

Для изучения морфологии и состава коксовых отложений на стали была проведена серия экспериментов при тех же условиях (температура — 850°C, время контакта — 0,5 с, продолжительность эксперимента — 1,5 ч) в присутствии дибутилловоксида как ингибитора и без него. Осаждённый кокс анализировали с помощью сканирующего электронного микроскопа. На рис. 7 и 8 представлены микрофотографии кокса, осаждённого во время пиролиза пропан-бутановой фракции для случая с ингибитором и без.

На рис. 7 показано, что большая часть кокса при отсутствии ингибитора имеет вид спиральных нитей, отмечается высокая плотность его структуры.

Морфология кокса в присутствии дибутилловоксида в качестве ингибитора коксообразования (см. рис. 8) состоит в основном из слипшихся шариков. В некоторых местах наблюдаются выросты иглообразных волокон между шаровым коксом. Рядом с нитями образуются кластеры капелек неправильной формы, что можно объяснить попаданием капель смолы на поверхность и образованием кокса.

Сравнение морфологии осаждённого кокса в присутствии ингибитора и без него показывает, что процент пористости кокса в присутствии ингибитора больше и слой кокса тоньше (подтверждено экспериментами).

Таким образом, в случае применения ингибиторов уменьшается фактор снижения теплопроводности змеевиков и увеличивается время работы печи. С другой стороны, процесс выжигания кокса протекает

легче, при этом снижается время декоксования, а также расход воздуха и пара на регенерацию.

Проблема создания отечественных технологий в области нефтехимии в настоящее время весьма актуальна. Потребность в продуктах пиролиза с каждым годом будет расти, равно как и потребность в совершенствовании и повышении эффективности процесса пиролиза. При этом ингибирование коксообразования является одним из наиболее важных эксплуатационных характеристик, повышающих эффективность данного процесса, перспективные ингибиторы могут даже превзойти зарубежные аналоги.

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Жигфаров Ф.Г., Карнов А.Б., Василенко В.Ю., Сорочкин Б.А. // НефтеГазоХимия. — 2014. — № 4. — С. 24-27.
2. Жигфаров Ф.Г. Разработка процесса каталитического пиролиза углеводородного сырья: Дисс. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. — М.: Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. — 258 с.
3. Жигфаров Ф.Г., Карнов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. — М.: Букстрим, 2013. — 172 с.
4. Brown A.M., Hill M.P. The characterization of carbon deposit morphologies using insitu scanning electron-microscopy / ACS symposium series. — 1155 16th st, NW, Washington, DC 20036: Amer. chemical soc. — 1982. — Т. 202. — С. 193-222.
5. Schietekat C. M. et al. Computational fluid dynamics-based design of finned steam cracking reactors // AIChE Journal. — 2014. — Т. 60, № 2. — С. 794-808.
6. Пат. 0086461 EP. A process for reducing the formation of coke in a thermal cracking process and antifoulant composition: A1 19830824 (EN); заявл. 10.02.83; опубл. 24.08.83.

УДК 622.279.23

## ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

### Статья 11. ПРЕДПРИЯТИЕ ООО «НЯГАНЬГАЗПЕРЕРАБОТКА» (АО «СИБУР ТЮМЕНЬ ГАЗ»)

И.А. ГОЛУБЕВА, Е.В. РОДИНА

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В предыдущих двух статьях были рассмотрены состояние и перспективы развития трёх первых из семи газоперерабатывающих предприятий Западной Сибири, принадлежащих компании СИБУР и входящих в состав АО «СибурТюменьГаз»: Нижневартовского, Южно-Балыкского и Белозерного, построенных до начала 1980-х годов; все они предназначены для переработки попутных нефтяных газов [1,2]. Этой статьёй авторы начинают рассмот-

рение заводов, введённых после 1980 г. (Муравленковский, Красноленинский, Губкинский) [3,4].

Технологии этих заводов отличаются от технологий, применяемых на рассмотренных ранее заводах. Нижневартовский ГПЗ (1 очередь) и Южно-Балыкский ГПЗ, введённые в 1975-1979 гг., основаны на технологии маслоабсорбции. Белозерный ГПЗ и Нижневартовский ГПЗ-4 работают по схеме низкотемпературной конденсации (НТК) с турбодетандером,





Рис. 1. ООО «Няганьгазпереработка»

закупленной комплектной поставкой в 1979 г. в Японии (Nishimen), проектировщик Fluor (США). Заводы, введенные после 1980 г., запроектированы и построены по технологии НТК на отечественном оборудовании.

Начнём обзор с Красноленинского ГПЗ — сегодня это предприятие ООО «Няганьгазпереработка».

#### История строительства и становления предприятия [3,4]

ООО «Няганьгазпереработка» было создано на базе производственных мощностей Красноленинского газоперерабатывающего завода, который расположен на 29-м км автодороги Нягань–Талинка (рис. 1, 2).

Строительство *Красноленинского газоперерабатывающего завода* осуществлялось на основании Постановления ЦК КПСС и Совета министров СССР от 20.08.1985 г. № 797 «О комплексном развитии нефтяной и газовой промышленности в Западной Сибири в 1986-1990 годах». Приказом Всесоюзного промышленного объединения «Союзнеф-

тегазпереработка» от 22.10.85 г. № 84 в составе производственного объединения «Сибнефтегазпереработка» было создано Красноленинское управление по внутрипромысловому сбору и использованию попутного нефтяного газа (Кр.УВСиГ). Управление занималось промышленным сбором, подготовкой и транспортировкой газа.

В связи с огромными 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 газоперерабатывающего завода было принято и подписано осенью 1985 г. Госплан СССР определил начало строительства первой очереди завода в 1986 г. Целесообразность строительства КрГПЗ производительностью 1,07 млрд м<sup>3</sup> в год в объёме компрессорной станции трудно переоценить: предприятие строилось и было пущено в эксплуатацию с чётко поставленной целью — для утилизации попутного нефтяного газа. Без ГПЗ это ценнейшее сырьё не только не могло полезно использоваться, но попросту бы сжигалось и загрязняло окружающую среду.

Современный г. Нягань основан как базовый город нефтяников и газовиков. Нефтяная отрасль ещё многие годы будет играть важную роль в экономике города, но его судьба складывалась не традиционно для добывающих нефтяных территорий. Красноленинский свод месторождений, расположенных вокруг города, оказался уникальным по своему строению, но достаточно сложным в разработке. Это предопределило интересный и нелёгкий путь развития завода.

Красноленинский ГПЗ начали возводить в период всесоюзной перестройки и на подъёме нефтедобычи.



Рис. 2. Красноленинский газоперерабатывающий завод



Учёные, оценив объёмы 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 м<sup>3</sup> 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 08.12.1987 г. 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», «Обьэлектромонтаж», «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 г. по октябрь 1991 г.

Главным инженером с первых дней существования ГПЗ был Владимир Александрович Сологуб, сменивший на посту директора завода Ф.М. Хафизова и руководивший заводом до 1995 г.



Первый директор Красноленинского ГПЗ  
Фаиз Минахметович Хафизов

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, прошёл 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. С 1985 по 1991 г. — директор Красноленинского ГПЗ, затем генеральный директор ЗАО «Обьнефтегаз». В конце 90-х трудился в ОАО «РИТЭК», ЗАО «ЭКСИМ-нефтегаз».

В 1986 г. начинается строительство первой очереди газоперерабатывающего завода, в состав которой входят следующие объекты: установка комприми-

рования 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, а следующий год ушёл на подготовку инженерных сетей и фундамента первой очереди газоперерабатывающего завода. В 1986 г. был построен участок контрольно-измерительных приборов, для организации которого выделили корпус блок-бокс Б-12.

С начала 1987 г. ускоренными темпами развернулась широкомасштабная стройка. Во второй половине года начался приём 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. Первый пуск компрессора состоялся 27 декабря 1987 г., тогда же для работников предприятия были построены три 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 котёл. В 1987 г. на основании заключения ведущих специалистов было принято решение произвести пуск КЦ-101/2, начал действовать компрессор-890.

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 котёл), 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.

В связи с вводом в январе 1988 г. производственных мощностей по переработке газа управление было преобразовано в Красноленинский газоперерабатывающий завод в составе производственного объединения «Сибнефтегазпереработка».



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 попутного нефтяного газа, введена в эксплуатацию азотно-кислородная станция, а в планах завода — строительство установки по переработке газа [5].

#### 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 ликвидировали. Выполнялась поставленная задача — максимально увеличить утилизацию попутного нефтяного газа.

В 1995 г. происходит снижение объёмов добычи нефти и как следствие — снижение загрузки сырья. Несмотря на то, что существующие мощности завода позволяют ежегодно принять в переработку до 2,140 млн м<sup>3</sup> газа, в период с 1995 по 2002 гг. они были загружены всего на 15-20%.

С мая 1996 г. по июнь 2000 г. заводом руководил *Н.М. Шумилов*, прошедший на производстве путь от механика до генерального директора.

Эти годы были достаточно тяжёлыми для предприятия и коллектива. Ситуация на отраслевом рынке была не менее напряжённой.

Красноленинский ГПЗ в девяностые годы представлял собой комплекс технологических блоков, осуществляющих компримирование, очистку, осушку сырого газа, отбензинивание его, компримирование отбензиненного газа. Сырьём служил нефтяной газ Талинского 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 объёмы подаются в систему «Газпрома». Широкая фракция лёгких углеводородов, являющаяся сырьём 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 ёмкостях 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, электро-ремонтная 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 1 млрд.м<sup>3</sup>, выполнив план более чем на 130%, было выработано товарной продукции на 13627 тыс.руб., получено 748 тыс.руб. прибыли.

30 июля 1990 г. госкомиссия подписала акт о приёмке в эксплуатацию второй очереди КрГПЗ мощностью по переработке сырого газа 1,07 млрд м<sup>3</sup> в год.

По приказу Минтопэнерго пришлось демонтировать третью очередь. Это связано с тем, что при строительстве завода добыча нефти в п/о «Красноленинскнефтегаз» достигла 13 млн т в год, а объём попутного нефтяного газа — 2 млрд.м<sup>3</sup>. Потом пошёл спад: ресурсная база, под которую строился завод, в итоге не подтвердилась [6].

Распоряжением Государственного комитета РФ по управлению имуществом от 11.04.1994 г. учреждено дочернее предприятие АО «Сибнефтегазпереработка» — акционерное общество открытого типа «Красноленинский газоперерабатывающий завод» (ДАО «КГПЗ»). Красноленинский ГПЗ как филиал ОАО «Сибур-Тюмень» создан 22.06.1999 г. на основании решения Совета директоров ОАО «Сибур-Тюмень».

В 1999 г. АО «Красноленинский газоперерабатывающий завод», входящий в состав объединения «Сибнефтегазпереработка», увеличил приём попутного газа и, соответственно, его переработку. Всё это стало возможным благодаря пуску в эксплуатацию трёх компрессоров на установке «Такат». Предприятие с переработкой более 2 млрд.м<sup>3</sup> газа в год существенно наращивает объём производства» [6].

С июня 2000 г. по май 2002 г. директором завода был *Р.М. Салихов*, сильный руководитель, требовавший 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 КрГПЗ. (Из интервью с директором Красноленинского ГПЗ *Р.М. Салиховым* накануне пятнадцатилетия завода) [7].

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 одну треть.

### 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».

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 широкой фракции лёгких углеводородов, построить железнодорожную эстакаду и продуктопровод [8].

В 2005 г. предприятию исполнилось двадцать лет. В свой 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» разрабатывается технико-экономическое обоснование инвестиций в строительство этого объекта [8].

В связи с невозможностью отгрузки широкой фракции лёгких углеводородов (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 действующего 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: технологический комплекс, предназначенный для хранения, учёта и налива стабильного газового бензина и сжиженных углеводородных газов, производимых на предприятии путём 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 по 2009 гг. предприятием ООО «Няганьгазпереработка» руководил *Р.В. Тумасьев*, отметивший «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» [9].

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.

Утилизация попутного нефтяного газа 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 декабре 2009 г. ООО «Няганьгазпереработка» возглавил *А.Г. Бикетов*, в настоящее время работающий главным инженером в АО «СибурТюменьГаз».

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  $C_{3+}$  до 90% в ООО «Няганьгазпереработка» с бюджетом 140200 тыс.руб.

В 2010 г. объём переработки попутного нефтяного газа составил более 1320 млн м<sup>3</sup>. В связи с поставкой на предприятие таких объемов газа с 13 мая 2015 г. 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 *Юрий Викторович Коптилов*.

Главная задача предприятия в настоящее время — приём и переработка ПНГ с месторождений Роснефть и ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь.

В настоящее время сырьевую базу предприятия составляет ПНГ с месторождений Красноленинского свода, расположенных на территории ХМАО Тюменской области (рис. 3). Завод подготавливает и перерабатывает нефтяной попутный газ с Талинского, Ем-Еговского, Ловинского, Западно-Ловинского и других нефтяных месторождений Западной Сибири [8].

Предприятие вырабатывает сухой отбензиненный газ и стабильный газовый бензин, осуществляет транспортировку газа в систему магистральных газопроводов ОАО «Газпром», газоснабжение городов Нягань и Урай.

В состав предприятия ОАО «Няганьгазпереработка» входят цех компримирования и переработки газа, ремонтно-механический цех, цех контрольно-измерительных приборов и автоматики, технологический





Исполнительный директор ООО «Няганьгазпереработка»  
Копотилов Юрий Викторович

Ю.В. Копотилов закончил Тюменский индустриальный институт по специальности «Химическая технология переработки нефти и газа». В 1988 г. начал работать в ПО «Сибнефтегазпереработка» в должности мастера.  
Награждён Почетными грамотами ОАО «Белозерный ГПК», ООО «Юграгазпереработка», Президента ООО «Сибур», Думы Ханты-Мансийского автономного округа  
Занесён на Доску почёта ООО «Юграгазпереработка», Доску почёта Нижневартовского района

комплекс, предназначенный для хранения, учёта и налива стабильного газового бензина и сжиженных газов, производимых на предприятии путём переработки попутного нефтяного газа, база производственного и транспортного обслуживания.

В составе цеха компримирования и переработки газа (ЦКиПГ) входят:

- 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 —

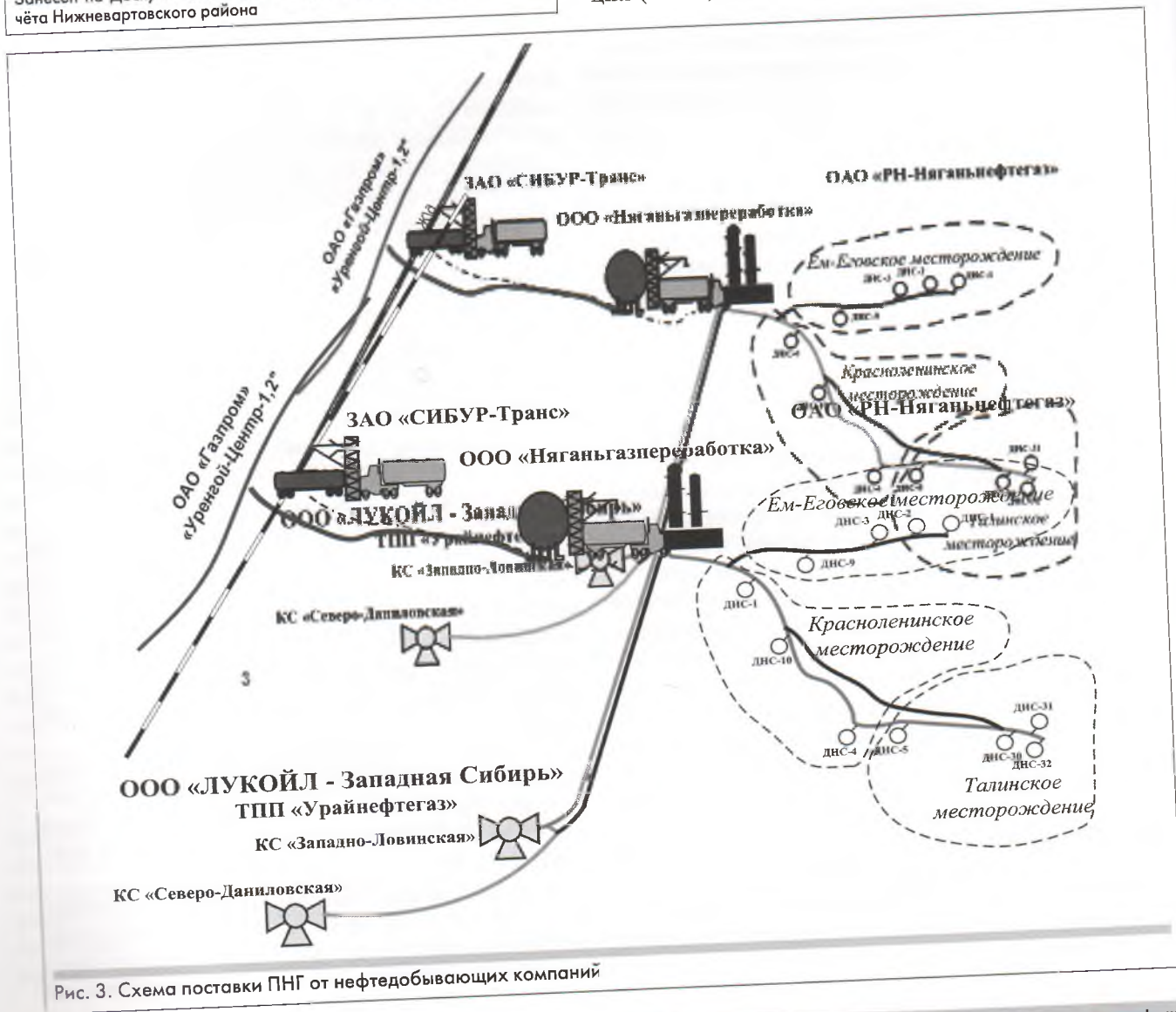


Рис. 3. Схема поставки ПНГ от нефтедобывающих компаний

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 м<sup>3</sup>/год; УПГ-2 — 1,07 млрд м<sup>3</sup>/год

Технологическая структура и действующие мощности установок [10]

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность
Компримирование и осушка нефтяного (попутного) газа, млрд м <sup>3</sup> /год	УПГ-1,2	1987	1,07
Низкотемпературная конденсация, млрд м <sup>3</sup> /год	НТК-1,2	1987	н/д
Получение пропана, тыс. т/год	УПП	1987	н/д

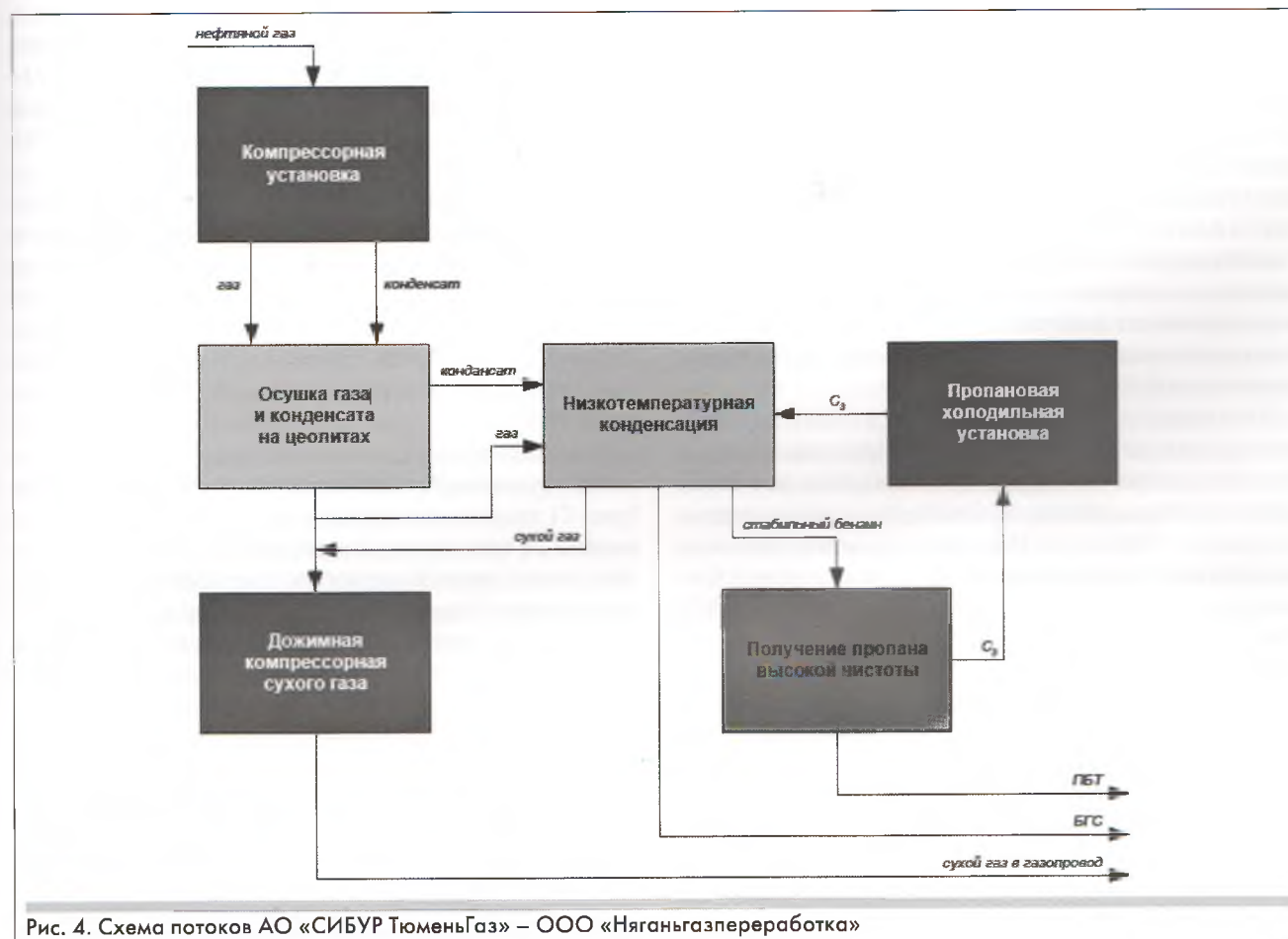


Рис. 4. Схема потоков АО «СИБУР ТюменьГаз» – ООО «Няганьгазпереработка»

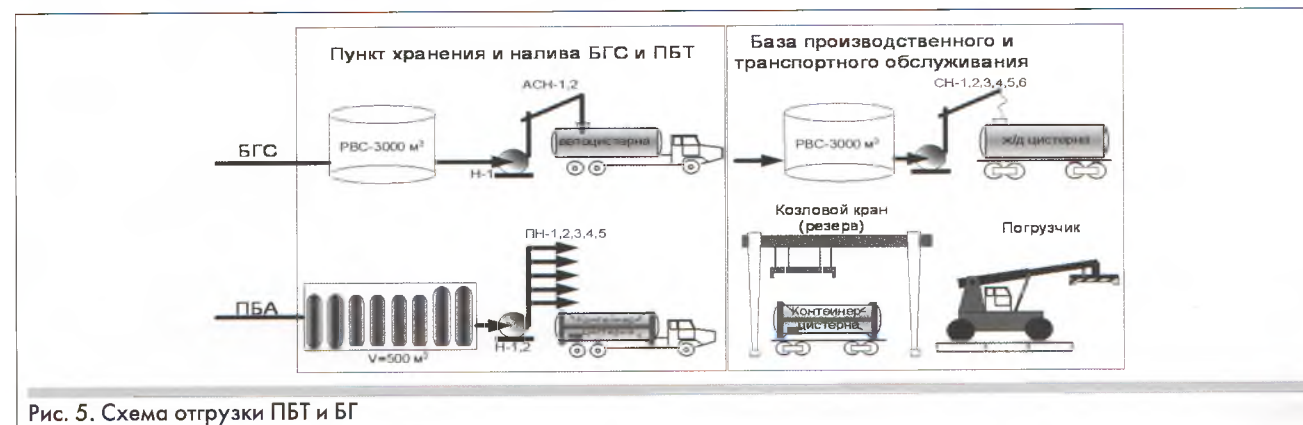


Рис. 5. Схема отгрузки ПБТ и БГ



Генеральный проектировщик — «ВНИПИгазпереработка», Генеральный подрядчик — трест «Приуралнефестрой», Нягань (таблица).

Схема потоков АО «СИБУР ТюменьГаз» — ООО «Няганьгазпереработка» представлена на рис. 4, а существующая схема отгрузки ПБТ и БГ — на рис. 5 [10]. Парк контейнеров-цистерн — более 2000 шт.

### Технологии производства

#### Цех компримирования и переработки газа

УПГ-1 и 2 предназначены для компримирования нефтяного попутного газа компрессорами типа К-890-121-1 до давления 3,6 МПа, осушки компримированного газа в четырёх вертикальных адсорберах синтетическим цеолитом марки NaA до точки росы минус 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 попутного нефтяного газа. 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 в качестве пропана технического.

Установка полуавтоматическая наполнения баллонов (УПНБ) служит для наполнения пропановых баллонов ёмкостью 50 и 27 л пропаном техническим.

Блок нефтеконденсатоотделения (НКО) состоит из двух приёмных сепараторов объёмом 200 м<sup>3</sup> 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 ёмкостей объёмом по 100 м<sup>3</sup> и двух заглублённых ёмкостей по 20 и 40 м<sup>3</sup> с насосами для перекачки продукта, предназначен для приготовления автомобильного бензина компаундированием с использованием СГБ и привозного высокооктанового компонента (ароматика, МТВЭ и т.д.).

#### Блок компримирования газа

Компримирование газа происходит на установках переработки газа № 1,2 компрессорами К-890-

121-1 мощностью 12,5 МВт, производительностью 70 тыс.м<sup>3</sup>/ч и 4ГЦ-109/18-76 мощностью 12,5 МВт производительностью 80 тыс.м<sup>3</sup>/ч (рис. 6).



Рис. 6. Блок компримирования газа

#### Блок осушки газа

Осушка компримированного газа производится в четырёх вертикальных адсорберах К-201/1-К-201/4 синтетическим цеолитом КА-У до точки росы минус 70°C. Газ проходит два адсорбера К-201 сверху вниз.

После адсорберов осушенный газ поступает в фильтры Ф-201, где улавливается унесённая потоком газа пыль адсорбента и подаётся 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°C.

#### Низкотемпературная конденсация

На установке низкотемпературной конденсации (рис. 7) происходит процесс охлаждения осушенного газа до температуры минус 86°C с помощью пропано-холодильной установки и турбодетандерного агрегата. В результате охлаждения происходит конденсация жидких углеводородов из газа. Затем в процессе ректификации происходит разделение жидких углеводородов на два продукта: пропан-бутан технический (автомобильное топливо); бензин



Рис. 7. Установка низкотемпературной конденсации



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 учётом подпрограмм: по общим вопросам природоохранной деятельности, по воздухо- и водоохранной деятельности, 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 внедрён ряд внутренних документов и стандартов в области промышленной безопасности, направленных на обеспечение здоровых и безопасных условий труда работников. Компания регулярно проводит поведенческие аудиты, что позволяет выявлять риски и опасные ситуации до их наступления. Так, в 2009 г. на предприятии был проведён аудит в области промышленной, пожарной безопасности и охраны труда по 20 показателям: по 18 из них результаты превышают 90% -й рубеж.

В 2013 г. Няганьгазпереработка за достигнутый высокий уровень промышленной безопасности награждена дипломом как лучшее предприятие среди предприятий компании СИБУР.

Став частью крупнейшего в стране нефтехимического холдинга СИБУР, ООО «Няганьгазпереработка» переживает времена подъёма и больших производственных успехов.

#### Контактная информация:

**Полное наименование организации:** ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ СИБУР ТюменьГаз — ООО Няганьгазпереработка  
**Адрес:** Ханты-Мансийский АО, 628180 ХМАО-Югра Нягань а/я 44  
**Телефон:** (34672) 9-76-31 (приёмная)  
**Факс:** (34672) 9-76-76  
**Сайт:** <http://www.sibur.ru/stg/about/NGPK/>  
**E-mail:** [krgpr@nyagan.ru](mailto:krgpr@nyagan.ru)

#### ЛИТЕРАТУРА

1. ООО «СИБУР». О компании. Электронный источник: <http://www.sibur.ru/about/>.
2. Сайт <http://www.sibur.ru> СибурТюменьГаз. Официальный раздел предприятия.
3. Голубева И.А., Родина Е.В. Газоперерабатывающие предприятия ОАО «СИБУР Тюмень Газ» (ПАО «СИБУР Холдинг») // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 7. — С. 30-37.
4. Голубева И.А., Родина Е.В. Нижневартовский газоперерабатывающий комплекс (ОАО «Сибур Тюмень газ») // Нефтепереработка и нефтехимия. — 2015. — № 9. — С. 30-39.
5. Красноленинские миллиардеры. Газета «За коммунизм», № 115 (6247), 23.09.1989.
6. Вестник Приобья, 8.07.1999.
7. Вестник Приобья, 3.11.2000.
8. Трибуна нефтяника, 3.11.2005.
9. Вестник Приобья, 27.09.2007.
10. Мельникова С.А., Хазова Т.Н., Черепова Е.Б., Гольшова Е.А. «Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации Итоги 2010». — М.: ЗАО «Аналитика», 2011. — С. 401-402.
11. Трибуна нефтяника, 23.04.2009.

## Присадки и смазочные материалы

УДК 665.7.038.3

### РАЗРАБОТКА ПОЛИФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ПРИСАДКИ ЦДП ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Р.О. ВОЛОШИН, В.А. ДВИНИН, Ю.П. ЯСЬЯН

ООО «КНГК-Групп»; ООО «ЭКО-Краснодарнефтехим»; Кубанский Государственный технологический университет

В соответствии с действующими нормами с 1 января 2016 г. содержание серы в дизельном топливе (ДТ) стандарта Евро 5 не должно превышать 10 мг/кг на территории России. Как показывает мировой опыт, продукт такого качества получают глубокой гидроочисткой прямогонного и вторичного среднедистиллятного сырья или эффективным гидрокре-

кингом вакуумных газойлей [1-3]. Однако применяемые при этом топлива не отвечают нормам по ряду показателей, включая смазывающую способность, а в отдельных случаях и по цетановым, вязкостно-температурным и другим характеристикам. Одним из способов приведения качества ДТ к требованиям современных стандартов (ГОСТ Р 52368, ГОСТ Р 52369,