13. *Акулов А.К.* Процессы разделения газовых смесей методом адсорбции с периодически изменяющимся давлением. Алгоритм расчета технологических схем // Теоретические основы химической технологии. — 1997. — Т. 31, № 6. — С. 591-598.

14. *Протодьяконов И.О., Сипаров С.В.* Адсорбция в системах газ-твердое тело. — Л.: Наука, 1986. — 351 с.

15. *Одум Ю.* Основы экологии. — М.: Наука, 1995. — 477 с.

16. *Юсубов Ф.В., Ахундов Е.А, Зейналов Р.И., Кулиева Л.Э.* Математическое описание процесса адсорбции этилбензола из раствора С-Н-тетра-, деканом // Известия высших технических учебных заведений Азербайджана. — 2005. — № 3. — С. 25-27.

17. *Аэров М.Э., Тодес О.М., Наринский Д.А.* Аппараты со стационарным зернистым слоем. — Л.: Химия, 1979. — 176 с.

УДК 622.279.23

Газоперерабатывающие предприятия России Статья 19. Усинский и Локосовский ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ»)

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

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Эта статья посвящается двум газоперерабатывающим заводам ПАО «ЛУКОЙЛ» — Усинскому и Локосовскому, введённым в эксплуатацию в 1980 г. и 1983 г. соответственно.

УСИНСКИЙ ГПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

Усинский газоперерабатывающий завод расположен в Республике Коми на северо-востоке европейской части РФ в районе города Усинска (**рис. 1**). Генеральный проектировщик Усинского ГПЗ — институт «ВНИПИгазпереработка». Завод ведёт сбор попутного нефтяного газа (ПНГ) от нефтегазодобывающих предприятий ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» с Харьягинского, Возейского, Усинского и Кыртаельского месторождений. Первоначальная проектная мощность составляла по газу 1 млрд м^3/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. 1. 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» [1].

История Усинского ГПЗ

Строительство Усинского ГПЗ началось в 1977 г. Целью строительства завода была утилизация ПНГ (подготовка его и подача на Печорскую ГРЭС), который ранее сжигался на факелах.

В январе 1980 г. этот объект был запущен в составе компрессорной станции с жидкостной осушкой газа и получением в качестве товарного продукта осушенного газа.

Проектом строительства завода предусматривались две одинаковые очереди мощностью по 536 млн м^3/год каждая, но в связи с сокращением финансирования было решено 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 2-х последовательных жидкостных абсорберах концентрированным раствором ДЭГ до точки росы по воде не выше минус 30°С. 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 90-е годы на заводе не было осуществлено ни одной модернизации или реконструкции.

До 2000 г. завод находился в статусе компрессорной станции КС-1 в составе ОАО «Коминефть», а затем вошёл 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 сухой отбензиненный газ (СОГ) до магистрального давления, и проведена реконструкция компрессорной станции.

В 2015 г. завершено строительство установки сероочистки и осушки газа мощностью 100 млн м^3/год, что позволило выпускать часть газа, соответствующего техническим требованиям.

Шкуренко Владимир Викторович
Генеральный директор Усинского ГПЗ
(ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

В.В. Шкуренко родился 2 декабря 1972 г. в г. Северске Артемовского района 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. прошёл обучение по программе MBA в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина по специальности «Управление нефтегазовым бизнесом».

Трудовую деятельность на Усинском ГПЗ начал в январе 2003 г. трубопроводчиком линейным 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 [3]

Генеральный директор Усинского ГПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») — Шкуренко Владимир Викторович [1,2].

Усинский ГПЗ сегодня

Сегодня Усинский ГПЗ — это более чем 1000 км газопроводов, 5 компрессорных станций, 3 газораспределительные 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 объёмами добычи ведётся масштабная реконструкция завода. В **табл. 1** приведены объёмы переработки сырья и выпуска продукции Усинского ГПЗ [2].

Таблица 1

Переработка сырья и производство товарной продукции на Усинском ГПЗ [4]

Продукт	Годы				
	2011	2012	2013	2014	2015
Сырьё					
Попутный нефтяной газ, млн м^3	191,3	220,7	235,5	271,3	287,3
Продукция					
Сухой отбензиненный газ, 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.

Таблица 2

Составы и действующие мощности установок Усинского ГПЗ [5]

Технологический процесс	Установка	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

В **табл. 2** приведены составы и действующие мощности установок на Усинском ГПЗ.

По данным табл. 2 масштабных реконструкций и ввод новых мощностей не проводили с 1980 по 2002 гг.

В 2002 г. была введена установка низкотемпературной абсорбции (НТА) с ПХУ. Затем была произведена реконструкция компрессорной станции с увеличением мощности до 600 млн м^3/год, но на данный момент используется всего 533 млн м^3/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 м^3/год [6].

Нефтяной газ, поступающий на Усинский ГПЗ, содержит в своём составе 300 г/м^3 углеводородного конденсата (C_{3+}). Состав ПНГ (% мас.) приведён ниже [1].

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 **рис. 2** представлена блок-схема Усинского ГПЗ 2010 г., до реконструкции. ПНГ подаётся 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°С, разделяется на два потока — сухой газ и конденсат. Сухой газ подаётся на абсорбционную осушку раствором диэтиленгликоля, регенерация ДЭГ осуществляется в десорбере, работающем при атмосферном давлении. Точка росы осушенного газа составляет минус 25°С. 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 подаётся на дожимную компрессорную станцию (ДКС), где дожимается до магистрального давления и подаётся в трубопровод. Осушенный газ поступает на Печерскую ГРЭС, используется также для нужд населения г. Усинска и прилегающих населённых пунктов. ШФЛУ подаётся на одноколонную ГФУ, где происходит его разделение на пропан-бутановую фракцию (ПБТ) и бензин газовый стабильный. Исходя из данной схемы, можно предположить, что установку сероочистки и осушки газа предполагается установить сразу после компрессорной станции, перед абсорбционной осушкой газа [1].

Таблица 3

Ввод новых мощностей на Усинском ГПЗ в 2016 г. [6]

Технологический процесс	Установка	Проектная мощность единичной установки, млн м^3/год
Компримирование ПНГ	КС-2	600
Дожимная компрессорная станция	ДКС-2	100
Установка сероочистки	УСОГ-2	100
Установка осушки газа	УОГ-2	100

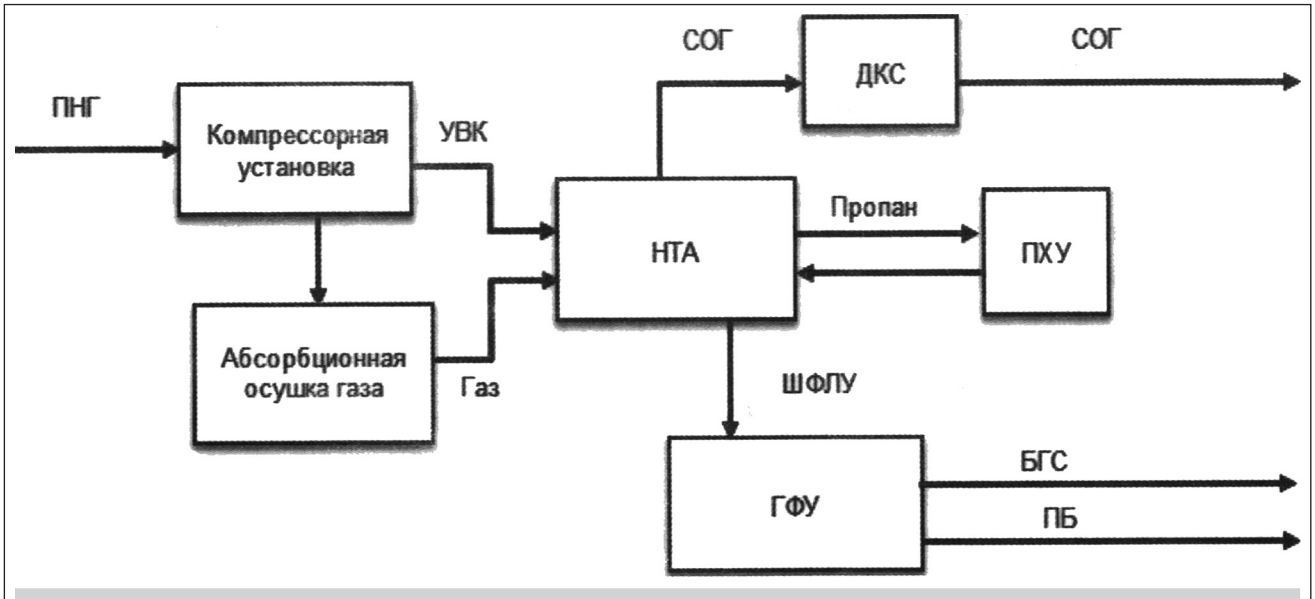

Рис. 2. Блок-схема Усинского ГПЗ до реконструкции (2010 г.) [1]

Реконструкция и модернизация Усинского ГПЗ

С 2015 г. идёт масштабная реконструкция завода, которая включает строительство второй, идентичной первой, технологической линии по компримированию, очистке и разделению газа мощностью 600 млн м^3 **(табл. 3)** [6].

ЛОКОСОВСКИЙ ГПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»)

Локосовский газоперерабатывающий завод расположен в Тюменской области, Ханты-Мансийского АО — Югре, г. Лангепасе **(рис. 3)**. Его мощность составляет 2,3 млрд м^3 газа в год, завод предназначен для переработки попутного нефтяного газа с 1-й и 2-й ступенями сепарации группы месторождений Нижневартовского района. По компримированию и осушке мощность составляет — 2,5 млрд м^3. Продукты переработки нефтяного газа: сухой газ, ШФЛУ и стабильный газовый бензин.

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 м^3 газа в год [1].

История Локосовского ГПЗ

Деятельность Локосовского ГПЗ берёт свое начало с января 1981 г., а именно с принятия постановления Совета министров СССР о начале строительства 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 м^3 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» **(рис. 4)**.

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 которых находятся в промышленной эксплуатации: Урьевское, Локосовское, Чумпасское, Покамасовское, Поточное, Лас-Еганское, Южно-Покачевское, Нивагальское, Северо-Поточное, Куррагинское, Малоключевое и Северо-Покамасовское; на Западно-Покамасовском ведётся геологоразведка.

Рис. 3. Локосовский ГПЗ

Рис. 4. Управление по переработке ПНГ. Предприятие ТПП «Лангепаснефтегаз»

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 [7]. 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, ШФЛУ, бензин газовый стабильный 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 приём газа в переработку увеличен с 1,0 до 2,3 млрд м^3 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

Насибуллин Наиль Амирович
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

газопровода сухого газа с установки низкотемпературной абсорбции (НТА) на участок дожимной компрессорной станции (ДКС) [1].

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 [5,7].

Локосовский ГПЗ сегодня

Объёмы переработки сырья и выпуска продукции Локосовского ГПЗ представлены в **табл. 4.**

Основной продукцией завода является сухой отбензиненный газ и ШФЛУ.

В **табл. 5** приведены составы и действующие мощности установок на Локосовском ГПЗ.

По данным табл. 5 большая часть установок была введена в эксплуатацию до 1990 г. С 1990 до 2005 гг. на заводе не было введено в эксплуатацию ни одной установки, не проводилось и существенных реконструкций.

Нефтяной газ, поступающий на Локосовский ГПЗ, содержит в своём составе 367 г/м^3 углеводородного конденсата (C_{3+}) и имеет плотность при 20°С — 1,015 кг/м^3. Состав ПНГ приведён в **табл. 6.**

Составы газа по проекту и по факту достаточно сильно различаются. По факту поступает более жирный газ, что увеличивает нагрузку на установ-

Таблица 4

Переработка сырья и производство товарной продукции на Локосовском ГПЗ [4]

Продукт	Годы				
	2011	2012	2013	2014	2015
Сырьё					
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, млн м^3	1583,3	1686,6	1469,8	1613,1	1568,9

Таблица 5

Составы и действующие мощности установок Локосовского ГПЗ [5]

Технологический процесс	Установка	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)

ку НТА и ведёт 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.

Локосовский ГПЗ состоит из двух самостоятельных технологических ниток. Первая очередь, выполненная по схеме НТА, введена в эксплуатацию (проектная мощность 1070 млн м^3/год) в 1983 г. и

Таблица 6

Состав попутного нефтяного газа, поступающего на Локосовский ГПЗ [1]

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+	0,36	0,40
Итого	100,00	100,00

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 м^3/год) в 1985 г. и включает в себя следующие установки: КССГ-2 с отделением осушки ПХУ-2, НТК с блоком получения пропана и блоком получения стабильного газового бензина.

Генеральный проектировщик обеих линий — институт «ВНИПИгазпереработка», г. Краснодар.

Схема переработки нефтяного газа на заводе после реконструкции включает четыре основных технологических процесса:

- приём 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 **рис. 4** [1,5].

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 тяжёлых 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.

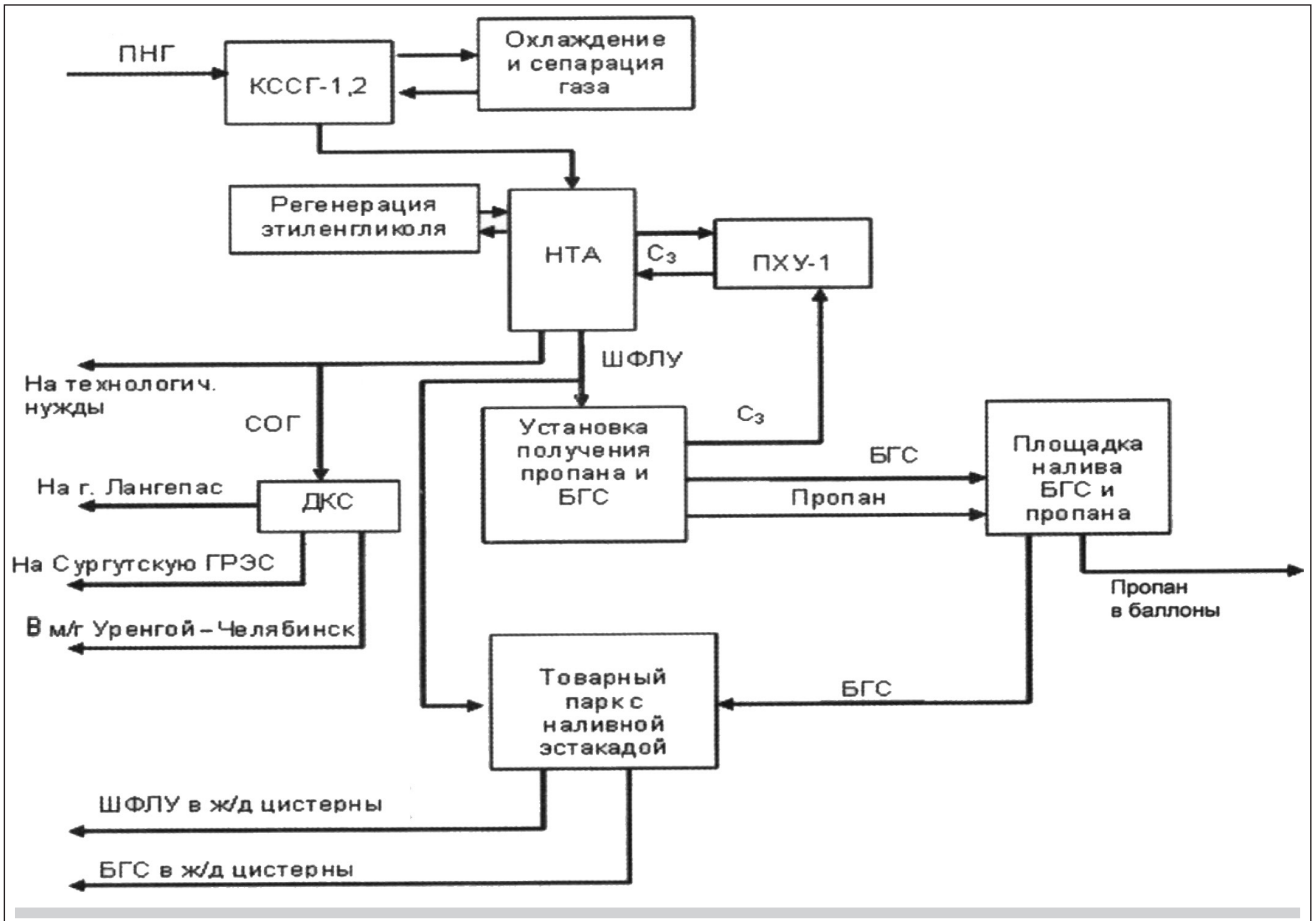

Рис. 4. Блок схема переработки ПНГ на Локосовском ГПЗ после реконструкции [1]

В связи с увеличением мощности Локосовского ГПЗ возрос расход СОГ на собственные нужды комплекса (колонны 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 подаётся насосом на установку получения бензина газового стабильного 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 [1,5].

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 (введён в эксплуатацию в 2005 г.);
- реконструкция производства жидких углеводородов на бывшей установке НТК. Опытный турбодетандерный агрегат не прошёл 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 объёмом 8000 м^3 с наливной эстакадой по отгрузке ШФЛУ и БГС позволило производить реализацию готовой продукции предприятиям ОАО «ЛУКОЙЛ» железнодорожным транспортом с одновременным наполнением 30 цистерн. Площадки налива БГС и пропана позволяют при необходимости производить приём, хранение и налив данных продуктов в автоцистерны. Помимо этого имеется возможность закачки пропана в баллоны.

Для исключения сжигания СОГ на факелах в период ограничений приёма газа на Сургутскую ГРЭС в сентябре 2006 г. завершена реконструкция ДКС, позволившая осуществлять перекачку газа в трёх 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 Dresser Rand с газотурбинным приводом типа Centaur 50L фирмы Solar производительностью 100 тыс.м^3/ч каждый.

Помимо этого был реализован проект по строительству газоизмерительной станции (ГИС) на месте врезки в магистральную газотранспортную систему ОАО «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 м^3 в год, а также повысить качество и надёжность процесса переработки ПНГ [1,7].

Контактная информация:

Полное наименование организации:	*Усинский ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»*
Адрес/почтовый адрес:	*169710, Республика Коми, г. Усинск, ул. Возейская, 21а*
Телефон:	*(82144) 5-66-84*
Факс:	*(82144) 5-66-66*
Сайт:	*http://lukoil-komi.lukoil.com/*
Электронный адрес	*Usn.postman@lukoil.com*

Контактная информация:

Полное наименование организации:	*ТПП «Лангепаснефтегаз»*
Адрес/почтовый адрес:	*628672, Россия, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ - Югра, г. Лангепас, ул. Ленина, 43*
Почтовый адрес:	*614065, Пермь, шоссе Космонавтов, 61Б*
Телефон:	*(34669) 3-63-76*
Факс:	*(34669) 2-63-78*
Сайт:	*http://www.lukoil-zs.ru/*
Электронный адрес	*ws@lukoil.com*

ЛИТЕРАТУРА

1. *Аджиев А.Ю., Пуртов П.А.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России. В 2 Ч. Ч. 2. — Краснодар: ЭДВИ, 2014. — С. 257-260, 212-218.

2. ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ». Электронный источник: http://lukoil-komi.lukoil.com/main/default.asp.

3. Усинский информационный городской портал. Электронный источник: http://usinsk.in/16038-novyy-rukovoditel-ugpz.html.

4. ПАО «ЛУКОЙЛ». Справочник аналитика ПАО «ЛУКОЙЛ». — 2015. — 51 с.

5. *Мельникова С.А., Хазова Т.Н., Черепова Е.Б., Голышева Е.А.* Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации 2014. Т. 1. — М.: Альянс Аналитика, 2015. — С. 310-312, 381-386.

6. *Канделаки Т.Л.* Нефтепереработка, газопереработка и нефтехимия в РФ 2014-2025 гг. — М.: ИнфоТЭК-КОНСАЛТ, 2015. — С. 388-390.

7. ООО «ЛУКОЙЛ–Западная Сибирь». Электронный источник: http://www.lukoil-zs.ru/.

УДК 541.183:547.313

Исследование относительной адсорбционной и реакционной способности олефинов C_3-C_4

Э.Б. ГУСЕЙНОВА, З.А. МАМЕДОВА, Р.Э. МУСТАФАЕВА

НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»; Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Из известных методов синтеза акриловых мономеров предпочтение отдают процессу газофазного каталитического окисления олефинов. Для газофазного окисления изобутена в метакролеин авторы использовали оксидный олово-сурьмяный катализатор, модифицированный добавками щелочных металлов — Li и Na [1].

Задача настоящего исследования — выяснение возможности окисления на предложенном катализаторе фракции газов нефтепереработки, содержащей не только изобутен, но и *н*-бутен, пропен, без разделения углеводородов C_4.

Так как на олово-сурьмяных оксидных катализаторах протекает и окислительное дегидрирование *н*-бутенов в дивинил и окисление пропена в акролеин [2], в начале необходимо выяснить характер взаимного влияния олефинов C_3-C_4 на их реакционную способность.

Исследования проводили с помощью метода конкурирующих реакций [3] на импульсной микрокаталитической установке. Относительную адсорбционную и реакционную способность олефинов изучали на олово-сурьмяном катализаторе с атомным отношением Sn/Sb = 1. Приготовленные смеси содержали по 5% об. олефина и кислорода, следующая смесь — 10% об. олефина и 5% об. кислорода. Также были приготовлены бинарные смеси по 5% об. каждого олефина и 5% об. кислорода. Разбавитель — гелий, содержащий кислород не более $5 \cdot 10^{-4}$% об. Проба смеси в виде импульса подавалась в реактор с катализатором. По данным хроматографического анализа, вели расчёт степени окислительного превращения олефинов и судили на этом основании об их адсорбционной и реакционной способности. По мере увеличения числа подаваемых импульсов стандартной смеси, активность катализатора при окислении пропена уменьшалась до определённого постоянного значения, которое устанавливается к седьмому импульсу и оказывается в 5 раз ниже начальной активности.

Продуктами окисления являются углекислый газ, ацетальдегид, акролеин, метакролеин, метилвинилкетон. С увеличением температуры и времени контакта избирательность катализатора по продуктам неполного окисления уменьшается. Это означает, что происходит их доокисление в данных условиях **(табл. 1)**.

Для того чтобы сделать вывод об относительной адсорбционной способности олефинов, было проведено сопоставление степеней их окисления в индивидуальном состоянии и в сочетании друг с другом **(табл. 2)**.

Из данных, приведённых в табл. 2, видно различие при окислении индивидуальных углеводородов и их разнообразном сочетании друг с другом. В основном, наличие второго компонента снижает степень окисления первого компонента. Изобутен адсорбируется в большей степени, чем C_3H_6. Об этом говорит такой факт, как степень окисления C_3H_6 в присутствии i-C_4H_8, которая уменьшается в три раза, а конверсия i-C_4H_8 остаётся высокой, т.е. его окисление подавляется незначительно. Изобутен полностью подавляет окисление бутена-2, а тот, в свою очередь, тормозит превращение i-C_4H_8, снижает при этом конверсию от 100 до 87%. Способность C_3H_6 адсорбироваться выше, чем у *н*-бутенов, что подавляет их окисление полностью. Сами *н*-бутены тоже влияют на превращение пропена и снижают его конверсию от 40 до 35% в случае бутена-1 и до 30% в случае бутена-2. Более сильное влияние бутена-2 на окисление пропена говорит о несколько большой окислительной адсорбционной способности бутена по сравнению с бутеном-2.