул. Энгельса, 60
Телефон	(346) 735-84-09
Электронный адрес	http://www.berezkagas.com

Литература к разделу 4.9

1. В Югре стартовал двухдневный промышленный форум. УралПолит.Ru [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://uralpolit.ru/news/hmao/14-04-2016/74928> (дата обращения 14.04.2016).

2. В Ханты-Мансийске обсудят вопросы бережливого производства [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://muksun.fm/2016/04/12/v-hanty-mansijske-obsudyat-voprosy-berezhlivogo-proizvodstva/> (дата обращения 12.04.2016).

3. Лисицын, П. Комарова: инвесторам в Югре гарантируем благоприятную деловую погоду [Электронный ресурс] // РИА Новости. — Режим доступа: <https://ria.ru/interview/20121120/911400701.html> (дата обращения 20.11.2012).

4. BerezkaGas [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.berezkagas.com> (дата обращения 23.07.2017).

5. Ввод в эксплуатацию нового ГПЗ в Югре [Электронный ресурс]. — Режим доступа: http://www.berezkagas.com/press-center/?ELEMENT_ID=19 (дата обращения 18.05.12).

6. Западно-Сибирская территория Ханты-Мансийский АО [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://rosgeoportal.ru/ndra/ngp02/SitePages/02/infrastructure.aspx> (дата обращения 15.02.2017).

7. BlueLine. ООО «МОНОЛИТ». МОНОЛИТ: проекты по переработке попутного нефтяного газа. — 2011. — 40 с.

8. Новый ГПЗ на Салыме введен в эксплуатацию 20.05.2012 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://sdelanounas.ru/blogs/17585>.

4.10. Предприятия по производству сжиженных природных газов

Россия пока находится несколько в стороне от общемирового тренда на СПГ, так как традиционно делала ставку на экспорт газа по газопроводам, сказывается и технологическое отставание. Россия является крупнейшим экспортером природного газа, но имеет лишь один завод по производству СПГ — Сахалин-2. Это значительно ограничивает ее роль на мировом рынке газа.

В условиях политических трудностей в отношениях с ЕС Россия вынуждена задумываться о диверсификации своих газовых поставок.

Газовые проекты России в части развития трубопроводного газа всегда имели ряд сложностей как с экономической, так и с политической стороны, а санкции против России ликвидировали возможность развития некоторых проектов.

Экспорт СПГ имеет ряд серьезных преимуществ:

- низкие удельные транспортные расходы (танкерный транспорт — самый дешевый в мире);
- окупающиеся затраты технологической стадии сжижения;
- меньшие затраты на первые этапы строительства, поскольку для газопроводных проектов необходимо полностью завершить строительство нитки, на что уходит до 75% всех капитальных вложений, мощности же по производству СПГ можно вводить в строй постепенно, а поставки начинать после вложения 50% средств.

К числу преимуществ следует отнести также снижение удельных затрат на производство СПГ при сооружении новых технологических линий за счет того, что терминал, хранилище и другая вспомогательная инфраструктура созданы на начальном этапе; независимость от транзитных соглашений (рост протяженности экспортных газопроводов по территориям других государств и связанные с этим сложности согласования условий транзита газа и платы за транзит). Эти проблемы отсутствуют в проектах транспортировки СПГ. Кроме того, появляется возможность включать в состав СПГ фракции C_3 – C_5 , что позволяет, в отличие от морских газопроводов высокого давления (до 250 атм), доставлять с месторождений природного газа пропан-бутановую фракцию и с минимальными затратами извлекать в процессе регазификации СПГ этан, пропан, бутаны и пентаны [1]. Следует также иметь в виду, что линии по сжижению, основанные на технологической схеме со смешанными хладагентами, при применении их в регионах с холодным климатом позволяют значительно снизить удельные капитальные затраты по сравнению с проектами в экваториальных регионах [2].

Существуют три принципиальных подхода к производству сжиженных газов.

Крупнотоннажное производство. Предусматривается полное сжижение всего поступающего потока сырьевого природного газа с помощью криогенного оборудования с существенными затратами энергии. Исходя из мировой практики, рентабельный объем производства не менее 1 млн т в год.

Среднетоннажное производство. Объем производства до 1 млн т СПГ в год, которые могут удовлетворять региональные потребности в СПГ — там, где есть проблемы с доступом к газовой трубе.

Малотоннажное производство. Предусматривается частичное сжижение (5–46%) поступающего потока сырьевого газа на малых установках производительностью до 100 тыс. т в год.

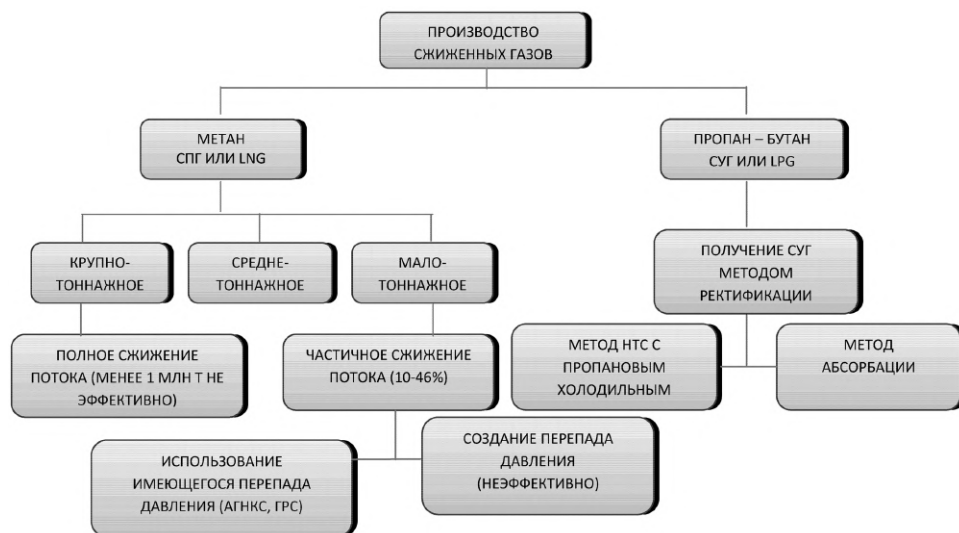


Рис. 4.180

Производство сжиженных газов

4.10.1. История, состояние и перспективы развития производства сжиженных природных газов

Условно развитие производства СПГ можно разделить на 5 этапов [3].

I этап: последняя треть XIX в. — 30-е гг. XX в. Начало опытного производства СПГ. Первая опытная установка по сжижению газа построена в Западной Виргинии (США) в 1912 г., пущена в эксплуатацию в 1917 г.

II этап: 1940–1950-е гг. Первый завод СПГ построен в 1941 г. в городе Кливленд, штат Огайо (США). Транспортировка СПГ на дальние расстояния в специальных резервуарах.

III этап: конец 1950–1970-е гг. Начинается мировая торговля СПГ.

1959 г. — первая в мире перевозка СПГ танкером-газовозом «Метановый Пионер» из США в Великобританию.

1961 г. — Великобритания (импортер) и Алжир (экспортер) подписали 15-летний контракт на поставку СПГ с 1965 г.

1964 г. — запуск первого в мире завода по крупнотоннажному сжижению газа в Алжире.

1969 г. — пущен первый в мире завод СПГ в арктических широтах на Аляске, США начали экспорт СПГ в Японию.

1970 г. — с ливийского завода СПГ в городе Марса-Эль-Брега начинаются поставки в Испанию, впоследствии — в Италию.

1972 г. — завод в Лумуте (Бруней) после пуска стал крупнейшим производителем СПГ в Азии.

1971–1980 гг. — в США построено четыре приемных терминала.

1972 г. — между США и Алжиром подписывается 20-летний контракт на поставку СПГ.

1979 г. — импорт СПГ в США достиг более 7 млрд м³.

IV этап: 1980-е гг. — 2000 г. Развитие и диверсификация направлений поставок СПГ. Новые импортеры — Малайзия (1983 г.), Южная Корея (1986 г.), Австралия (1989 г.). К 1984 г. Япония — крупнейший импортер СПГ (72% мирового импорта).

1990 г. — поставки СПГ из Индонезии на Тайвань, 1991 г. — из Австралии в Японию и Южную Корею.

1999 г. — запуск завода СПГ на острове Тринидад, 2000 г. — в Омане, поставки газа идут в Южную Корею.

V этап: 2000 г. — настоящее время. Бурный рост спроса и цен, выход на рынок новых поставщиков с крупными объемами СПГ. Значительное превышение приемных мощностей над мощностями по сжижению газа. Появление супертанкеров СПГ и свободного флота на рынке. Основные поставщики: Индонезия, Малайзия, Алжир, Катар. В 2012 г. экспортировано 328 млрд м³. К основным экспортерам добавились Австралия, Тринидад и Тобаго, Нигерия, Россия и др.

Рынок СПГ

При разумной ценовой политике производителей около 30% мировой энергетической потребности к 2030 г. будут покрываться за счет использования природного газа.

Поставщик СПГ практически не ограничен географическими факторами и за счет гибкости технологии получает возможность получения дополнительной прибыли. Большинство крупных компаний наращивают объемы торговли газом в основном за счет производства и поставок СПГ, поэтому сейчас емкость сегмента СПГ мирового газового рынка растет быстрее, чем трубопроводного.

Продажи СПГ в 1990-е гг. увеличивались в мире в среднем на 2,5% в год. Начиная с 2003 г. этот показатель составляет 7,3% при темпах роста спроса на природный газ 2% в год. По прогнозам аналитиков, тенденция сохранится. Увеличение расстояний между рынками и сырьевыми базами повышает конкурентоспособность СПГ по сравнению с трубопроводным газом. Этот фактор является определяющим для роста спроса на СПГ в Китае, Индии и Корее.

В мире уже сейчас насчитывается более 70 приемных терминалов, а скоростные танкеры могут эффективно доставить СПГ практически на любой рынок из любого добывающего региона. На базе суммарной емкости и дефицитности региональных рынков следует рассматривать три основных сегмента-бассейна и анализировать возможности, которые позволят определить приоритеты и найти оптимальные направления работы, чтобы утвердиться в каждом из них:

- ✓ Атлантический бассейн;
- ✓ Тихоокеанский бассейн;
- ✓ Бассейн Индийского океана.

Наиболее важными для первого периода поставок ПАО «Газпром» признаны рынки Атлантического и Тихоокеанского бассейнов. Атлантический является самым емким, ликвидным и с наибольшим дефицитом СПГ — 52% от

общего мирового показателя. Здесь Россия обладает наиболее мощной сырьевой базой и возможностью влияния на конкурентную среду за счет имеющегося бизнеса.

Сырьевая база СПГ

Исходя из принятой сегментации глобального рынка, систематизировалась российская сырьевая база для развития производства СПГ:

- ✓ шельф арктических морей и в первую очередь незамерзающей части Баренцева моря (группа 1);
- ✓ месторождения шельфа о. Сахалин и Охотского моря и в первую очередь Сахалин-2 (группа 2);
- ✓ шельф Карибского моря, Экваториальной Африки и месторождения Северной Африки (группа 3);
- ✓ месторождения Персидского залива, шельф Индии, Австралии (группа 4).

Группа 1. Российский шельф Баренцева моря является самым крупным по площади среди шельфов других морей России. В результате выполненных геолого-геофизических исследований здесь выявлено более 70 перспективных структур. Извлекаемые начальные суммарные ресурсы (НСР) углеводородов здесь составляют 21,7% от ресурсов континентального шельфа РФ. Основная часть ресурсов приходится на долю газа — 95%. Степень разведанности ресурсов газа достаточно высокая — 20,6% от НСР газа недр моря. Основные разведанные запасы газа и практически все запасы конденсата сосредоточены в Штокмановском районе — 20,0% от НСР, в том числе только на Штокмановском месторождении — 17%.

Группа 2. Основная доля ресурсов дальневосточных морей приходится на свободный газ. Его составляющая в балансе ресурсов углеводородов варьируется в пределах — 67,2–72,3%. Извлекаемые НСР УВ российского шельфа Охотского моря составляют около 17,1% от НСР УВ континентального шельфа РФ. На шельфе о. Сахалин сосредоточена почти половина ресурсов Охотского моря. В настоящее время на северо-восточном шельфе о. Сахалин открыто 9 месторождений, среди них крупные нефтегазоконденсатные Лунское, Одопту-море, Чайво, Пильтун-Астохское, Аркутун-Даги, газоконденсатное Кириновское, небольшие газовое Венинское и нефтегазовые Пела Лейч и Удачное.

Группы 3 и 4. Примерно половина разведанных запасов газа в мире находится в странах, которые в настоящее время экспортируют СПГ или являются потенциальными экспортёрами. Не прослеживается четкой связи между размером газовых запасов у какой-либо страны и ее участием в экспорте СПГ. Например, Индия и Китай имеют большие запасы газа по сравнению с производящим СПГ Тринидадом и Тобаго, но их газ расположен вдали от центров потребления газа, вследствие чего они вынуждены импортировать СПГ.

4.10.2. Технологии сжижения газа

Преимуществом российских СПГ-проектов перед конкурентами является наличие низких температур в регионах расположения основных запасов, что снижает в общем случае суммарные энергозатраты на сжижение газа в среднем на 10%.

Сравнение энергозатрат показывает возможность годовой экономии в сравнении с Норвегией на 3%, Египтом — на 8%, Оманом — на 15%. Это означает, что при одинаковой проектной мощности заводов в России зимой можно производить больше СПГ, который может быть реализован по привлекательным ценам «высокого» сезона.

Стоимость компрессорного оборудования и обвязок может составлять до 40% общей стоимости завода СПГ. Возможность сокращения количества и мощности компрессоров и приводов в СПГ-проекте существенно повлияет на его экономическую эффективность, что является дополнительным преимуществом.

В России выполняются важные, востребованные, в том числе и приоритетные, работы в области техники низких температур. Однако лидирующие позиции отечественной криогенной науки периода выдающегося физика XX столетия, основателя и организатора отечественной криогеники и отрасли криогенной техники академика П. Л. Капицы к началу XXI в. в существенной степени утрачены. В период перехода к рыночной экономике страна не только потеряла опытных специалистов, особенно на крупных предприятиях, но и были законсервированы или демонтированы производство сжиженного природного газа производительностью до 20 т/ч СПГ и система его хранения на 180 тыс. м³, разработанные в НПО «Криогенмаш», ЛенНИИхиммаш, ЮЖНИИгаз (Донецк), ВНИИгаз [4].

Все еще имеется возможность часть криогенного, турбинного и компрессорного оборудования выполнить силами российских производителей, что снизит капитальные вложения и внесет существенный вклад в развитие отечественной промышленности.

В настоящее время более 93% СПГ в мире производится на заводах, размещенных в тропических, субтропических, а также экваториальных климатических районах, поэтому технологии сжижения природного газа были ранее оптимизированы под «умеренно-теплые» и «жаркие» условия окружающей среды.

В поиске новых ресурсов углеводородов нефтегазовые компании все чаще обращают внимание на арктический регион с его специфичными климатическими условиями. Возникают обоснованные вопросы по «готовности» апробированных технологий сжижения природного газа к работе в арктических условиях, а также по влиянию таких условий на особенности изменения производительности заводов СПГ в течение года и связанные с этим особенности затрат в строительство и эксплуатацию заводов.

Укрупненная «типовая» блок-схема крупнотоннажного завода СПГ представлена на рисунке 4.181 и за некоторыми отличиями, зависящими от конкретных условий площадки, например газ без «кислых» соединений или «сухой» сырьевой газ и т. д., может быть применена для общего описания принципов построения этапов технологического процесса сжижения природного газа.

В типовой схеме сырьевой газ с высоким давлением (5,0–9,0 МПа) поступает от месторождения на приемные сооружения завода для сепарации и предварительной подготовки, где из него отделяется углеводородный конденсат и пластовая вода, производится стабилизация давления и температуры (в пусковых режимах) на уровень рабочих параметров завода СПГ и производится распределение сырья между линиями завода и прочими потребителями (линии УКПГ с выдачей в системы магистральных газопроводов, линиями GTL и т. д.).

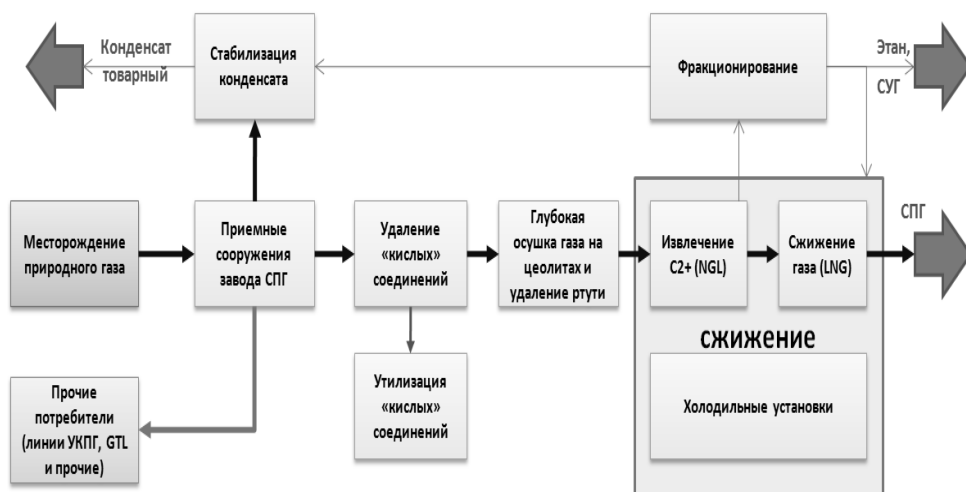


Рис. 4.181

Увеличенная «типичная» блок-схема крупнотоннажного завода СПГ

Далее газ подвергается очистке от возможных присутствующих примесей («кислых» соединений, ртути, возможно меркаптанов и т. д., которые утилизируются по соответствующей известной технологии), подвергается глубокой осушке (до остаточного содержания по воде менее 1 ppm_v) и подается на сжижение, которое осуществляется в две стадии (совмещенные в одной секции или разделенные в зависимости от типа применяемого процесса).

На первой стадии сухой очищенный газ захлаживается потоком хладагента цикла предохлаждения и (или) с использованием холода энергии расширения газа в турбодетандерном агрегате (например, по технологии CRYOMAX Technip) с целью выделения из него «тяжелых» углеводородов (фракции C₂ + В-этан, пропан, бутаны, газовый бензин), т. е. проходит «классический» цикл переработки природного газа.

Необходимость выделения «тяжелых» углеводородов обуславливается предельным содержанием этих компонентов природного газа в СПГ на уровне, обеспечивающем требования качества СПГ по контрактам (как правило, по показателю калорийности), исключения образования твердой фазы при сжижении газа (например, по пентану остаточное содержание не более 0,1% мольн.), для обеспечения стабильности хранения и транспортировки СПГ без «расслоения», а также при целесообразности их использования для индивидуальной продажи или вовлечения в циклы газохимического и нефтехимического производств.

На второй стадии, после отделения «тяжелых» углеводородов, газ собственно сжижается. Для этого могут использоваться различные варианты лицензированных процессов, которые рассматриваются далее.

C3/MRAPCI

Данная технология реализуется в рамках российского проекта Ямал — СПГ [5]. Процесс с основным дроссельным циклом на смешанном хладагенте с одним уровнем давления расширения и двумя температурными уровнями рас-

ширяемого хладагента. Принципиальная технологическая схема процесса представлена на рисунке 4.182.

Охлаждение очищенного и осушенного природного газа для сжижения осуществляется двумя холодильными циклами: предварительным многоуровневым (каскадным) пропановым циклом до температуры $-30...-35^{\circ}\text{C}$ и основным циклом на смешанном хладагенте для охлаждения до температуры сжижения метана. В качестве хладагента для основного цикла охлаждения обычно используется смесь метана, этана, пропана и азота.

Для сжатия пропана в предварительном каскадном цикле используется многоступенчатый (три-четыре ступени сжатия) центробежный компрессор. «Холодильный» потенциал пропанового цикла также используется для предварительного охлаждения смешанного хладагента основного цикла сжижения. На долю пропанового холодильного цикла приходится 25–30% тепла, отнимаемого у сырьевого газа, поступающего на установку сжижения.

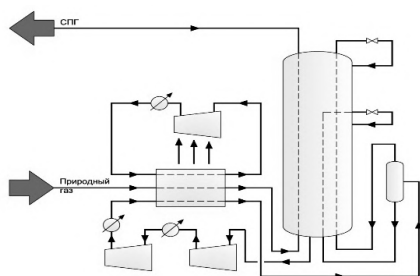


Рис. 4.182

Принципиальная технологическая схема
процесса C3/MR

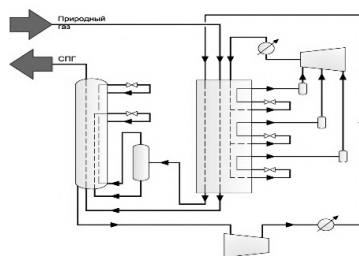


Рис. 4.183

Принципиальная технологическая схема
процесса типа DMR

В процессе предварительного охлаждения из сырьевого газа извлекаются более тяжелые, чем метан, углеводороды: пропан, бутан и пентан.

Компрессор смешанного хладагента обычно выполняется как двухкорпусной агрегат (осевой + центробежный). После охлаждения пропаном смешанный хладагент разделяется на легкую газовую и более тяжелую жидкую фазы. Газовая фаза после рекуперации холода в двух последовательно расположенных криогенных теплообменниках с витыми трубками дросселируется и используется для сжижения товарной продукции. Жидкая фаза после рекуперации холода в первом криогенном теплообменнике также дросселируется и используется в качестве хладагента первой ступени охлаждения основного цикла.

Количество криогенных теплообменников, использующихся в основном холодильном цикле, может быть различным. Их численность зависит от давления природного газа, поступающего на установку сжижения, и компонентного состава смешанного хладагента.

В промежуточных охладителях газа многоступенчатых компрессоров обычно используется морская вода, поскольку заводы СПГ, как правило, располагаются в прибрежной зоне.

После охлаждения в основном цикле сжиженный природный газ дополнительно переохлаждается дросселированием в соответствии с режимом давлений и температур в резервуарах хранения.

Данная технология считается одной из наиболее эффективных по энергозатратам. При реализации схемы процесса СЗ/MR соединяются преимущества классического каскада и процессов со смешанным хладагентом.

DMR с сепарацией

Данная технология реализована в проекте Сахалин-2, где построено 2 линии.

Технология производства СПГ с двумя внешними холодильными циклами (предварительным и основным) на двух различных смешанных хладагентах. Принципиальная технологическая схема процесса представлена на рисунке 4.183. В цикле предварительного охлаждения, как правило, используется хладагент, представляющий собой смесь углеводородов следующего состава (% мольн.): метан — 1%, этан — 47%, пропан — 6%, изобутан — 16%, н-бутан — 30% [6].

Хладагент цикла глубокого охлаждения, как правило, имеет следующий состав (% мольн.): азот — 14%, метан — 35%, этан — 41%, пропан — 10%.

В цикле предварительного охлаждения для сжатия хладагента используется двухступенчатый центробежный компрессор, в цикле глубоко охлаждения — трехступенчатый центробежный компрессор. Межступенчатое и конечное охлаждение скомпримированного хладагента осуществляется в аппаратах воздушного охлаждения.

Данная технология, по сравнению со схемой однокомпонентного (пропанового) предварительного охлаждения, позволяет в широком диапазоне регулировать температурный диапазон процесса. Имеется возможность эффективного выбора компрессорного оборудования и приводов в зависимости от состава газа и климатических условий, в которых работает установка получения СПГ. Технология позволяет обеспечить полную загрузку компрессоров предварительного и основного циклов охлаждения и эксплуатировать их в оптимальных режимах при повышении температуры окружающего воздуха до +50°C. В цикле предварительного охлаждения поступающий на установку сырьевой газ охлаждается до температуры –40...–53°C. Эффективность цикла предварительного охлаждения на смешанном хладагенте на 15–20% выше, чем у аналогичного пропанового цикла, а сумма капитальных вложений уменьшается на 6–8%.

В основном цикле глубокого охлаждения сырьевой газ последовательно проходит через витые криогенные теплообменники, охлаждаясь до температуры –153°C. Количество теплообменников варьируется в зависимости от состава и давления сырьевого газа, поступающего на установку сжижения. После охлаждения в основном цикле сжиженный природный газ дополнительно переохлаждается дросселированием в соответствии с режимом давлений и температур в резервуарах хранения.

При прочих равных условиях объем используемого смешанного хладагента меньше, чем по технологии СЗ/MR. Для холодных и арктических условий со значительными колебаниями температуры окружающего воздуха высокая технологическая гибкость процесса является определенным преимуществом. В частности, на Сахалинском заводе СПГ (колебания температур от +25°C до –25°C) в теплое летнее время в смешанном хладагенте цикла предварительного охлаждения увеличивается содержание более тяжелого компонента —

пропана, что позволяет обеспечить охлаждение сырьевого газа до -40°C . В зимнее время увеличивается содержание этана в хладагенте, что обеспечивает охлаждение сырьевого газа до -65°C . При этом поддерживается оптимальное распределение суммарной нагрузки по компрессорам и газовым турбинам.

Завод получения СПГ по технологии DMR в условиях Сахалина потребляет на 9% меньше энергии, чем аналогичный завод, реализующий технологию C3/MR в условиях Ближнего Востока (в теплых климатических зонах) [7].

MFC

Каскадный процесс производства СПГ с тремя внешними холодильными циклами (предварительного охлаждения, сжижения и переохлаждения) на трех различных смешанных хладагентах. Принципиальная технологическая схема процесса представлена на рисунке 4.184.

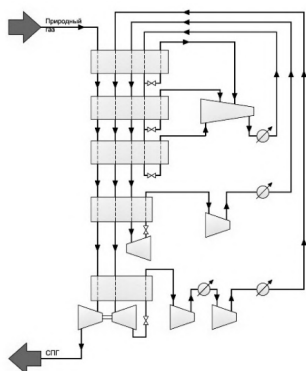


Рис. 4.184

Принципиальная технологическая схема процесса MFC

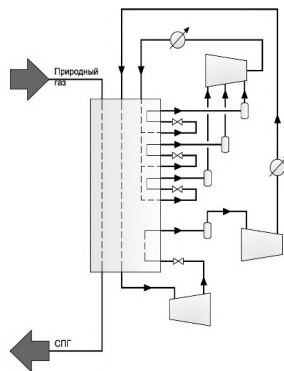


Рис. 4.185

Принципиальная технологическая схема процесса Liquefin

Разработчиком технологии MFC выступает компания LindeAG, которая участвует в разработке FEED для проекта Арктик СПГ на полуострове Гыдан [8].

В цикле предварительного охлаждения часть смешанного хладагента после первой ступени охлаждения дросселируется до давления всаса второй ступени компрессора сжатия хладагента и используется в качестве «холодного» потока рекуперативного теплообменника первой ступени предварительного охлаждения сырьевого газа. Остальной хладагент после второй ступени охлаждения дросселируется до давления всаса первой ступени и используется в качестве «холодного» потока рекуперативного теплообменника второй ступени предварительного охлаждения сырьевого газа.

Сырьевой газ, очищенный от кислых примесей, после предварительного охлаждения направляется в ректификационную колонну для выделения ШФЛУ (на схеме не показана). Далее сухой газ последовательно направляется в криогенные теплообменники на сжижение и переохлаждение.

В случае необходимости выделения балластного азота сжиженный природный газ подается в дополнительную ректификационную колонну (на схеме не показана), где при сбросе давления происходит выделение азота и частично газообразного метана. Смесь метана и азота, отводящаяся с верха колонны, мо-

жет использоваться в качестве низкокалорийного топливного газа в пределах завода СПГ.

В цикле предварительного охлаждения используются пластинчатые теплообменники с оребрением, а в циклах сжижения и переохлаждения — кожухотрубчатые теплообменники с витыми трубками.

В каждом холодильном цикле после расширения в турбине и (или) дроссельном вентиле образуется двухфазная смесь. Для лучшего распределения двухфазной смеси и более эффективного испарения жидкой фазы в криогенных теплообменниках после дросселирования поток поступает в сепараторы (на схеме не показаны) для разделения фаз и дальнейшего отдельного ввода жидкой фазы в межтрубное пространство криогенного теплообменника (насосная подача).

Применение технологии MFC позволяет при прочих равных условиях снизить мощность компрессорного оборудования по сравнению с процессами классического каскадного цикла на 14–15% и ~ на 3% по сравнению с процессом C3/MR. Экономия мощности достигается благодаря проведению процессов охлаждения при меньших перепадах температур между охлаждающими и охлаждаемыми средами.

Liquefin

ПАО «Газпром» в 2008–2012 гг. вело совместные исследования с разработчиками технологии — французским институтом нефти и ее дистрибьютором фирмой Axens, однако по неизвестным причинам проект не пошел.

Разработанный в тесном сотрудничестве с ведущими газопереработчиками, инжиниринговыми фирмами, производителями пластинчатых теплообменников (ПТО) и компрессоров, процесс *Liquefin* является процессом с двумя смешанными хладагентами, отличающимся отсутствием разделения фаз в холодном блоке (теплоизолированном кожухе) и использованием пластинчатых теплообменников. Это одновременно и повышает эффективность, и существенно снижает его стоимость по сравнению с другими способами. Принципиальная технологическая схема процесса представлена на рисунке 4.185.

В процессе *Liquefin* природный газ охлаждается и сжижается с помощью двух систем охлаждения: предварительного охлаждения и криогенной системы. Предварительное и криогенное охлаждение газа достигается при использовании смешанного хладагента вместо обычного пропана. Для той же тепловой нагрузки использование смешанного хладагента приводит к меньшим размерам конденсатора, поскольку эффективная разность температур выше. Цикл предварительного охлаждения проводится при значительно более низкой температуре, чем в классических процессах с двумя циклами. Температура газа снижается до уровня между -50 и -80°C . При этих температурах криогенный смешанный хладагент может быть полностью сконденсирован, разделения фаз не требуется, количество криогенного хладагента существенно снижено. Во многих случаях молярное отношение между смешанным криогенным хладагентом и СПГ может быть меньше единицы.

Общее потребление энергии снижается, поскольку значительная ее часть, необходимая для конденсации смешанного криогенного хладагента, распреде-

лена между криогенным циклом и циклом предварительного охлаждения, что приводит к лучшему перераспределению необходимой площади теплообмена. Одни и те же теплообменники используются для охлаждения от температуры окружающей среды до криогенной температуры.

Оба смешанных хладагента используются одинаково, как чистые компоненты. Смешанный хладагент в каждой секции испаряется и конденсируется при различных давлениях без разделения фаз или фракционирования.

К преимуществам этой схемы относится возможность настройки баланса энергии между двумя циклами. Процесс Liquefin имеет все преимущества каскадного процесса с гораздо более высокой эффективностью и меньшим числом насосов и компрессоров.

Смешанный криогенный хладагент поступает в криогенную секцию в жидком состоянии, что исключает затраты энергии на конденсацию этого хладагента. Количество криогенного хладагента существенно ниже, чем в процессе C3/MR (примерно 1 моль криогенного смешанного хладагента на 1 моль природного газа), что увеличивает общую эффективность. Перепад давления очень мал и с холодной, и с теплой стороны пластинчатых теплообменников. Поскольку Liquefin не зависит от размеров основных теплообменников, его эффективность одинаково высока и для больших, и для малых установок.

Влияние арктического климата на производительность завода СПГ

При прочих равных условиях арктический климат, характеризующийся длительным холодным периодом года с температурой окружающей среды близкой к 0°C, особенно сильное влияние оказывает на энергоэффективность процессов и уже как следствие на годовую производительность СПГ, на расчетную и необходимую гибкость и управляемость процесса, экологическую нагрузку, эксплуатационную готовность технологии и т. д., что может кардинально влиять на выбор процесса для заводов, строящихся в арктическом климате.

Это объясняется следующими основными причинами.

1. Практически во всех случаях для производства энергии, необходимой для сжижения газа, используются газовые турбины, мощность которых практически линейно коррелирует с температурой окружающей среды вплоть до температур 0...–5°C. Изменение мощности в зависимости от температуры окружающего воздуха, кроме того, зависит от типа газовой турбины: турбина «промышленного типа» или турбина «авиационного типа».

2. Для охлаждения скомпримированных хладагентов цикла предохлаждения и для охлаждения «сухого» газа перед сжижением (в случае отдельного извлечения фракций C₂₊ с использованием холода расширения природного газа в турбодетандерных агрегатах и последующим компримированием до рабочего давления, например, в процессах типа CRYOMAXTechnip, CRYO-GASFluor, NGLCB&ILummus и т. д.), как правило, применяется система воздушных холодильников или холодильников с контуром охлаждения морской водой. Пониженная «средняя» температура окружающей среды и морской воды оказывает существенное влияние на размеры концевых холодильников хладагентов и природного газа, а следовательно, снижает капиталоемкость и улучшает общую эффективность завода.

3. Потенциально значительный прирост мощности заводов СПГ в холодный период позволяет рассчитывать на возможность сбыта дополнительных объемов СПГ на спотовых рынках в зимний период, когда цены на СПГ достигают сезонного максимума, что может позволить инвестору получить максимальную отдачу на капиталовложения и по-другому расставить акценты, сделав более привлекательной технологию, имеющую большую «гибкость» в производительности и управляемость процессом.

Представляют интерес опыт и выводы компаний, уже проводивших или проводящих выбор процессов для заводов, располагающихся в холодном климатическом регионе.

К таким компаниям можно отнести: Statoil (заводы Snohvit 1 и 2, Норвегия, р-н Баренцева моря), СЭИК (завод Сахалин-2, о-в Сахалин), НОВАТЭК (завод Ямал СПГ, п-в Ямал), Газпром (завод Штокман СПГ, р-н Баренцева моря) и АЛЛТЕК (завод Печора СПГ, р-н Баренцева моря). При этом особое внимание должно быть уделено заводам Snohvit 1, Сахалин-2, так как они уже находятся в эксплуатации.

Snohvit 1. Использует технологию MFC разработки Linde, скорректированную на условия, определенные Statoil. На первом этапе выбора рассматривались следующие технологии: C3-MR, MFC и оптимизированный каскад CoposoPhillips. На втором этапе рассматривались C3-MR, MFC с выбором в пользу MFC. По мнению Statoil, решающими доводами в пользу MFC стали: адаптированный процесс MFC-Linde к конкретным условиям Statoil, более высокая энергоэффективность процесса, в пользу которой сыграли также жесткие экологические ограничения Норвегии и плата за выброс CO₂.

Snohvit 2. По результатам 5 лет эксплуатации Snohvit 1, в течение которых «адаптированная» технология потребовала «ряда дополнительных адаптаций» (замены теплообменников, изменения схемы охлаждения), вызвавших длительные простои завода, Statoil вернулся к апробированной и надежной технологии C3-MR.

Ямал СПГ и Печора СПГ. Оба проекта находятся в настоящее время в различных стадиях разработки проектной документации. Для обоих проектов проводилось сравнение C3-MR и DMR с привлечением специалистов APCI. В обоих случаях подтверждена примерно равная термодинамическая эффективность, и в обоих случаях из-за большего опыта эксплуатации C3-MR выбран именно этот процесс.

Данные решения, по нашему мнению, целесообразно разгруппировать по ведущим компаниям проекта и их опыту в работе с СПГ.

Так, и Statoil, и Shell имеют значительный опыт работы с СПГ, и общим в выборе технологий для Snohvit 1 и Сахалин-2 является выбор процесса более энергетически эффективного, но требующего доработки. То есть компании, полагаясь на свой опыт, были согласны «доработать» процесс. Риск «недоработки» к текущему моменту проявился на заводе Snohvit 1. Напротив, ни НОВАТЭК, ни АЛЛТЕК не имеют опыта эксплуатации заводов СПГ и для своих проектов выбрали менее энергоэффективную, чем DMR, но более надежную, управляемую и опробованную временем технологию C3-MR-APCI.

4.10.3. Завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) — производственный комплекс «Пригородное», проект «Сахалин-2» (ПАО «Газпром — компания «Сахалин Энерджи»)

Основным акционером завода по производству СПГ проекта «Сахалин-2» с 2007 г. является ПАО «Газпром» (50% плюс одна акция). Этот завод уникален и по многим признакам принципиально отличается от всех перечисленных выше. Прежде всего, это проект, реализованный на условиях соглашения о разделе продукции. Оператор проекта «Сахалин-2» — компания «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд». До апреля 2007 г. ее акционерами были: Shell (55%), Mitsui (25%) и Mitsubishi (20%). В апреле 2007 г. акционеры «Сахалин Энерджи» подписали соглашение о купле-продаже с Газпромом, предусматривающее перераспределение акций компании «Сахалин Энерджи». В соответствии с ним доля «Газпрома» составляет 50% плюс одна акция, «Шелл» — 27,5% минус одна акция, «Мицуи» — 12,5% и «Мицубиси» — 10% акций [6].

Завод является основным звеном производственного комплекса «Пригородное», в который входит также терминал отгрузки нефти и СПГ. Комплекс расположен на южном побережье острова Сахалин, на побережье залива Анива, в 15 км к востоку от г. Корсакова и 53 км южнее г. Южно-Сахалинск. Залив Анива зимой не замерзает, поэтому является идеальным местом для отгрузок нефти и СПГ в рамках проекта [6].

Рисунок 4.186 иллюстрируют основные этапы развития компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд».



Рис. 4.186

Строительство наземных трубопроводов, 2005 г. (слева);
платформа «Лунская-А» (ЛУН-А) после установки, зима 2007 г. (справа)

Структура проекта «Сахалин-2»

На рисунке 4.187 приведена схематическая структура проекта «Сахалин-2» на карте о. Сахалин.

Нефть и попутный нефтяной газ, добытые с платформ «Моликпак» (ПА-А) и «Пильтун-Астохская-Б» («ПА-Б»), а также газ и газовый конденсат, добытые на платформе «Лунская-А» («ЛУН-А»), поступают на объединенный береговой технологический комплекс (ОБТК), где подвергаются разделению на жидкую (нефть + конденсат) и газообразную части (газ + попутный нефтяной газ). После разделения потоки подвергаются первичной очистке, подаются в транссахалинскую трубопроводную систему и дожимаются на насосно-компрессорной станции № 2.

Затем потоки подаются в комплекс «Пригородное», где газ подвергается глубокой очистке, сжижается и вывозится на экспорт.

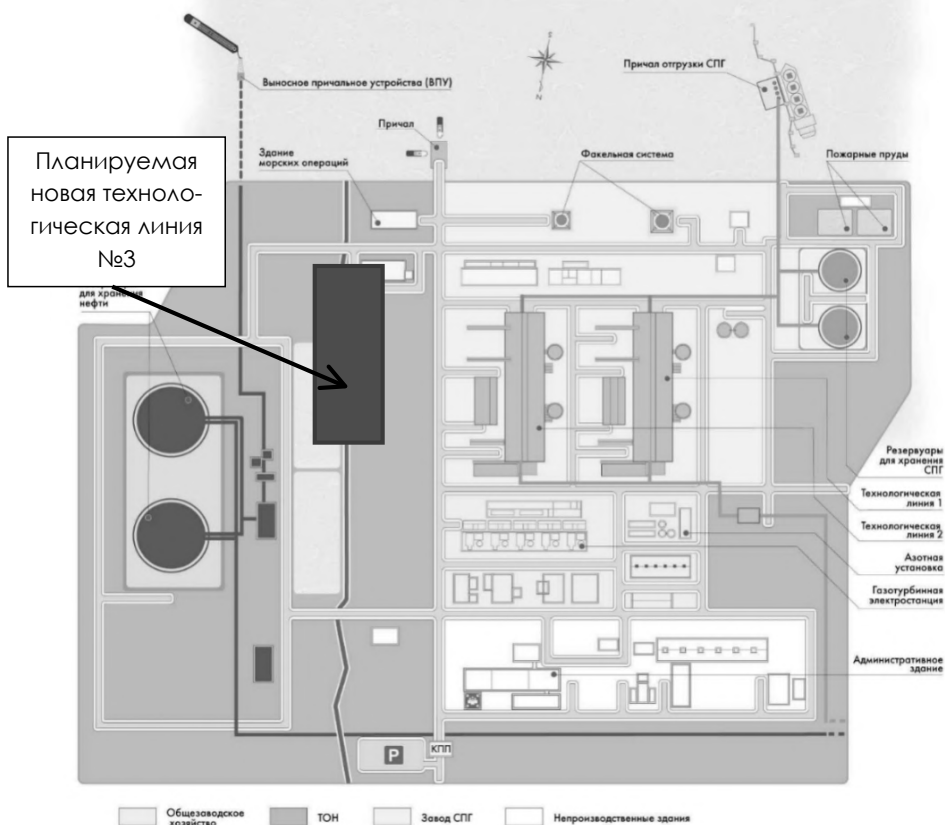


Рис. 4.188

Общая схема генплана завода по производству СПГ

Технологические потоки и их назначение

Подготовка, переработка и сжижение газа предусматриваются на двух параллельных технологических линиях СПГ. Каждая технологическая линия СПГ включает установки удаления кислых (CO_2 и H_2S) газов, осушки газа, удаления ртути, сжижения газа с помощью двух систем смешанного хладагента (MR), фракционирования для производства хладагента и стабильного конденсата.

Технологическое управление работой завода производится из общей диспетчерской.

СПГ, полученный на обеих технологических линиях, направляется в резервуары хранения СПГ и далее на танкеры.

Стабильный конденсат, полученный на технологических линиях завода, направляется на терминал отгрузки нефти.

Сырьевой газ состоит из смеси газов Пильтун-Астохского месторождения и природных газов Лунского месторождения, поэтому завод может работать в диапазоне смесей — от чистого газа Пильтун-Астохского месторождения до чистого лунского газа.

Газ обоих месторождений подвергается промышленной подготовке на объединенном береговом технологическом комплексе, где осушается для транс-

порта (точка росы по воде минус 20°C, по углеводородам — минус 10°C в соответствии с ГОСТ 51.40-93) и по одностороннему газопроводу подается на завод.

Сжиженный газ поставляется различным странам-потребителям, соответственно к нему предъявляются строгие требования по качеству (содержанию различных компонентов), которые представлены в таблице 4.55.

Таблица 4.55

Компонентный состав сжиженного природного газа, поставляемого потребителям (% мол.) [7]

№ п/п	Компонент	Содержание
1	Азот	Не более 1,0% мол.
2	Метан	Не менее 85,0% мол.
3	Бутаны	Не более 2,0% мол.
4	Пентаны и более тяжелые	Не более 0,1% мол.
5	Сероводород	Не более 5,0 мг/нм ³
6	Общая сера	Не более 30 мг/нм ³
7	Высшая теплота сгорания	9344–10 134 ккал/ст. м ³

Помимо СПГ на заводе получается конденсат, к которому предъявляются требования, представленные в таблице 4.56.

Таблица 4.56

Требования к стабильному газовому конденсату [7]

№ п/п	Компонент/показатель	Содержание
1	Бутан и более легкие компоненты	Не более 1,0% мол.
2	Давление паров по Рейду (абс.)	Не более 1,242 бар

В таблице 4.57 представлена производительность завода по производству СПГ.

Таблица 4.57

Производительность завода по производству СПГ [7]

№ п/п	Тип	Значение
1	Средняя дневная	4134,38 тыс. м ³ в день
2	Максимальная дневная	4805,19 тыс. м ³ в день
3	Средняя годовая	3764,475 тыс. м ³ в день

С завода СПГ экспортируется два продукта: СПГ и конденсат.

СПГ хранится и экспортируется судами под атмосферным давлением и при температуре кипения ~160°C. Хранение СПГ осуществляется в двух резервуарах двухблочного типа. Отпарной газ, имеющий повышенное содержание азота, собирается, сжимается и направляется в систему топливного газа завода.

Конденсат, извлекаемый из сырьевого газа, состоит в основном из пентанов и гексанов. Этот конденсат подается по трубопроводу на терминал отгрузки нефти.

Отпарной газ, вытесненный из танкеров СПГ, улавливается и утилизируется.

На данный момент планируется модернизация завода путем строительства третьей технологической линии. Вспомогательные технологические установки и системы, а также установки и системы общего назначения не требуют модернизации, так как завод строился изначально с учетом возможного расширения.

Проектная документация на 2018 г. строительства третьей технологической линии находится на стадии подготовки к сдаче в Главгосэкспертизу.

На рисунке 4.189 приведена общая технологическая схема завода. Ниже приведено назначение и краткое описание наиболее значимых технологий и установок завода.

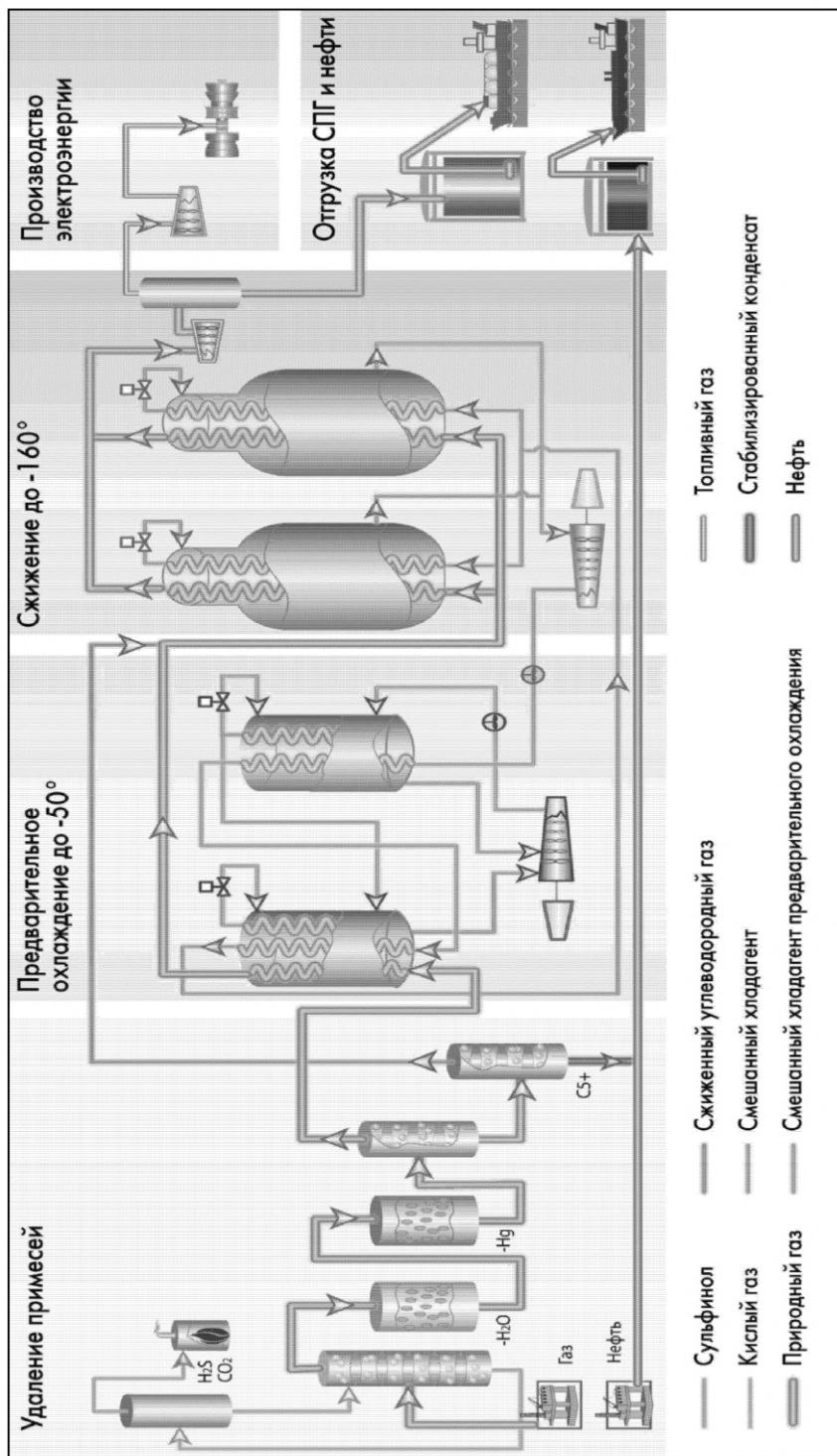


Рис. 4.189

Общая технологическая схема завода по сжижению природного газа [8]

Установка приема и замера газа [9] предназначена для:

- сепарации газа — отделения из него жидкостей и/или пыли;
- измерения расхода сырьевого газа, направляемого на технологические линии завода СПГ;
- выравнивания (понижения) давления сырьевого газа, направляемого на технологические линии 1 и 2 завода СПГ, и защиты оборудования завода от избыточного давления в подающем газопроводе.

Установка имеет три параллельных линии контроля давления/замера потока.

Установка удаления кислых газов (установка «Сульфинол»)

Предназначена для удаления CO_2 и H_2S из сырьевого газа. При прохождении газа через установку содержание в нем CO_2 снижается до уровня менее 50 ppm мол., а содержание H_2S — до уровня менее 4 ppm мол.

Важным преимуществом «Сульфинола» является возможность одновременной тонкой очистки газа от H_2S , CO_2 , COS, меркаптанов и сероуглерода.

Установка «Сульфинол» представляет собой стандартную систему «абсорбер — десорбер», в абсорбере происходит поглощение кислых примесей при помощи водного раствора диизопропаноламина и сульфолана, а в десорбере — удаление кислых примесей из абсорбента. Каждая технологическая линия СПГ имеет свою отдельную установку удаления кислых газов, однако эти установки имеют общую емкость для хранения/подпитки раствора абсорбента и воды.

К настоящему времени установка заменена на более эффективную.

Компания Shell разработала разновидность этого процесса — «Сульфинол-D» специально для завода СПГ на Сахалине компании SakhalinEnergy. «Сульфинол-D» отличается от процесса «Сульфинол» только концентрациями активных компонентов и специальным оборудованием — угольными фильтрами для фильтрации части раствора абсорбента, что предотвращает вспенивание раствора. Однако в ходе эксплуатации данного процесса на Сахалине были выявлены серьезные недостатки, вследствие которых процесс «Сульфинол-D» был заменен на процесс ADIP-X.

В процессе ADIP-X используется водный раствор третичного амина (метилдиэтанолamina) с активатором — пиперазином (диэтилендиамин — алифатический циклический амин с общей формулой $\text{C}_4\text{H}_{10}\text{N}_2$). Установки, работающие по данной технологии, отличаются большей удельной мощностью и меньшими размерами оборудования в сравнении с установками обычной очистки водными растворами алканолamiнов.

Процесс характерен малыми скоростями коррозии и управляемой склонностью растворителя к вспениванию. Технологические схемы могут сильно различаться, в зависимости от назначения. Возможна высокая степень интеграции отдельных технологических установок. Самая простая система сходна с другими установками алканолamiновой очистки. Регенерация — обычная для установок алканолamiновой очистки и может осуществляться в одну или несколько ступеней дросселирования/отпарки водяным паром. Состав раствора может быть сбалансирован в соответствии с требованиями заказчика.

Установка осушки сырьевого газа

Предназначена для снижения содержания воды в сырьевом газе до уровня менее 1 ppm. Удаление воды из сырьевого газа проводится для предотвращения образования гидратов при последующем охлаждении сырьевого газа.

Технология осушки двухступенчатая: сначала газ охлаждается, и из него удаляется основное количество воды на каплеотбойнике, затем газ пропускается через молекулярные сита для поглощения остаточной воды. Регенерация адсорбента производится путем подачи горячего сырьевого газа. Установка осушки выполнена в виде трех отдельных адсорберов, два из которых работают в режиме удаления воды, а третий в это время — в режиме регенерации.

Установка удаления ртути

Предназначена для снижения содержания ртути в сырьевом газе (элементарная ртуть может стать причиной быстрой коррозии или увеличения хрупкости алюминиевых теплообменников установки сжижения природного газа). В сырьевом газе, поступающем на завод СПГ, содержание ртути — на уровне до 10^{-6} г/ст. м³. После установки количество ртути составляет менее 10^{-8} г/ст. м³. Процесс удаления ртути из газа происходит в адсорбере со слоем из активированного угля, насыщенного серой.

Первая технологическая линия сжижения включает в себя установку удаления ртути. На второй технологической линии установка удаления ртути будет смонтирована, если в процессе эксплуатации 1-й линии выяснится, что поступающий на завод природный газ содержит ртути больше, чем 10^{-8} г/ст. м³.

Установка сжижения газа по технологии DMR

Предназначена для получения сжиженного природного газа путем охлаждения хладагентом, выделения тяжелых фракций из потока сырьевого газа, последующего охлаждения в криогенном теплообменнике и дросселирования [6].

Технология предполагает использование двух потоков циркулирующего охладителя, представляющего собой смесь азота и легких углеводородов (обычно — метан, этан, пропан, изобутан, бутан):

- контура предварительного охлаждения;
- контура сжижения.

Изменение состава хладагента позволяет более эффективно использовать мощности газовых турбин, особенно в зимнее время.

Проводя сравнение технологий DMR и C3MR, компания Shell выявила, что производительность выше у технологического процесса DMR, поскольку цикл предварительного охлаждения обладает достаточной гибкостью, чтобы обеспечить полное использование всей мощности газовых турбин и вспомогательных электродвигателей.

Установка фракционирования

Предназначена для:

- стабилизации конденсата, поступающего с установки сжижения газа, и повторной подачи части легких фракций в поток природного газа, направляемый в основной криогенный теплообменник;
- производства жидкого этана и пропана для подачи в циклы хладагента на установку сжижения газа или в хранилище этана и хранилище смешанного хладагента предварительного охлаждения;
- извлечения легких углеводородов из системы дренирования смешанного хладагента.

Установка фракционирования состоит из колонн: деметанизации, дэтаннизации, депропаннизации и дебутанизации — каждая с соответствующим оборудованием, а также из системы повторного ввода жидкого природного газа.

Установка сжигания кислого газа

Предназначена для сжигания кислого газа, поступающего с двух установок удаления кислых газов от обеих технологических линий СПГ. При неработающей установке сжигания кислый газ направляется на факел.

Установка хранения хладагента

Предназначена для хранения этана и смешанного хладагента предварительного охлаждения, которые производятся на установках фракционирования.

Установка хранения хладагента является сооружением общего назначения. Этановый и охлажденный смешанный хладагент хранятся для подпитки хладагента в циклах охлажденного смешанного хладагента в случае, когда прерывается обычная подача хладагента из установок фракционирования или, когда требуется дополнительная подпитка, например, при пуске технологической линии.

Установка хранения и отгрузки СПГ

Предназначена для:

- хранения СПГ, произведенного технологическими линиями СПГ;
- отгрузки СПГ на суда для транспортировки продукта;
- подачи отпарного газа в систему топливного газа.

Полезная емкость хранилища СПГ составляет 200 000 м³ и включает в себя два резервуара емкостью 100 000 м³ каждый [7].

Система отгрузки рассчитана на загрузку танкеров СПГ вместимостью 125 000–145 000 м³, а также загрузку танкеров вместимостью 20 000–30 000 м³.

На 6 мая 2014 г. с начала работы завода отгружено 789 партий СПГ (52,45 млн т СПГ) для 7 стран и 337 партий нефти (240 млн бар) для 9 стран.

На диаграмме (рис. 4.190) приведена сравнительная характеристика завода по производству СПГ «Сахалин-2» с мировыми проектами по производству СПГ [10].

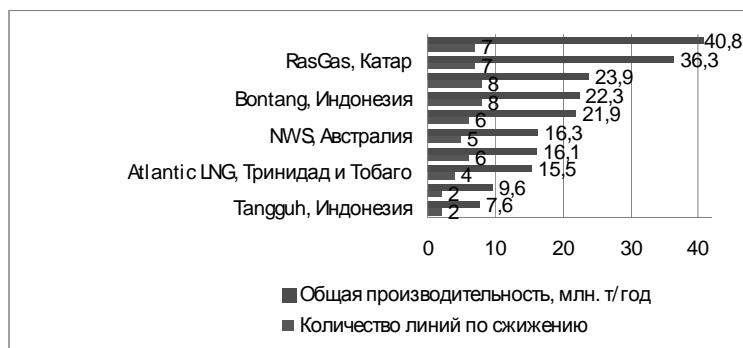


Рис. 4.190

Сравнение проекта «Сахалин-2» с другими мировыми проектами СПГ

Видно, что завод компании Sakhalin Energy далеко не самый крупный завод в мире, но у него достаточно высокая производительность одной линии — 4,8 млн т в год (выше только на заводе в Катаре).

4.10.4. Строящееся ОАО «Ямал-СПГ» и проекты

Проект «Ямал СПГ» — интегрированный проект по добыче, сжижению и поставкам природного газа. Проект предусматривает строительство завода по производству сжиженного природного газа (СПГ) мощностью около 16,5 млн т

в год на ресурсной базе Южно-Тамбейского месторождения, открытого в 1974 г. и расположенного на северо-востоке полуострова Ямал. На месторождении выполнен комплекс геологоразведочных работ, включающий сейсморазведочные работы МОГТ 2D, 3D, бурение поисково-оценочных и разведочных скважин, создание геологической и гидродинамической моделей месторождения. По результатам геологического и гидродинамического моделирования выполнена оценка запасов газа и газового конденсата, одобренная Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых и подтвержденная международным аудитором. Доказанные запасы газа месторождения по стандартам PRMS составляют 926 млрд м³. Лицензия на освоение Южно-Тамбейского месторождения действительна до 31.12.2045 и принадлежит ОАО «Ямал СПГ».

В рамках реализации проекта создается транспортная инфраструктура, включающая морской порт и аэропорт Сабетта. В соответствии со стандартом ИСО 14064-1:2013 и с учетом особенностей функционирования ОАО «Ямал СПГ» для организованных границ количественного определения выбросов парниковых газов взят Южно-Тамбейский лицензионный участок (п. Сабетта, Ямальский район, Ямало-Ненецкий автономный округ).

В связи с тем, что по приказу Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 30 июня 2015 г. № 300 рассчитываются только прямые выбросы парниковых газов, косвенные выбросы парниковых газов от передвижных источников по подразделениям ОАО «Ямал СПГ» в г. Салехард и г. Москва не учитываются и в организационные границы количественного определения выбросов парниковых газов не включаются. Следует отметить, что проект находится на стадии строительства, пуск первой линии назначен на 4-й квартал 2017 г.

Количественное определение выбросов парниковых газов рассчитывалось в соответствии с методическими указаниями и руководством по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в РФ по приказу Минприроды РФ № 300.

ПАЭС (передвижная атомная электростанция). Энергоснабжение вахтового поселка Сабетта обеспечивается энергоцентром общей мощностью 17,5 МВт, состоящим из 7 электростанций типа ПАЭС-2500 (ИЗА № 0001-0007) единичной мощностью 2500 кВт каждая. Расход природного газа на 1 установку составляет 1100 м³/ч. Максимально может работать до 6 установок на природном газе, одна установка всегда в резерве.

Энергоснабжение старых общежитий обеспечивается с помощью старого энергоцентра, включающего 5 установок ПАЭС-2500 мощностью 2500 кВт каждая. Одна из установок аварийная, работает на резервном топливе (газовый конденсат). В настоящее время работают 2 установки. В 2017 г. после демонтажа старых общежитий энергоцентр также будет ликвидирован.

Котельные. Снабжение поселка тепловой энергией осуществляется двумя котельными, новой на 16,6 МВт и старой на 7,2 МВт, работающими на природном газе, который поступает по газопроводам со скважины. В новой котельной установлены 3 водогрейных котла марки «Термотехник ТТ-100» мощностью 4200 кВт (ИЗА № 0009-0011) и 2 котла «Термотехник ТТ» мощностью 2000 кВт (ИЗА № 0012,0013). Старая котельная обеспечивает теплом и горячей водой старые общежития. Она будет ликвидирована после демонтажа старых зданий. В старой котельной установлены 2 водогрейных котла марки ВК-21 1,6, мощ-

ностью 1600 кВт и 2 котла марки КВС-2.0 мощностью 2000 кВт. Продукты сгорания природного газа отводятся через дымовые трубы. В летнее время работает один котел, в зимнее время в зависимости от погодных условий могут работать одновременно два котла. Остальные котлы находятся в резерве.

АГРС (автоматизированные газораспределительные станции — блок подогрева газа). В блоке подогрева газа АГРС установлены 2 котла НН-1010 (ИЗА 0015-0016) и 1 котел НН-0600 (ИЗА 0017) компании LAARS HeatingSystems.

ДЭС (дизельные электростанции). Участок энергоснабжения: для резервного электроснабжения участка энергоснабжения используется резервная дизельная электростанция ДЭС-200. Участок тепловодоснабжения: для аварийного электроснабжения новой котельной применяется дизельная электростанция ДЭС-320, для аварийного электроснабжения старой котельной применяется дизельная электростанция ДЭС-200 мощностью 200 кВт.

Верхний склад ГСМ: для аварийного обеспечения верхнего склада ГСМ электроэнергией предусмотрена ДЭС-500. Морской порт: для резервного электроснабжения морского порта используются 2 резервные дизельные электростанции (ДЭС-200).

Факельные установки. ГФУ (горизонтальные факельные установки) в настоящее время используются для апробации скважин.

Свечи. Продувки газопроводов осуществляются через свечи. При продувках в атмосферный воздух выделяется метан.

Резервуары газоконденсата. Резервным топливом для аварийной ПАЭС является газовый конденсат, который хранится в наземном горизонтальном резервуаре емкостью 25 м³. Резервуар будет ликвидирован одновременно со старым энергоцентром. При заполнении резервуара в атмосферный воздух выделяются метан, гексан.

Самые холодные месяцы на полуострове Ямал: январь, февраль и март со среднемесячными температурами –24...–26°C, самые теплые — июль и август со среднемесячными температурами +5–6°C. Среднее число дней в году с температурой ниже нуля — 258. Самая высокая зарегистрированная температура +30°C, самая низкая — –50°C. Лето — короткое и прохладное, в ночное время температура часто опускается до минусовой отметки.

На климат Ямала оказывают влияние теплые воздушные массы, поступающие с Атлантического океана, и холодные воздушные массы из полярных регионов. Это приводит к большому разбросу температур и многообразию ветров, а в результате столкновения этих масс выпадает большое количество осадков, имеют место снежные бураны и оледенения береговой зоны. На полуострове Ямал зимой преобладают южные и юго-восточные ветры, летом — преимущественно северные. Самая ветреная погода наблюдается осенью и зимой, максимальная зарегистрированная скорость ветра в это время 110 км/ч. Среднегодовое количество осадков — 320–350 мм, в основном осадки выпадают в период июнь–сентябрь [2].

Строительство завода СПГ в таких условиях непременно сокращает эксплуатационные затраты, так как отрицательные температуры способствуют уменьшению нагрузки на теплообменное, газотурбинное оборудование, уменьшаются расходы хладагентов, но, с другой стороны, увеличиваются эксплуатационные затраты из-за отсутствия развитой инфраструктуры. В таблице 4.58 представлены данные о строящихся заводах СПГ.

Таблица 4.58

Строящиеся СПГ заводы

	Балтий- ский СПГ [11]	СПГ завод на базе КС «Порто- вая» [12]	Тамбов- ский — СПГ [13]	Владиво- сток — СПГ [14]	СПГ «Гор- ская» [15]	Штокманов- ское — СПГ [16]	Дальнево- сточ- ный — СПГ [17]	Печора — СПГ [18]	Завод СПГ в Крыму [19]	Завод СПГ Хараса- вай [20]
Опера- тор	Газпром и Shell	Газпром	Частный инвестор (Тамбов- ская обл.)	Газпром	ООО «СПГ — Горская» (Частный инвестор)	«Штокман Девелопмент АГ» (Газ- пром)	Роснефть, Еххон- Mobil	Роснефть	Ченомор- нефтегаз	Газпром
Место- поло- жение	Усть- Луга (Ленин- градская обл.)	Выборг	Тамбов- ская об- ласть	Хасан- ский рай- он. При- морский край	Порто- пункт Гор- ский (Санкт- Петербург)	Поселок Териберка	порт Де-Кастри	Печора	Керчь	П-ов Ямал
Сырь- евая база	ЕСГ	МГ «Се- веро-Евро- пейский газопро- вод»	ЕСГ	Поставки газа с Са- халина, из Якутии и Иркутска	ЕСГ	Штокманов- ское газокон- денсатное ме- сторождение	Сахалин-1, месторож- дение Чайво	Месторож- дения Кум- жинского и Коровин- ского	Месторож- дение Чер- ного моря или ЕСГ	Нет данных
Плани- руемая мощ- ность	10 млн т год (с уве- личени- ем до 15)	1,5 млн т год	До 1 млн т год	10–15 млн т год	1,26 млн т год	4–6 линий каждая по 7,5 млн т год/ 6–12 линий каждая по 5 млн т год	5 млн т год	8–10 млн т год	Не рас- крывается	Нет данных
Заявлен- ные сро- ки реали- зации	2023 г.	2019	2016	2018–2020	2018–2019	2017–2018	2023 г.	До 2020 г.	Не рас- крывается	Нет данных
Заявлен- ные ин- вестиции	620 млрд руб.	127 млрд руб.	14 млрд руб.	13,5 млрд долл.	ООО «СПГ — Горская» (Частный инвестор)	23–24 млрд долл. за 1-ю фазу	15 млрд долл.	Не раскрыва- ются (по экс- пертной оцен- ке 12–15 млрд долл.)	Не рас- крывается	Нет данных

4.10.5. Малотоннажное производство СПГ в России

С 1992 г. в России построены и введены в эксплуатацию более 20 малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Практически все проекты выполнены по разнообразным технологиям, имеющим свои положительные и отрицательные аспекты.

Проекты малотоннажного производства СПГ в условиях падения цен на нефть и природный газ становятся все более привлекательными. Для этого существует несколько причин.

1. Капитальные вложения в малотоннажное производство СПГ значительно меньше, чем в крупнотоннажный завод.

2. Срок строительства малотоннажного завода составляет 1–3 года, в то время как средний срок строительства для крупнотоннажных заводов составляет более 5 лет.

3. Срок окупаемости малотоннажных проектов меньше, чем у крупнотоннажных [21].

Первые производства такого вида появились в Ленинградской и Московской областях в 90-х гг. XX в. В начале 2000-х гг. была пущена установка сжижения в Свердловской области. К настоящему времени введены в эксплуатацию установки в Калининградской и Псковской областях, в Пермском крае.

Установка сжижения газа на ГРС «Никольская»

Установка, работающая по дроссельному циклу, спроектирована специалистами ОАО «СИГМА-Газ» для условий сжижения на газораспределительной станции (ГРС) «Никольская» Тосненского района Ленинградской области в 1999 г. (рис. 4.191). Природный газ, проходя последовательно через теплообменники ТО1 и ТО2, охлаждается, после чего подвергается дросселированию и поступает в сепаратор, где происходит отделение СПГ.

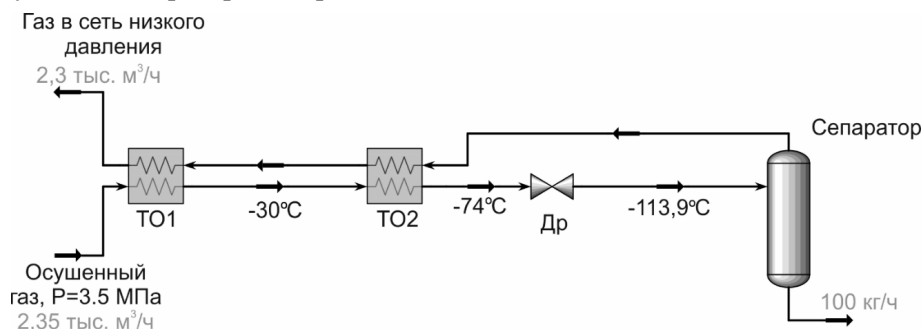


Рис. 4.191

Технологическая схема установки сжижения на ГРС «Никольская»: ТО1, ТО2 — теплообменники; Др — дроссель.

Основное преимущество такой установки — низкие энергозатраты на производство СПГ. Предлагаемая технология сжижения имеет принципиальные недостатки:

— ограниченную базу для применения, так как для значительной части ГРС РФ характерны либо низкие (3,3–3,5 МПа) и нестабильные значения входного давления, либо значительные сезонные падения расхода (в 4–5 раз), что

приводит к практически полной потере производительности установки подобного типа, простоям и неэффективному использованию персонала;

— низкую производительность за счет низкого коэффициента ожижения (около 2%);

— низкое качество продукции ввиду значительного содержания в исходном, а следовательно, и готовом продукте высококипящих углеводородных фракций и углекислоты. Доля высококипящих компонентов в СПГ повышается также и из-за значительного паросодержания за дросселем установки (98% и выше). Все это влечет за собой ограничение по использованию продукции в качестве моторного топлива, так как такая продукция не соответствует ГОСТ 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия».

СПГ комплекс на АГНКС г. Первоуральск

Комплекс СПГ серии 082 производства ООО НПК «НТЛ», смонтированный на АГНКС г. Первоуральск, предназначен для обеспечения производства СПГ производительностью от 350 до 800 кг/ч и давлением 0,4 МПа. Установка работает по дроссельному циклу высокого давления с предварительным фреоновым охлаждением. Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 47%. Расчетные удельные затраты электроэнергии составляют 59 кВт·ч/т СПГ.

Комплекс СПГ серии 082 представляет собой технологическое оборудование для производства СПГ, смонтированное в контейнерах и блоках полной заводской готовности на площадке автогазонаполнительной компрессорной станции (АГНКС).

Природный газ после компрессорных установок АГНКС с давлением 22,0–25,0 МПа через аккумуляторы газа поступает в блок входа/выхода природного газа установки сжижения для дополнительной очистки от механических примесей и измерения расхода газа. Далее газ поступает в блок теплообменников, где последовательно охлаждается в трех теплообменниках (ТО1, ТО2, ТО3) до температуры -80°C : в первом и третьем охлаждение проводится обратным потоком паров СПГ, а во втором — жидким фреоном от холодильной машины. Затем природный газ поступает в блок струйных компрессоров, где происходит его дросселирование до давления 1,2 МПа и вследствие этого охлаждение до температуры образования жидкой фазы -120°C . Далее газ поступает в блок сепаратора для обеспечения качественного отделения жидкой фазы (СПГ) от газообразной, а из сепаратора с рабочим давлением 1,2 МПа направляется через дроссельный блок, где давление СПГ снижается до 0,4 МПа, в емкость — хранилище СПГ объемом 44 м³ с рабочим давлением 0,5 МПа и температурой $-141,7^{\circ}\text{C}$. Газообразная составляющая с давлением 1,2 МПа из сепаратора направляется через теплообменники, где нагревается до температуры $+5...+10^{\circ}\text{C}$, на всасывающую линию блока компримирования компрессорных установок АГНКС (рис. 4.192) [22].

К недостаткам данной схемы можно отнести полную зависимость состава получаемого СПГ от состава газа, поступающего на АГНКС, и невозможность его коррекции. К тому же при низком расходе компримированного природного газа на АГНКС возникают сложности при использовании неожиженного потока газа.

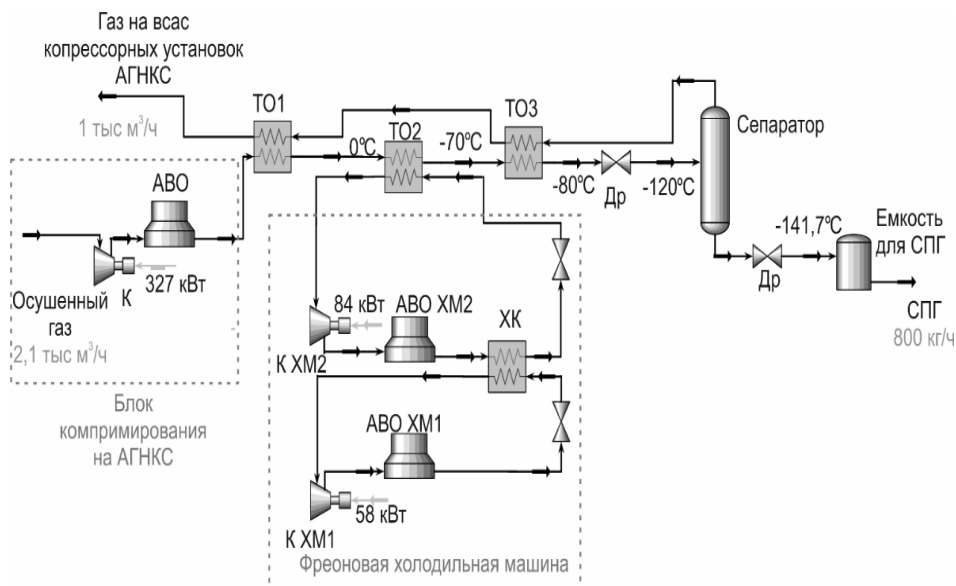


Рис. 4.192

Технологическая схема установки сжижения на АГНКС г. Первоуральск:
 ТО1, ТО2, ТО3, ХК — теплообменники; К XM1, К XM2 — компрессоры холодильной машины; Др — дроссель; К — компрессор АГНКС; АВО — аппарат воздушного охлаждения.

Установка сжижения на ГРС-1 г. Калининград

Установка в Калининградской области относится к установкам с дроссельным циклом высокого давления с предварительным фреоновым охлаждением на ГРС. СПГ производится на малотоннажном комплексе, совмещенном с АГНКС на базе ГРС Калининград-1 (рис. 4.193). Комплекс состоит из двух параллельных блоков сжижения, производительностью по 1500 кг СПГ в час каждый, объединенных между собой.

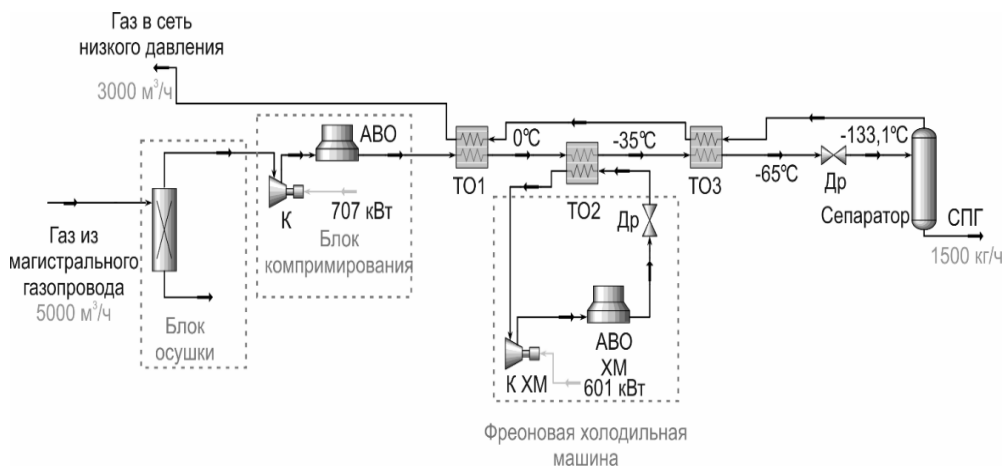


Рис. 4.193

Технологическая схема установки сжижения на ГРС-1 в г. Калининград:
 ТО1, ТО2, ТО3 — теплообменники; К XM — компрессор холодильной машины; Др — дроссель; К — компрессор; АВО — аппарат воздушного охлаждения.

Газ, поступающий из магистрального газопровода, пройдя блок осушки, редуцируется, а затем дожимается до давления 20 МПа. Далее газ проходит через три теплообменника ТО1, ТО2, ТО3, охлаждаясь до -65°C . В первом и третьем теплообменниках охлаждение проводится обратным потоком паров СПГ, а во втором — жидким фреоном от холодильной машины, в которой в качестве хладагента используется фреон R-22. После дросселирования в сепараторе происходит отделение СПГ от паровой фазы.

Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 40%. Расчетные удельные затраты электроэнергии — 870 кВт·ч/т СПГ.

К недостаткам данной схемы можно отнести высокие энергозатраты при сравнительно невысоком коэффициенте ожижения, зависимость работы комплекса от работы ГРС и сезонного потребления газа. К технологическим недостаткам данного завода можно также отнести необходимость дросселирования газа с давления в магистральном газопровode до давления всаса компрессора.

СПГ с данного завода экспортируется автомобильным транспортом промышленным и коммунально-бытовым потребителям Польши, не подключенным к газотранспортной сети.

СПГ комплекс (г. Псков)

Комплекс СПГ в г. Пскове запущен в 2016 г. и работает по аналогичной схеме, как и установка сжижения на ГРС-1 в Калининградской области. Технологические отличия заключаются лишь в блоке подготовки газа.

Здесь основными направлениями поставок СПГ станет Северо-Западный регион России и экспорт в Европу. Особенно перспективным считается рынок газомоторного топлива, как внутри России, так и по всему миру. В частности, благодаря построенному заводу СПГ в Пскове газ из России будет впервые использован в качестве топлива для морских судов. «Газпром экспорт» и Eesti Gaas в мае 2016 г. подписали соглашение о намерениях по сотрудничеству в сфере поставок СПГ, производимого на заводе, на рынок Эстонии. Таким образом, эстонская компания Tallink будет заправлять свой новый пассажирский паром Megastar СПГ из Пскова [23].

Установка сжижения на ГРС (г. Выборг)

Недостатки простого дроссельного цикла создали предпосылки для перехода к качественно новому этапу создания типовых установок сжижения, специально оптимизированных для работы в условиях ГРС в широком диапазоне их технических характеристик и технологических параметров, первый образец такой установки спроектирован и смонтирован на ГРС «Выборг» специалистами ОАО «СИГМА-Газ» в 2005 г. (рис. 4.194). Установка работает по дроссельному циклу с вихревой трубой.

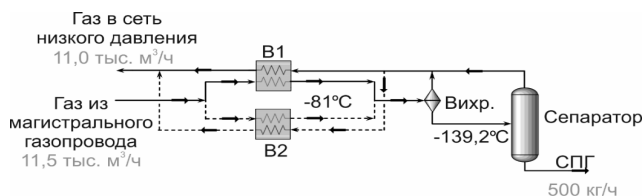


Рис. 4.194

Технологическая схема установки сжижения на ГРС «Выборг»:

B1, B2 — вымораживатели; Вихр. — вихревая труба.

Установка работает за счет перепада давления, имеющегося на ГРС, с применением вихревой трубы для дополнительного охлаждения сжижаемого газа без использования внешних источников энергии. Принцип работы вихревой трубы базируется на вихревом эффекте. Сущность вихревого эффекта заключается в снижении температуры в центральных слоях закрученного потока газа (свободного вихря) и повышении температуры периферийных слоев. При соответствующей конструкции устройства вихрь газа удается разделить на два потока: с пониженной и повышенной температурами.

Газ из магистрального трубопровода поступает в вымораживатель, в котором одновременно с охлаждением происходит его очистка от углекислого газа и осушка. Вымораживатели В1 и В2 работают поочередно. После этого газ поступает в вихревую трубу, где расширяется и охлаждается. Парожидкостная смесь разделяется на СПГ и газ, направляемый обратным потоком в распределительный трубопровод. Технологический поток, расширенный в вихревой трубе, соединяется с обратным потоком на входе в вымораживатель. Коэффициент сжижения по схеме с вихревой трубой незначительно возрастает по сравнению с циклами с простым дросселированием и составляет по расчетам около 4%. Электроэнергия на такой установке расходуется только для средств контроля и хозяйственных нужд.

Главным недостатком схем с применением вихревой трубы является необходимость экспериментального определения параметров ее работы в каждом конкретном случае. Для правильной работы вихревой трубы необходима четкая настройка контрольно-измерительной аппаратуры и стабильность давления сырьевого потока. Применение попеременно работающих вымораживателей приводит к нестабильности работы всей установки, а также к непрогнозируемому качеству товарного продукта.

Установки сжижения на АГНКС-8 «Петродворец» и АГНКС-500 «Развилка»

На установках сжижения АГНКС-8 «Петродворец» и АГНКС-500 «Развилка» для повышения холодопроизводительности основного дроссель-сепарационного цикла был применен контур внешнего охлаждения газа высокого давления на базе оригинальной двухступенчатой фреоновой холодильной машины К-127 московского завода «Компрессор» (рис. 4.195).

Комплектуемое оборудование для этих установок (теплообменники, арматура, емкости для хранения СПГ) изготовлено ОАО «Криогенмаш».

Сжатый до 20 МПа исходный газ направляется в блок осушки, в котором осушается до точки росы по воде не выше -90°C , после чего направляется в блок ожижения. В нем газ высокого давления последовательно охлаждается в теплообменниках ТО1, ТО3 и испарителе холодильной машины ТО2 и направляется на расширение в эжектор в качестве рабочего потока, в котором давление газа снижается до 1,2 МПа.

Расширенный в эжекторе газ подается в сепаратор. Жидкая фракция, отделенная в сепараторе, дросселируется до давления 0,4 МПа и направляется в емкость для хранения СПГ, из которого сжиженный природный газ выдается потребителю, а пар идет на дожатие в эжектор за счет энергии расширения рабочего потока. Паровая фракция из сепаратора проходит через теплообменники ТО1 и ТО2 в качестве обратного потока для рекуперации холода, после чего

обратный поток дожимается циркуляционным компрессором до давления 20 МПа, смешивается с новой порцией осушенного исходного газа и снова направляется в блок ожижения.

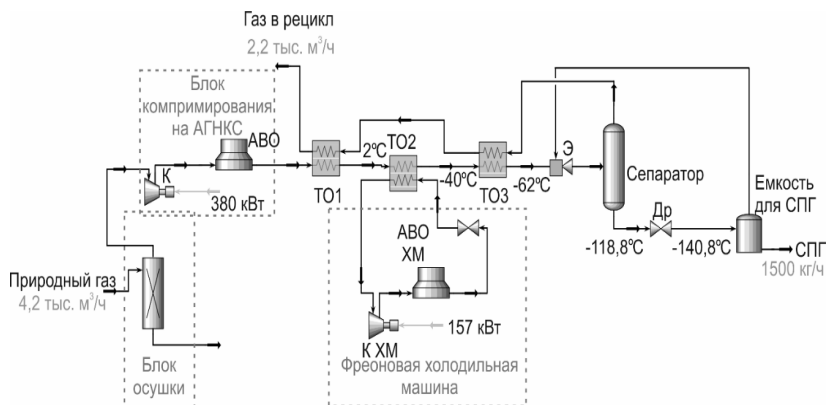


Рис. 4.195

Технологическая установка сжижения на АГНКС-500 «Развилка»:

ТО1, ТО2, ТО3 — теплообменники; К — компрессор АГНКС; К ХМ — компрессор холодильной машины; Др — дроссель; Э — эжектор; АВО — аппарат воздушного охлаждения.

Главные преимущества предложенной схемы — ее простота, надежность и солидный опыт эксплуатации установок, реализующих данную схему.

Расчетный коэффициент ожижения природного газа составляет 48%. Расчетные удельные затраты электроэнергии — 360 кВт·ч/т СПГ.

Установка сжижения на ГРС-4 (г. Екатеринбург)

В январе 2013 г. комплекс производства СПГ на ГРС-4 г. Екатеринбурга был запущен в опытно-промышленную эксплуатацию. Установка работает по дроссельно-детандерному циклу.

Малотоннажное производство СПГ на ГРС-4 (рис. 4.196) представляет собой энергоэффективную ГРС, производящую два продукта для объектов газопотребления: СПГ и обычный сетевой природный газ.

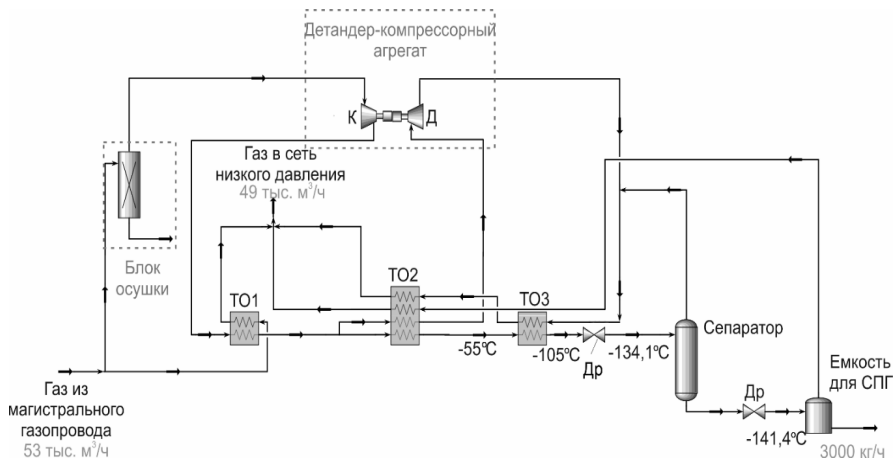


Рис. 4.196

Технологическая схема установки сжижения на ГРС-4 в г. Екатеринбург:

ТО1, ТО2, ТО3 — теплообменники; Др — дроссель; К — компрессор; Д — детандер.

Природный газ высокого давления, поступающий из ГРС на вход комплекса, разделяют на два потока. Первый поток пропускают на блок очистки и осушки, второй служит для утилизации тепла от агрегатов комплекса. Осушенный и очищенный газ подвергают сжатию с помощью компрессора, который приводится в действие крутящим моментом, полученным в турбодетандере. Связанные единым валом и размещенные в одном корпусе компрессор и детандер образуют детандер-компрессорный агрегат.

Далее сжатый газ охлаждают в теплообменнике ТО1, нагревая газ линии утилизации тепла.

После теплообменника ТО1 газ разделяют на две линии: технологический поток (для выработки холода) и продукционный поток (для сжижения природного газа). Технологический поток через теплообменник ТО2 направляется в детандер, приводит во вращение турбину детандера. Далее холодный поток с выхода детандера добавляют в обратный поток паров из сепаратора. Полученную смесь подают противотоком в основной теплообменник ТО2 для охлаждения продукционного потока.

Очищенный продукционный поток пропускают через теплообменники, где сжатый газ охлаждается обратным потоком несжиженной части газа продукционного потока из сепаратора, смешанного с холодным потоком из детандера. Затем продукционный поток пропускают через дроссель, после которого продукт попадает в емкость в виде парожидкостной смеси. Здесь жидкость (СПГ) отделяют от холодных паров, которые сбрасывают через теплообменники в распределительный трубопровод [24].

Комплекс не расходует энергии извне на сжижение природного газа. Коэффициент ожижения невелик и составляет 11%.

Основным недостатком данной схемы является расположение детандера в прямом потоке газа, что влечет за собой ограничение по степени ожижения.

Установка сжижения в Пермском крае

Проект в Пермском крае был реализован в конце 2014 г. мощностью 1,5 т СПГ/ч. Установка работает по азотному циклу. Схема установки представлена на рисунке 4.197. Природный газ, пройдя через блок очистки и осушки, с давлением 3,4 МПа проходит через теплообменник ТО1, где охлаждается жидким азотом. После чего дросселируется и поступает в сепаратор, где от СПГ отделяется паровая фаза.

Азот, охладив поток природного газа в теплообменнике ТО1, ступенчато сжимается до 2 МПа, охлаждаясь после каждой ступени. После этого часть азота поступает в испаритель ТО2, где охлаждается в холодильной машине, затем потоки объединяются. Далее азот проходит через теплообменник ТО1, где происходит его охлаждение, и поступает в детандер, получаемая энергия в котором используется для сжатия на одной из ступеней. Из детандера жидкий азот поступает в теплообменник для охлаждения потока природного газа.

Следует отметить, что коэффициент ожижения на данной установке близок к единице и составляет 99%. Расчетные удельные затраты электроэнергии равны 840 кВт·ч/т СПГ.

В крупнотоннажном производстве СПГ Россия значительно отстает от зарубежных стран, но в области малотоннажного производства СПГ уже накоплен некоторый опыт (табл. 4.59), и есть достаточные научные, инженерно-

технические и производственные ресурсы для успешного практического развития данного направления [25].

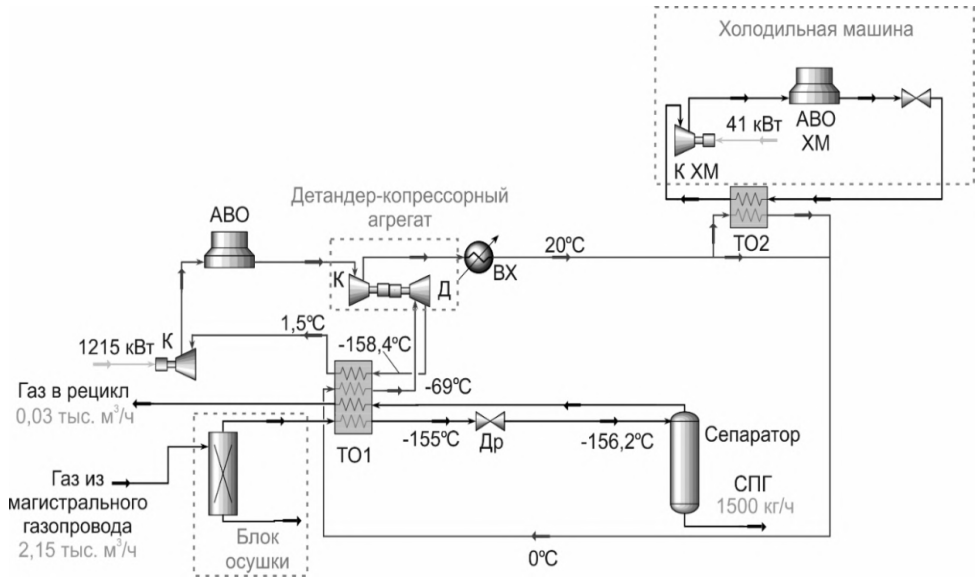


Рис. 4.197

Технологическая схема установки сжижения в Пермском крае: ТО1, ТО2 — теплообменники; Др — дроссель; К — компрессор; Д — детандер; ВХ — водяной холодильник; К ХМ — компрессор холодильной машины; АВО — аппарат воздушного охлаждения.

Таблица 4.59

Расчетные показатели работы малотоннажных производств СПГ России

Тип схемы	Объекты реализации	Мощность, т/ч	Кэф. ожиже-ния, %	Удельные энергозатраты, кВт·ч/т СПГ
Дроссельный цикл	ГРС «Никольская»	0,1	2	10
Дроссельный цикл высокого давления	АГНКС г. Первоуральск	0,8	47	590*
	АГНКС г. Кингисепп	1,0	40	870
	ГРС-1 г. Калининград	2×1,5		
	КСПГ г. Псков	2×1,5		
Цикл с вихревой трубой	ГРС «Выборг»	0,5	4	10
Дроссельно-эжекторный цикл	АГНКС-8 «Петродворец»	1,0	48	360*
	АГНКС-500 «Развилка»	1,5		
Дроссельно-детандерным цикл	ГРС-4 г. Екатеринбург	3,0	11	10
Азотный цикл	УСПГ Пермский край	1,5	99	840

Примечание. * — Удельные энергозатраты установок рассчитаны с учетом затрат энергии на сжатие газа на АГНКС.

Литература к разделу 4.10

1. Жувакин, Д. Ю. Европейский рынок сжиженного природного газа // Нефть, газ и бизнес. — 2014. — № 4. — С. 44–47.
2. Горбачев, С. П. Оценка эффективности малотоннажного производства СПГ на газораспределительных станциях / С. П. Горбачев, А. И. Колосов, С. В. Люгай // Газовая промышленность. — 2008. — № 11. — С. 21–25.
3. Вовк, В. С. Крупномасштабное производство сжиженного природного газа / В. С. Вовк, Б. А. Никитин, А. И. Новиков. — М. : Недра, 2011. — 243 с.
4. Архаров, А. М. Основы криологии. Энтропийно-статистический анализ низкотемпературных систем. — М. : МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2014. — 512 с.
5. На ямальском заводе СПГ будут использованы технологии компании Air Products [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://lngas.ru/news-lng/yamal-zavod-spg-technologie-szhizheniia-air-products-ap-c3mr.html>.
6. Свободная энциклопедия Википедия, статья «Сахалин Энерджи» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: ru.wikipedia.org/wiki/Sakhalin_Energy.
7. Технологический регламент завода по производству СПГ проекта «Сахалин-2». — 2007. — 787 с.
8. «НОВАТЭК» проливает свет на новый крупный арктический проект [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://thebarentsobserver.com/ru/promyshlennost-i-energiya/2017/08/novatek-prolivaet-svet-na-novyy-kрупnyy-arkti-cheskiy-proekt>.
9. Технологические паспорта основных аппаратов завода по производству СПГ проекта «Сахалин-2». — 2006. — 956 с.
10. Официальный сайт компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд» [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.sakhalinenergy.ru/ru/index.wbp>.
11. Pre-FEED для Балтийского СПГ. Газпром рассказал о работе с Shell над амбициозным проектом [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://neftegaz.ru/news/view/165254-Pre-FEED-dlya-Baltiyskogo-SPG.-Gazprom-rasskazal-o-rabote-s-Shell-nad-ambitsioznym-proektom> (дата обращения 27.09.2017).
12. «Петон» построит для «Газпрома» завод СПГ в районе КС «Портовая» за 127 млрд рублей [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://energybase.ru/news/oil-and-gas/peton-postroit-dla-gazproma-zavod-spg-v-raione-ks-portovaa-za-127-mlrd-2016-10-28> (дата обращения 28.10.2016).
13. Юлия Войтович. Зачем Тамбовской области СПГ? [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://investcafe.ru/blogs/36105324/posts/22002> (дата обращения 01.10.2012).
14. Беликов, Д. «Газпром» дошел до Владивостока [Электронный ресурс] / Д. Беликов, О. Мордюшенко // Коммерсант. — № 94 (4635). — Режим доступа: <http://www.kommersant.ru/doc/1648160> (дата обращения 27.05.2011).
15. СПГ Горская [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://lnggorskaya.ru/ru/>.
16. Штокмановское СПГ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.shtokman.ru/>.
17. Завод Дальневосточный — СПГ будет построен при любых ценах на углеводороды [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://neftegaz.ru/>

news/view/147267-Zavod-Dalnevostochnyj-SPG-budet-postroen-pri-lyubyh-tsenah-na-uglevodorody (дата обращения 17.03.2016).

18. Печора СПГ [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.pechoralng.com/>.

19. В Крыму построят завод по производству СПГ [Электронный ресурс] // Информ агентство Forum. — Режим доступа: <http://for-ua.com/article/632570> (дата обращения 15.05.2004).

20. Хайтун, А. Пробивая «санитарный кордон» [Электронный ресурс] // Независимая газета. — Режим доступа: http://www.ng.ru/energy/2008-12-09/9_kordon.html?mpril (дата обращения 09.12.2008).

21. Федорова, Е. Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации / Е. Б. Федорова, В. Б. Мельников // Газовая промышленность. — 2015. — № 8. — С. 90–94.

22. Попов, Н. А. Создание установок сжижения природного газа и внедрение эффективных СПГ-технологий / Н. А. Попов, М. Б. Белов // Автогазозаправочный комплекс + Альтернативное топливо. — 2011. — № 2. — С. 17–20.

23. В Пскове введен в эксплуатацию современный комплекс сжижения природного газа. Дата обновления 26.05.2016 [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <http://www.gazprombank.ru/press/news/754166/> (дата обращения 17.10.2016).

24. Пат. 2541360 РФ. Способ производства сжиженного природного газа и комплекс для его реализации / Д. Д. Гайдт, О. Л. Мишин. — № 2014106445/06 ; заявл. 20.02.2014 ; опубл. 10.02.2015.

25. Федорова, Е. Б. Основные проблемы малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа / Е. Б. Федорова, В. Б. Мельников // Труды РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. — 2014. — № 4. — С. 112–123.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ состояния газопереработки показывает рост роли природного газа в энергетике: с 2002 г. он обогнал уголь и уверенно занял второе место, к 2050 г. ожидается, что доля газа станет равна доле нефти в мировом энергобалансе. Прогнозируется ведущая роль природного газа на долгосрочную перспективу и преимущества поставок российского газа в Европу. По словам Председателя Правления ПАО «Газпром» Алексея Миллера, «газ удовлетворяет всем требованиям, которые предъявляет к энергоносителям современная экономика. Это колоссальные запасы, исключительная надежность и доступность. Это существование развитого рынка и устойчивых моделей торговли во всем мире. Кроме того, газ — это наиболее чистый вид полезного ископаемого топлива. С технологической и экологической точек зрения газ имеет все предпосылки к тому, чтобы стать целевым топливом будущего для Европы и мира».

Сегодня и в обозримом будущем — в 2030–2050 гг. — газ является базовым энергоносителем и будет играть роль главного энергоносителя, поскольку он доступен по цене, надежен в плане поставок и экологичен.

Газпром проводит активную работу по реализации программы поставок газа в Китай по «восточному» маршруту. Строительство магистрального газопровода «Сила Сибири» опережает планы: к началу 2017 г. построено 445 км линейной части, на начало 2018 г. этот показатель превысит 1100 км — около половины первоочередного участка «Сила Сибири» — от Чайнинского месторождения в Якутии до границы с Китаем. Положительно можно оценить и перспективы строительства газопровода «Северный поток». Этот проект стоимостью 9,5 млрд евро в равных долях финансируется Россией и пятью западными компаниями (ENGLE, OMV, RoyalDutchShell, Uniper и Wintershall).

Говоря о перспективах развития мирового рынка газа, следует отметить ежегодный рост его потребления в мире — примерно на 2% — трубопроводного газа и на 3–4% — СПГ. Поэтому одним из приоритетных направлений развития газопереработки в России является производство сжиженных природных газов, основная часть экспорта приходится на страны АТР, для которых характерен огромный рост спроса.

Экспорт российского газа в страны дальнего зарубежья растет: в апреле 2017 г. вырос на 14,9% (на 8,6 млрд м³) по сравнению с тем же периодом прошлого года. Увеличились поставки газа в европейские страны, например, в Германию — на 16,8%, Австрию — на 82,3%, в Венгрию — на 53,6%, в Данию — на 27,4%.

Важными задачами на сегодня являются разработка и внедрение технологических процессов, которые позволят сохранить для потомков максимальный объем невозобновляемого энергетического углеводородного сырья (газа, нефти и конденсата), а также развитие отечественной нефтегазохимии за счет строительства нефтегазохимических комплексов и предприятий по переработке природного и компонентов попутного нефтяного газа для производства химических продуктов.

Работа газоперерабатывающих предприятий позволяет получать широкий ассортимент продукции с высокой добавленной стоимостью. Объемы перера-

ботки углеводородов в России постепенно растут. Перед газоперерабатывающей промышленностью стоят такие задачи, как увеличение глубины переработки и повышение качества получаемой продукции.

Необходимо также повысить эффективность переработки сероводородсодержащих газов на Астраханском и Оренбургском ГПЗ, а также увеличить потребление серы на внутреннем рынке за счет использования ее в строительной индустрии.

При разработке новых газовых месторождений Восточной Сибири, содержащих гелий, необходимо осуществить рациональное использование гелия, играющего важную роль в развитии высоких технологий.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

АВО	аппарат воздушного охлаждения
АВТ	атмосферно-вакуумная трубчатка
АГЗС	автогазозаправочная станция
АГПЗ	Астраханский газоперерабатывающий завод
АГК	Астраханский газовый комплекс
АГКМ	Астраханское газоконденсатное месторождение
АГРС	Автоматизированная газораспределительная станция
АГФУ	абсорбционная газофракционирующая установка
АГНКС	автоматизированная газонаполнительная компрессорная станция
АЗК	автозаправочный комплекс
АЗП	Ангарский завод полимеров
АЗС	автозаправочная станция
АНЦ	Арктический научный центр
АО	акционерное общество
АОК	абсорбционно-отпарная колонна
АСП	асфальто-смолисто-парафиновые соединения
АСУ РКП	автоматизированная система управления розжигом и контроля пламени
АСУ ТП	автоматизированная система управления технологическим процессом
АТР	Азиатско-Тихоокеанский регион
АФК	акционерная финансовая корпорация
ББФ	бутан-бутиленовая фракция
БГС	бензин газовый стабильный
БИИ	блок извлечения изопентана
БКС	Бахилловская компрессорная станция
Блок НКО	блок нефтеконденсатоотделения
БОПП	биаксиально ориентированная полипропиленовая пленка
БПС	блок приемных сепараторов
БТ	бутан топливный
БЦТ	блок циркуляции теплоносителя
ВК	водогрейный котел
ВКС	Варьганская компрессорная станция
ВКС	Вынгапуровская компрессорная станция
ВНИПИ	Всероссийский научно-исследовательский проектный институт
ГБЗ	газобензиновый завод
ГДК	газодобывающая компания
ГИС	газоизмерительная станция
ГК	группа компаний
ГКМ	газоконденсатное месторождение
ГКС	газоперерабатывающая станция

ГОУ	газоотбензинивающая установка
ГПА	газоперекачивающий агрегат
ГПЗ	газоперерабатывающий завод
ГПК	газоперерабатывающий комплекс
ГПП	газоперерабатывающее предприятие
ГПУ	газоперерабатывающая установка
ГПЭС	газопоршневые электростанции
ГРП	гидроразрыв пласта
ГРР	геолого-разведочные работы
ГРС	газораспределительная станция
ГРЭС	гидроэлектростанция
ГСМ	горюче-смазочные материалы
ГСС	газосборные сети
ГТЭС	газотурбинные электростанции
ГФУ	газофракционирующая установка
ГФУ	горизонтальные факельные установки
ДАООТ	дочернее акционерное общество открытого типа
ДГА	дигликольамин
ДИПА	диизопропаноламин
ДНС	дожимная насосная станция
ДКС	дожимная компрессорная станция
ДЭА	диэтаноламин
ДЭГ	диэтиленгликоль
ДЭС	дизельная электростанция
ЕГРЮЛ	единый государственный реестр юридических лиц
ЕС	Евросоюз
ЕСГ	единая система газоснабжения
ЕСГ	единая система газопроводов
ЕЭС	единая энергетическая система
ЗАО	закрытое акционерное общество
ЗГПП	Зайкинское газоперерабатывающее предприятие
ЗПК	завод по переработке конденсата
ЗПКТ	завод по подготовке конденсата к транспорту
КГС	конденсат газовый стабильный
КИП	контрольно-измерительные приборы
КИПиА	контрольно-измерительные приборы и автоматика
ККК	комплекс каталитического крекинга
КНГКМ	Карачаганакское нефтегазоконденсатное месторождение
Комплекс	Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических
НПиНХЗ	заводов
КТОО	комплекс термического обезвреживания отходов
КОС	Казаньоргсинтез
КПГ	компримированный природный газ
КПД	коэффициент полезного действия
Кр. УВСиГ	Красноленинское управление внутрипромышленного сбора
	и использования нефтяного газа
КС	компрессорная станция

КССГ	компримирование и сепарация сырого газа
КТВ	компрессорная технического воздуха
КХМ	компрессорные холодильные машины
ЛВЖ	легко воспламеняющаяся жидкость
ЛКС	установка облагораживания моторных топлив
МАГАТЭ	Международное агентство по атомной энергии
МАУ	масляная абсорбционная установка
МБМУ	малогабаритная блочно-модульная установка
МГ	магистральный газопровод
МДЭА	метилдиэтаноламин
МТАЭ	метил-трет-амиловый эфир
МТБЭ	метил-трет-бутиловый эфир
МЭА	моноэтаноламин
МЭГ	моноэтиленгликоль
НАО	Ненецкий автономный округ
НГДУ	нефтегазодобывающее управление
НГК	нефтегазовая компания
НГКМ	нефтегазоконденсатное месторождение
НГО	нефтегазоносная область
НГПК	Ноябрьский газоперерабатывающий комплекс
НГХК	нефтегазохимический комплекс
НИИ	научно-исследовательский институт
НИПИ	научно-исследовательский и проектный институт
НК	нефтяная компания
НКО	нефтеконденсатоотделение
НПЗ	нефтеперерабатывающий завод
НПО	научно-производственное объединение
НПС	нефтеперекачивающая станция
НСР	неосвоенные сырьевые ресурсы
НСР	начальные суммарные ресурсы
НТ-адсорб- ция	низкотемпературная адсорбция
НТА	низкотемпературная абсорбция
НТК	низкотемпературная конденсация
НТР	низкотемпературная ректификация
НТС	низкотемпературная сепарация
НХЗ	нефтехимический завод
НХК	нефтехимический комбинат
НХП	нефтехимическое предприятие
НХП	нефтехимический проект
ОАО	открытое акционерное общество
ОБТК	объединенный береговой технологический комплекс
ОГПЗ	Оренбургский газоперерабатывающий завод
ОГЗ	Оренбургский гелиевый завод
ОНАКО	Оренбургская нефтяная акционерная компания
ОНГКМ	Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение
ОНК	Объединенная нефтехимическая компания

ООГ	отделение осушки газа
ООН	Организация Объединенных Наций
ООО	общество с ограниченной ответственностью
ОПЕК	Организация стран — экспортеров нефти
ОПУ	опытно-промышленная установка
ОЧ	октановое число
ПА	пропан автомобильный
ПАО	публичное акционерное общество
пар н.д.	пар низкого давления
ПАЭС	передвижная атомная электростанция
ПАТЭС	плавучая атомная теплоэлектростанция
ПБА	пропан-бутан автомобильный
ПБТ	пропан-бутан технический
ПВХ	поливинилхлорид
ПНГ	попутный нефтяной газ
ПП	полипропилен
ПВД	поддержание пластового давления
ПСС	производственная система СИБУРа
ПТ	пропан топливный
ПТО	производственно-технический отдел
ПТО	пластинчатый теплообменник
ПУКПГ	Покровская установка комплексной подготовки газа
ПХГ	подземные хранилища газа
ПХУ	пропановая холодильная установка
ПЭВД	полиэтилен высокого давления
РГПП	Радужнинское газоперерабатывающее предприятие
РЖД	Российские железные дороги
РКД	рабочая конструкторская документация
РСБУ	российские стандарты бухгалтерского учета
СГК	стабильный газовый конденсат
СГПЗ	Сосногорский газоперерабатывающий завод
СЖТ	синтетическое жидкое топливо
СЖУ	синтетические жидкие углеводороды
СЗСК	Сургутский завод стабилизации конденсата
СК	стабильный конденсат
СМР	строительно-монтажные работы
СНГ	Содружество Независимых Государств
СНиП	строительные нормы и правила
СО АН СССР	Сибирское отделение Академии наук СССР
СОГ	сухой отбензиненный газ
СОГ	система отбора проб газа
СП	совместное предприятие
СПАЗ	система противопожарной защиты
СПБТ	смесь пропан-бутана технических
СПБТЗ	сжиженный пропан-бутан топливный зимний
СПГ	сжиженный природный газ
СУГ	сжиженный углеводородный газ

СХА	смешанный хладагент
СЭИК	Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд
ТБМ	третбутилмеркаптан
ТГГ	тетрагидротиофен
ТКС	Тюменская компрессорная станция
ТО	теплообменный аппарат
ТОН	терминал отгрузки нефти
ТУС	техническая углеводородная смесь
ТЭА	триэтаноламин
ТЭГ	триэтиленгликоль
ТЭП	термоэластопласты
ТЭЦ	теплоэлектроцентраль
УВ	углеводороды
УВК	установка выветривания конденсата
УГПЗ	Ухтинский газоперерабатывающий завод
УДК	установка деэтанализации конденсата
УДС	узел дополнительной сепарации
УЗПКТ	Уренгойский завод подготовки конденсата к транспорту
УКГ	установка компримирования газа
УКПГ	установка комплексной подготовки газа
УКПГ	установка комплексной переработки газа
УМТ	установка моторных топлив
УНТК	установка низкотемпературной конденсации
УНТРГ	установка низкотемпературного разделения газов
УНТС	установка низкотемпературной сепарации
УПГ	управление по переработке газа
УПГД	установка подготовки газов деэтанализации
УПГТ	установка подготовки газа к транспорту
УПДТ	установка производства дизельного топлива
УПКТ	управление по подготовке конденсата к транспорту
ПН	установка подготовки нефти
УПНБ	установка полуавтоматического наполнения баллонов
УПП	узел получения пропана
УППГ	установка промышленной подготовки газа
УППГ	установка предварительной подготовки газа
УППНГ	установка подготовки попутного нефтяного газа
УППНГ	установка переработки попутного нефтяного газа
УПКТ	управление по подготовке газового конденсата к транспорту
УСК	узел стабилизации конденсата
УСО	установка сероочистки
УСПГ	установка сжижения природного газа
УТНГП	Управление «Татнефтегазпереработка»
ФАУ	федеральное автономное учреждение
ФО	федеральный округ
ФГБУ	федеральное государственное бюджетное управление
ХК	холодильник-конденсатор
ХМАО	Ханты-Мансийский автономный округ

ЦКиПГ	цех компримирования и переработки газа
ЦПиК	цех пароводоснабжения и канализации
ЦПВС	цех пароводоснабжения и канализации
ЦПС	центральный сборный пункт
ШФЛУ	широкая фракция легких углеводородов
ЭГ	этиленгликоль
ЭЛОУ	электрообессоливающая установка
ЭТАЭ	этил-трет-амиловый эфир
ЭТБЭ	этил-трет-бутиловый эфир
ЮЛТ	южная лицензионная территория
ЯГПЗ	Якутский газоперерабатывающий завод
BP	BritishPetroleum — Бритиш Петролиум
CNPC	Китайская Национальная Нефтегазовая Корпорация
FSC	лесной попечительский совет
IEA	Международное Энергетическое Агентство
IHSCERA	HIS Cambridge Energy Research Associate
IPO	Initial Public Offering — первичное публичное размещение
GTL	gas to liquid — газ в жидкость
ppm	partspermillion — миллионная доля
PRMS	система управления запасами и ресурсами углеводородов
SPE	общество инженеров-нефтепереработчиков
WWF	Всемирный фонд дикой природы

ПРИЛОЖЕНИЕ В **ПЕРЕЧЕНЬ ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ** **ПРЕДПРИЯТИЙ РОССИИ**

№ п/п	Название предприятия	Компания	Разработчик технологий, генпроектировщик	Местоположение	Год ввода	Проектная мощность по сырью	Фактическая переработка за 2015 г.
1	Сосногорский ГПЗ	ПАО «Газпром» ООО «Газпром переработка»	ВНИПИнефть, филиал г. Пермь	Северо-Западный ФО, Республика Коми, г. Сосногорск	1941	3 млрд м ³ /год	2,22 млрд м ³ /год
2	Оренбургский ГПЗ	ПАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Оренбург»	ЮжНИИгазпрогаз	Приволжский ФО, Оренбургская область, п/о Каргала, 30 км № 1 г. Оренбург	1974	40 млрд м ³ /год и 6,2 млн т/год	25,0 млрд м ³ /год и 1,73 млн т/год
3	Оренбургский гелиевый завод	ПАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Оренбург»	ЮжНИИгазпрогаз	Приволжский ФО, Оренбургская область, п/о Каргала, 30 км № 1 г. Оренбург	1978	15 млрд м ³ /год	15 млрд м ³ /год
4	Новоурентойское управление по подготовке газового конденсата к транспорту (УПКТ)	ПАО «Газпром» ООО «Газпром переработка»	Газпром ВНИИГАЗ	Уральский ФО, Ямало-Ненецкий АО, г. Новый Уренгой	1985	13,6 млн т/год	10,06 млн т/год
5	Сургутский завод по стабилизации конденсата (ЗСК) им. В. С. Черномырдина	ПАО «Газпром» ООО «Газпром переработка»	фирма Fluor — США, НИПИгазпереработка	Уральский ФО, Ханты-Мансийский АО, г. Сургут	1985	12 млн т/год	8,49 млн т/год
6	Астраханский ГПЗ	ПАО «Газпром» ООО «Газпром добыча Астрахань»	ЮжНИИгазпрогаз, ВНИПИнефть	Южный и Северо-Кавказский ФО, Астраханская область, п. Аксарайский	1986	12 млрд м ³ /год	10,25 млрд м ³ /год
7	Туймазинское газоперерабатывающее предприятие (ГПП)	ПАО «НК „Роснефть“» (в 2016 г. перешло от ПАО АНК «Башнефть»)	ВНИПИтрансгаз	Приволжский ФО, Республика Башкортостан, Туймазинский район, д. Нуреево	1956	365 млн м ³ /год	27,6 млн м ³ /год

№ п/п	Название предприятия	Компания	Разработчик технологий, генпроектировщик	Местоположение	Год ввода	Проектная мощность по сырью	Фактическая переработка за 2015 г.
8	Шкаповское газоперерабатывающее предприятие (ГПП)	ПАО «НК „Роснефть“» (в 2016 г. перешло от ПАО АНК «Башнефть»)	УкрГипрогаз, Киев	Приволжский ФО, Республика Башкортостан, Белебеевский район, раб. поселок Приотово	1959	250 млн м ³ /год	80,9 млн м ³ /год
9	Отраденский ГПЗ	ПАО «НК „Роснефть“»	Гипровостокнефть	Приволжский ФО, Самарская область, г. Отрадный	1962	1,1 млрд м ³ /год	0,257 млрд м ³ /год
10	Нефтекумский ГПЗ (УПНК)	ПАО «НК „Роснефть“» ООО «РН-Ставропольнефтегаз»	Грозгипронефтехим	Ставропольский край, г. Нефтекумск	1964	1130 млн м ³ /год и 8,44 млн т/год	
11	Нефетгорский ГПЗ	ПАО «НК „Роснефть“»	Гипровостокнефть	Приволжский ФО, Самарская область, г. Нефтегорск	1968	0,73 млрд м ³ /год	0,41 млрд м ³ /год
12	Зайкинское газоперерабатывающее предприятие (ГПП)	ПАО «НК „Роснефть“» (в 2013 г. перешло от ОАО «ТНК-ВР»)	ThermoDesignEngineering — TDE — Канада, Гипровостокнефть	Приволжский ФО, Оренбургская обл., Бузулук	2001	2 млрд м ³ /год	2,46 млрд м ³ /год
13	Коробовский ГПЗ	ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»	ВНИПИтрансгаз	Южный и Северо-Кавказский ФО, Волгоградская область, г. Котово	1966	450 млн м ³ /год	434,2 млн м ³ /год
14	Пермский ГПЗ	ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка»	ВНИПИнефть, Москва	Приволжский ФО, Пермский край, Пермь	1969	0,56 млрд м ³ /год	0,998 млрд м ³ /год
15	Усинский ГПЗ	ПАО «ЛУКОЙЛ» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»	НИПИгаз-переработка	Северо-Западный ФО, Республика Коми, г. Усинск	1980	504 млн м ³ /год	240,4 млн м ³ /год

№ п/п	Название предприятия	Компания	Разработчик технологий, генпроектировщик	Местоположение	Год ввода	Проектная мощность по сырью	Фактическая переработка за 2015 г.
16	Локосовский ГПЗ	ПАО «ЛУКОЙЛ» ТПП «Лангаснефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»	НИПИГаз-переработка	Уральский ФО, Ханты-Мансийский АО — Югра, г. Лангас	1983	2,3 млрд м ³ /год	1,898 млрд м ³ /год
17	Миннибаевский ГПЗ	ПАО «Татнефть» Управление «Татнефтегазпереработка» (УТНГП)	Гипрогаз, Киев	Приволжский ФО, Республика Татарстан, Альметьевский район, раб. поселок Нижняя Мактама	1956	0,976 млрд м ³ /год	0,81 млрд м ³ /год
18	Нижневартовский ГПК	ПАО «СИБУР Холдинг» АО «Сибур Тюмень Газ»	ЮжНИИгазпрогаз, НИПИГаз-переработка	Уральский ФО, Тюменская область, Ханты-Мансийский АО — Югра, г. Нижневартовск	1975	8,56 млрд м ³ /год	5,91 млрд м ³ /год
19	Южно-Балыкский ГПЗ	ПАО «СИБУР Холдинг» АО «Сибур Тюмень Газ»	Гипровостокнефть	Уральский ФО, Ханты-Мансийский АО — Югра, г. Пыть-Ях	1978	3 млрд м ³ /год	3,21 млрд м ³ /год
20	Белозерный ГПК	ПАО «СИБУР Холдинг» ООО «Югра-газпереработка» АО «Сибур Тюмень Газ»	фирма Fluor — США, НИПИГаз-переработка	Уральский ФО, Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Нижневартовский район	1980	4 млрд м ³ /год	4,79 млрд м ³ /год
21	Муравленковский ГПЗ	ПАО «СИБУР Холдинг» АО «Сибур Тюмень Газ»	НИПИГаз-переработка	Уральский ФО, Ямало-Ненецкий АО, г. Муравленко	1987	1,07 млрд м ³ /год	1,12 млрд м ³ /год

№ п/п	Название предприятия	Компания	Разработчик технологии, генпроектировщик	Местоположение	Год ввода	Проект- ная мощ- ность по сырью	Фактиче- ская пере- работка за 2015 г.
22	Нягангазпереработка (Красноленинский ГПЗ)	ПАО «СИБУР Холдинг» ООО «Нягангазперера- ботка» АО «Сибур Тюмень Газ»	НИПИгаз- переработка	Уральский ФО, Ханты-Мансийский автономный округ — Югра, Нягань	1988	2,14 млрд м ³ /год	1,78 млрд м ³ /год
23	Губкинский ГПЗ	ПАО «СИБУР Холдинг» АО «Сибур Тюмень Газ»	НИПИгаз- переработка	Уральский ФО, Ямало-Ненецкий АО, г. Губкинский	1989	2,14 млрд м ³ /год	1,88 млрд м ³ /год
24	Вынгапуровский ГПЗ	ПАО «СИБУР Холдинг» АО «Сибур Тюмень Газ»	ЛЕННИИХИММАШ	Уральский ФО, Ямало-Ненецкий АО, Пуровский район	2012	2,5 млрд м ³ /год	2,47 млрд м ³ /год
25	Южно-Приобский ГПЗ	ПАО «СИБУР Холдинг» АО «Сибур Тюмень Газ» + ПАО «Газпром- нефть»	НИПИгаз- переработка	Уральский ФО, Тюменская обл.	2015	0,9 млрд м ³ /год	303,9 млн м ³ /год
26	Пуровский завод по переработке газового конденсата (ЗПК)	ПАО «НОВАТЭК» ООО «НОВАТЭК- Пуровский ЗПК»		Уральский ФО, ЯНАО, Тюменская обл., Пуровский р-н, Тарко-Сале	2005	11 млн т/год	4,86 млн т/год
27	Комплекс по фрак- ционированию и пе- ревалке стабильного газового конденсата «НОВАТЭК- Усть-Луга»	ПАО «НОВАТЭК» ООО «НОВАТЭК- Усть-Луга»		Северо-Западный ФО, Ленинградская обл., Кингисеппский рай- он, д. Вистино	2013	7 млн т/год	6,73 млн. т/год
28	Управление по пере- работке газа ОАО «Сургутнефтегаз»	ОАО «Сургутнефте- газ»	НИПИгаз- переработка	Уральский ФО, Тюменская обл., ХМАО — Югра	1980	7,29 млрд м ³ /год	6,23 млрд м ³ /год

Продолжение табл.

№ п/п	Название предприятия	Компания	Разработчик технологии, генпроектировщик	Местоположение	Год ввода	Проект- ная мощ- ность по сырью	Фактиче- ская пере- работка за 2015 г.
29	Якутский ГПЗ	АО «Сахатранснефть-газ»	П очередь — ООО «Якутгазпроект»	Дальневосточный ФО, г. Якутск, Хатынг- Юряхское шоссе	1994	0,63 млрд м ³ /год	782 млн м ³ /год
30	Западно-Сальмский ГПЗ (Мини-ГПЗ)	ООО «БерезкаГаз Компани» АО «БерезкаГаз Югра»	TDE LTD — Канада ООО «Монолит» (ООО «БерезкаГаз Компани»)	Уральский ФО, Западно-Сальмское месторождение	2012	360 млн м ³ /год	
31	Приразломный ГПЗ (Мини-ГПЗ)	ООО «БерезкаГаз Компани» АО «БерезкаГаз Обь»	TDE LTD — Канада, ООО «Монолит» (ООО «БерезкаГаз Компани»)	Уральский ФО, Приразломное место- рождение	2012	200 млн м ³ /год	

ПРИЛОЖЕНИЕ С

СПИСОК НАУЧНЫХ ТРУДОВ АВТОРОВ ЭТОГО ИЗДАНИЯ ПО ТЕМЕ МОНОГРАФИИ

Мы предлагаем перечень статей, опубликованных авторами этого издания в 2015–2017 гг., посвященных газоперерабатывающим предприятиям России, чтобы читатели могли ознакомиться с некоторыми более подробными сведениями.

1. *Голубева, И. А.* Газоперерабатывающие предприятия группы Газпром // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 1. — С. 18–26.

2. *Голубева, И. А.* Сосногорский газоперерабатывающий завод (ООО «Газпром переработка») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 1. — С. 26–33.

3. *Голубева, И. А.* Оренбургский ГПК — газоперерабатывающий и гелиевый заводы (ООО «Газпром добыча Оренбург») / И. А. Голубева, Е. В. Родина, В. В. Можейкина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 2. — С. 31–44.

4. *Голубева, И. А.* Астраханский газоперерабатывающий завод (ООО «Газпром добыча Астрахань») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 3. — С. 29–36.

5. *Голубева, И. А.* Сургутский завод стабилизации конденсата (ООО «Газпром переработка») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 4. — С. 37–42.

6. *Голубева, И. А.* Новоуренгойский завод по подготовке конденсата к транспорту (ООО «Газпром переработка») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 5. — С. 19–25.

7. *Голубева, И. А.* Газоперерабатывающие предприятия ОАО «Сибур Тюмень Газ» (ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 7. — С. 30–37.

8. *Голубева, И. А.* Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс (АО «Сибур Тюмень Газ») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 9. — С. 30–37.

9. *Голубева, И. А.* Южно-Балыкский ГПЗ и Белозерный ГПК (АО «Сибур Тюмень Газ») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 10. — С. 34–42.

10. *Голубева, И. А.* Предприятие ООО «Няганьгазпереработка» (АО «Сибур Тюмень Газ») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 11. — С. 25–34.

11. *Голубева, И. А.* Муравленковский и Губкинский ГПЗ (ОАО «Сибур Тюмень Газ») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 12. — С. 19–26.

12. *Голубева, И. А.* Вынгапуровский и Южно-Приобский ГПЗ (АО «Сибур Тюмень Газ») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 1. — С. 33–42.

13. *Голубева, И. А.* ОАО «НК „Роснефть“» — Крупнейшая нефтяная компания РФ / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 2. — С. 27–37.
14. *Голубева, И. А.* Нефтегорский и Отраденский ГПЗ (ОАО «НК „Роснефть“») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 4. — С. 48–52.
15. *Голубева, И. А.* Зайкинское ГПП (ОАО «НК „Роснефть“» — ПАО «Оренбургнефть») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 5. — С. 28–32.
16. *Голубева, И. А.* ПАО «ЛУКОЙЛ» — Крупнейшая частная нефтяная компания РФ / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 7. — С. 41–51.
17. *Голубева, И. А.* Коробковский и Пермский ГПЗ (ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“») / И. А. Голубева, Е. В. Родина, И. А. Баканев // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 8. — С. 37–45.
18. *Голубева, И. А.* Усинский и Локосовский ГПЗ (ПАО «НК „ЛУКОЙЛ“») / И. А. Голубева, И. А. Баканев, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 10. — С. 29–37.
19. *Голубева, И. А.* ПАО «Татнефть» и Миннибаевский газоперерабатывающий завод (Управление «Татнефтегазпереработка») / И. А. Голубева, Д. А. Мохова, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2016. — № 11. — С. 33–40.
20. *Голубева, И. А.* ПАО «НОВАТЭК», предприятия по переработке газового конденсата / И. А. Голубева, А. Н. Настин, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2017. — № 1. — С. 22–30.
21. *Голубева, И. А.* Сургутское управление по переработке газа (ОАО «Сургутнефтегаз») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2017. — № 3. — С. 33–38.
22. *Голубева, И. А.* Якутский газоперерабатывающий завод (АО «Сахатранснефтегаз») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2017. — № 4. — С. 37–40.
23. *Голубева, И. А.* Мини-ГПЗ: Приразломный (АО «БерезкаГаз Обь») и Западно-Салымский (АО «БерезкаГаз Югра») / И. А. Голубева, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2017. — № 5. — С. 25–29.
24. *Голубева, И. А.* Реконструкции и перспективы развития газоперерабатывающих предприятий России / И. А. Голубева, К. Х. Рахметов, Е. В. Родина // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2017. — № 6. — С. 30–36.
25. *Голубева, И. А.* Завод по производству СПГ проекта Сахалин-2 («Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд») / И. А. Голубева, И. А. Баканев // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 6. — С. 27–37.
26. *Голубева, И. А.* Технологии сжижения природного газа / И. А. Голубева, И. В. Мещерин, Е. П. Дубровина, И. А. Баканев // Мир нефтепродуктов. — 2016. — № 8. — С. 4–20.
27. *Голубева, И. А.* Моделирование и анализ технологий сжижения природного газа, выбор оптимальной технологии для условий арктического климата / И. А. Голубева, И. А. Баканев, Е. П. Дубровина // Мир нефтепродуктов. — 2016. — № 10. — С. 6–16.

28. *Голубева, И. А.* Особенности технологии сжижения природных газов в условиях арктического климата / И. А. Голубева, В. М. Ключев, И. А. Баканев, Е. П. Дубровина // Газовая промышленность. — 2016. — № 1. — С. 73–78.
29. *Мещерин, И. В.* Глобализация рынка природного газа / И. В. Мещерин, А. С. Казак, В. Н. Башкин [и др.]. — М. : Газпром ВНИИГАЗ, 2011. — 348 с.
30. *Мещерин, И. В.* Российские малотоннажные производства по сжижению газа / И. В. Мещерин, А. М. Козлов, А. Б. Карпов, А. Д. Кондратенко // Нефтегазохимия. — 2016. — № 4. — С. 31–36.
31. *Голубева, И. А.* Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра / И. А. Голубева, И. В. Мещерин, Е. П. Дубровина // Мир нефтепродуктов. — 2016. — № 6. — С. 4–13.
32. *Голубева, И. А.* Выбросы парниковых газов при строительстве завода по сжижению природного газа в условиях арктического климата / И. А. Голубева, Е. П. Дубровина, А. Е. Акулов // Газовая промышленность. — 2017. — № 10.
33. *Голубева, И. А.* Анализ производства серы методом Клауса на нефтегазовых предприятиях России, нерешенные проблемы / И. А. Голубева, Г. Р. Хайруллина, А. Ю. Старынин, О. Н. Каратун // НефтеГазоХимия. — 2017. — № 3. — С. 5–12.
34. *Канделаки, Т. Л.* К19. Нефтепереработка, газопереработка и нефтехимия в РФ 2016–2035 гг. — М. : ИнфоТЭК-КОНСАЛТ, 2017. — 646 с.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ	3
Глава 1. История создания, основные этапы становления и развития газоперерабатывающей промышленности РФ	7
1.1. Истоки развития газовой промышленности	7
1.2. Этапы становления газопереработки в России	10
1.3. Регионы газопереработки России	16
Литература к главе 1	32
Глава 2. Общие сведения о газоперерабатывающей промышленности России	33
2.1. Ресурсная база, состав природных газов и конденсатов	33
2.2. Транспортировка и хранение природных газов	43
2.3. Основные товарные продукты ГПЗ и рынки сбыта	55
2.4. Структура газопереработки России	65
2.5. Установки подготовки газа к транспорту на морских газопроводах	67
Литература к главе 2	71
Глава 3. Основные технологические процессы на российских газоперерабатывающих предприятиях	73
3.1. Извлечение жидких углеводородов из газов	73
3.2. Очистка от механических и кислых примесей, производство газовой серы	76
3.3. Процессы осушки газа	89
3.4. Получение товарного газа	93
3.5. Низкотемпературные процессы разделения газов, мембранные технологии	96
3.6. Выделение и тонкая очистка гелия	103
3.7. Стабилизация и переработка газового конденсата, товарные продукты	106
Литература к главе 3	110
Глава 4. Газоперерабатывающие предприятия РФ, состояние и перспективы развития	111
4.1. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «Газпром»	113
4.1.1. ПАО «ГАЗПРОМ» — крупнейшая в мире газовая компания	113
4.1.2. Сосногорский ГПЗ (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром переработка»)	119
4.1.3. Оренбургский ГПЗ и Оренбургский гелиевый завод (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром добыча Оренбург»)	128
4.1.4. Новоуренгойский завод по подготовке газового конденсата к транспорту (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром переработка»)	150

4.1.5. Сургутский завод стабилизации конденсата имени В. С. Черномырдина (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром переработка»)	159
4.1.6. Астраханский ГПЗ (ПАО «Газпром» — ООО «Газпром добыча Астрахань»)	169
4.1.7. Перспективные объекты	181
4.1.8. Московский газоперерабатывающий завод	183
Литература к разделу 4.1	185
4.2. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «НК „Роснефть“»	189
4.2.1. ПАО «НК „Роснефть“» — крупнейшая нефтяная компания РФ	189
4.2.2. Отраденский ГПЗ (ПАО «НК „Роснефть“»)	201
4.2.3. Нефтегорский ГПЗ (ПАО «НК „Роснефть“»)	207
4.2.4. Зайкинское ГПП (ПАО «НК „Роснефть“» — ПАО «Оренбургнефть»)	211
4.2.5. Туймазинское и Шкаповское ГПП (ПАО «НК „Роснефть“»)	221
Литература к разделу 4.2	228
4.3. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ»	229
4.3.1. ПАО «ЛУКОЙЛ» — успешная независимая нефтяная компания России	229
4.3.2. Коробковский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»)	247
4.3.3. Пермский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка»)	254
4.3.4. Усинский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)	260
4.3.5. Локосовский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ» — «Лангепаснефтегаз» — ООО «ЛУКОЙЛ — Западная Сибирь»)	266
Литература к разделу 4.3	273
4.4. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «ТАТНЕФТЬ»	274
4.4.1. История создания и развития ПАО «Татнефть»	274
4.4.2. Миннибаевский ГПЗ (ПАО «Татнефть» — Управление «Татнефтегазпереработка»)	278
Литература к разделу 4.4	285
4.5. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «СИБУР ХОЛДИНГ»	286
4.5.1. ПАО «СИБУР Холдинг» — лидер развития нефтехимии в России	286
4.5.2. Нижневартровский ГПК (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)	302
4.5.3. Южно-Балыкский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)	309
4.5.4. Белозерный ГПК (ПАО «СИБУР Холдинг» — ООО «Юграгазпереработка — АО «СибурТюменьГаз»)	314

4.5.5. Муравленковский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)	321
4.5.6. Няганьгазпереработка (ПАО «СИБУР Холдинг» — ООО «Няганьгазпереработка» — АО «СибурТюменьГаз»)	327
4.5.7. Губкинский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)	342
4.5.8. Вынгапуровский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз»)	348
4.5.9. Южно-Приобский ГПЗ (ПАО «СИБУР Холдинг» — АО «СибурТюменьГаз» — ПАО «Газпром нефть»)	355
Литература к разделу 4.5	361
4.6. Газоперерабатывающие предприятия ПАО «НОВАТЭК»	363
4.6.1. История и ключевые этапы развития ПАО «НОВАТЭК»	363
4.6.2. Пуровский завод по переработке газового конденсата (ПАО «НОВАТЭК» — ООО «НОВАТЭК-Пуровский ЗПК»)	370
4.6.3. Комплекс по фракционированию и перевалке стабильного газового конденсата «НОВАТЭК-Усть-Луга» (ПАО «НОВАТЭК» — ООО «НОВАТЭК-Усть-Луга»)	372
4.6.4. Перспективные СПГ-проекты ОАО «НОВАТЭК»	375
4.6.5. Перспективы переработки газовых конденсатов Ачимовских залежей	375
Литература к разделу 4.6	376
4.7. Газоперерабатывающие предприятия ОАО «Сургутнефтегаз»	377
4.7.1. История создания, становления и развития ОАО «Сургутнефтегаз»	377
4.7.2. Управление по переработке газа ОАО «Сургутнефтегаз» (ОАО «Сургутнефтегаз»)	383
Литература к разделу 4.7	387
4.8. Газоперерабатывающие предприятия АО «Сахатранснефтегаз»	387
4.8.1. Основные этапы развития АО «Сахатранснефтегаз»	388
4.8.2. Якутский газоперерабатывающий завод (АО «Сахатранснефтегаз»)	390
Литература к разделу 4.8	393
4.9. Мини-ГПЗ ООО «БерезкаГаз Компани»	394
4.9.1. ООО «БерезкаГаз Компани» (BerezkaGas), создание и развитие компании	394
4.9.2. Приразломный ГПЗ (ООО «БерезкаГаз Компани» — АО «БерезкаГаз Обь»)	396
4.9.3. Западно-Салымский ГПЗ (ООО «БерезкаГаз Компани» — АО «БерезкаГаз Югра»)	398
Литература к разделу 4.9	400

4.10. Предприятия по производству сжиженных природных газов	401
4.10.1. История, состояние и перспективы развития производства сжиженных природных газов	402
4.10.2. Технологии сжижения газа	404
4.10.3. Завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) — производственный комплекс «Пригородное», проект «Сахалин-2» (ПАО «Газпром — компания «Сахалин Энерджи»)	413
4.10.4. Строящееся ОАО «Ямал-СПГ» и проекты	420
4.10.5. Малотоннажное производство СПГ в России	424
Литература к разделу 4.10	432
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	434
Приложение А. Основные сокращения и обозначения	436
Приложение В. Перечень газоперерабатывающих предприятий России ...	442
Приложение С. Список научных трудов авторов этого издания по теме монографии	447

*Ирина Александровна ГОЛУБЕВА,
Игорь Викторович МЕЩЕРИН,
Елена Владимировна РОДИНА*

**ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ
ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ**

М о н о г р а ф и я

Издание второе, стереотипное

Под редакцией члена-корреспондента РАН,
профессора А. Л. Лапидуса

Зав. редакцией
естественнонаучной литературы *Н. И. Осмоловская*

ЛР № 065466 от 21.10.97
Гигиенический сертификат 78.01.10.953.П.1028
от 14.04.2016 г., выдан ЦГСЭН в СПб

Издательство «ЛАНЬ»
lan@lanbook.ru; www.lanbook.com
196105, Санкт-Петербург, пр. Юрия Гагарина, д. 1, лит. А
Тел./факс: (812) 336-25-09, 412-92-72
Бесплатный звонок по России: 8-800-700-40-71

Подписано в печать 23.11.20.
Бумага офсетная. Гарнитура Школьная. Формат 70×100^{1/16}.
Печать офсетная. Усл. п. л. 37,05. Тираж 30 экз.

Заказ № 1580-20.

Отпечатано в полном соответствии с качеством
предоставленного оригинал-макета в АО «Т8 Издательские Технологии».
109316, г. Москва, Волгоградский пр., д. 42, к. 5.