

УДК 622.279.23

ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ПРЕДПРИЯТИЯ РОССИИ

Статья 18. КОРОБКОВСКИЙ И ПЕРМСКИЙ ГПЗ (ПАО «ЛУКОЙЛ»)

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

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В 2015 г. на газоперерабатывающих заводах ПАО «ЛУКОЙЛ» объём переработки нефтяного и жирного газа увеличился на 5,3%, что произошло в основном за счёт прироста производства на Пермском ГПЗ после ввода новых мощностей в конце 2014 г. (табл. 1)

Выработка жидких углеводородов в 2015 г. на ГПЗ Группы в Западной Сибири, на Урале и в Поволжье составила 12,7 млн барр. н.э. по сравнению с 13,9 млн барр. н.э. в 2014 г. [2].

Эта статья посвящается двум газоперерабатывающим заводам ПАО «ЛУКОЙЛ» — Коробковскому и Пермскому, введённым в эксплуатацию в 1966 г. и 1969 г. соответственно.

КОРОБКОВСКИЙ ГПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»)

Коробковский ГПЗ расположен в г. Котово Волгоградской области 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., объём 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 газ очищают от сероводорода, осушают, компримируют и разделяют на компоненты.

Таблица 1

Переработка сырья и производство товарной продукции на ГПЗ Группой «ЛУКОЙЛ» [1]

Показатели	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Мощность переработки газа, млн м ³ /год	3654	3654	3654	4650	4650
Мощность переработки жидких углеводородов, тыс. т/год	1161	1161	1161	1861	1861
Переработка нефтяного и жирного газа, млн м ³	3199,2	3337,9	3123,6	3206,7	3376,0
Переработка природного газа, млн м ³	—	10,5	5,7	14,3	284,4
Переработка ШФЛУ, тыс. т	742,1	814,7	764,0	710,0	550,1
Товарная продукция					
ШФЛУ, тыс. т	655,2	695,9	644,3	748,1	710,3
Газы углеводородные сжиженные, тыс. т	853,6	977,8	905,5	791,2	926,5
Стабильный газовый бензин, тыс. т	138,6	139,7	127,3	136,4	100,0
Отбензиненный газ, млн м ³	—	2652,0	2368,2	2453,8	2571,9
Изопентан*, тыс. т	6,7	33,9	36,4	42,5	0,0
Гидросульфит натрия, тыс. т	0,8	1,3	0,6	—	—

*Данные по производству приведены за минусом объёмов произведённых товарных нефтепродуктов, поставленных на предприятия внутри Группы для дальнейшей переработки.



Коробковский ГПЗ

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.

История создания и развития Коробковского ГПЗ

История 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 гг. завод относился к объединению «Главгазпереработка», которое в 1976 г. 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 «Нижневожскнефть» Министерства нефтяной промышленности.

В 1994 г. производственное объединение «Нижневожскнефть» было преобразовано в АО «Нижневожскнефть» Министерства топлива и энергетики РФ.

С 1998 г. Коробковский ГПЗ входил в состав «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть», затем 7 февраля 2008 г. было 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 годах загрузка завода по газу была низкой и не превышала 180 млн м³.

Для увеличения загрузки ГФУ до 1995 г. перерабатывалось привозное сырьё Западной Сибири и Казахстана, но в связи с высокой провозной платой закупка ШФЛУ была прекращена. В 1996 г. был построен и введён в эксплуатацию газопровод Жирновск–Коробки, что позволило увеличить загрузку завода по газу до 400 млн м³.

В 1996 г. была построена газлифтная компрессорная станция 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 было 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 её состав также вошли блок производства азота и блок подготовки воздуха КИПиА.

С конца 1990 г. добыча углеводородов в Нижней Волге ежегодно увеличивалась, совершенствовались системы нефте- и газосбора, проводилась оптимизация процессов подготовки сырья и, в результате уровень использования мощностей ГПЗ достиг 100% и более от установленного норматива.

С 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 гг. 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 произведённой 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, что позволило увеличить производственные мощности по приёму газа на установку на 46 млн м³.

В 2005 г. была также пущена газопоршневая электростанция мощностью 9,8 МВт для обеспечения собственной электроэнергией производственных объектов ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневожскнефть» в Котово. 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 газоконпрессорной станции.

В 2014 г. Общество получило международный стандарт системы энергетического менеджмента ISO 50001:2011 [3].

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 (АГФУ). Модернизированы старые производственные объекты без больших капитальных затрат, что повысило их производительность и надёжность эксплуатации.

В настоящее время прорабатывается новая инвестиционная программа. В ближайшей перспективе на ГПЗ намечены работы по внедрению распределённой АСУТП установки переработки газа и

техническое перевооружение сливо-наливной эстакады участка приёма сырья, хранения и отгрузки продукции, реконструкция системы оборотного водоснабжения открытого цикла, модернизация пропановой холодильной установки [4].

Генеральный директор Коробковского ГПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ») — Хисаев Рустям Наилович.



Генеральный директор ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»
Рустям Наилович ХИСАЕВ

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 4-го разряда; начальник установки, зам. начальника цеха; начальник цеха; зам. главного инженера по подготовке и перекачке нефти — начальник службы, зам. начальника управления по производству. 1999-2001 гг. — начальник управления ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ТПП «Когалымнефтегаз», «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 ООО «ЛУКОЙЛ-Коробковский газоперерабатывающий завод»

Коробковский ГПЗ сегодня

Газовое сырьё поступает на завод с трёх предприятий: ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть», ООО

Таблица 2

Переработка сырья и производство товарной продукции на Коробковском ГПЗ [1]

Показатели	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Переработка нефтяного газа, млн м ³	449,5	428,2	435,9	419,0	424,3
Переработка природного газа, млн м ³	—	10,5	5,7	14,3	9,9
Переработка ШФЛУ, тыс.т	72,5	72,7	74,2	80,5	78,9
Товарная продукция					
Газы углеводородные сжиженные, тыс.т	98,8	97,6	97,3	100,1	93,7
Стабильный газовый бензин, тыс.т	55,2	55,3	57,4	56,8	53,6
Отбензиненный газ, млн м ³	357,6	347,2	357,8	347,9	337,5

«ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз», ООО «СП Волгодеминойл», ПФЛУ — с ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и ТПП Лангепаснефтегаз. Объёмы переработки сырья и выпуска продукции представлены в табл. 2.

В табл. 3 приведены технологическая структура, состав и действующие мощности установок.

Таблица 3

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

Технологический процесс	Мощность единичной установки	Установка	Год ввода в действие
Очистка от сероводорода, млн м ³	500	СОУ	1999
Компримирование и осушка газа, млн м ³	404	УКОГ	1999
Адсорбционная осушка газа, млн м ³	450	УОГ	2003
	500		2006
Отбензинивание газа, млн м ³	404	—	1999
Масляная абсорбция, млн м ³	404	МАУ	1966
Газофракционирование, тыс.т	161	АГФУ	1966

Переработка попутного нефтяного газа на заводе осуществляется методом низкотемпературной абсорбции. Блок-схема завода представлена на рис. 1.

Нефтяной газ и газы выветривания нестабильного конденсата поступают на блок сепарации, где ПНГ сепарируется от воды, механических примесей и сероводорода, затем газ подаётся в компрессорный цех, где сжимается. После компрессора конденсат и газ поступают на осушку (две разные 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 масляной абсорбционной установке (МАУ) блока АГФУ, в качестве абсорбента применяется тяжёлая фракция углеводородов, получаемая на заводе из промышленного конденсата. Фракции нормального бутана, изобутана и стабильный газовый

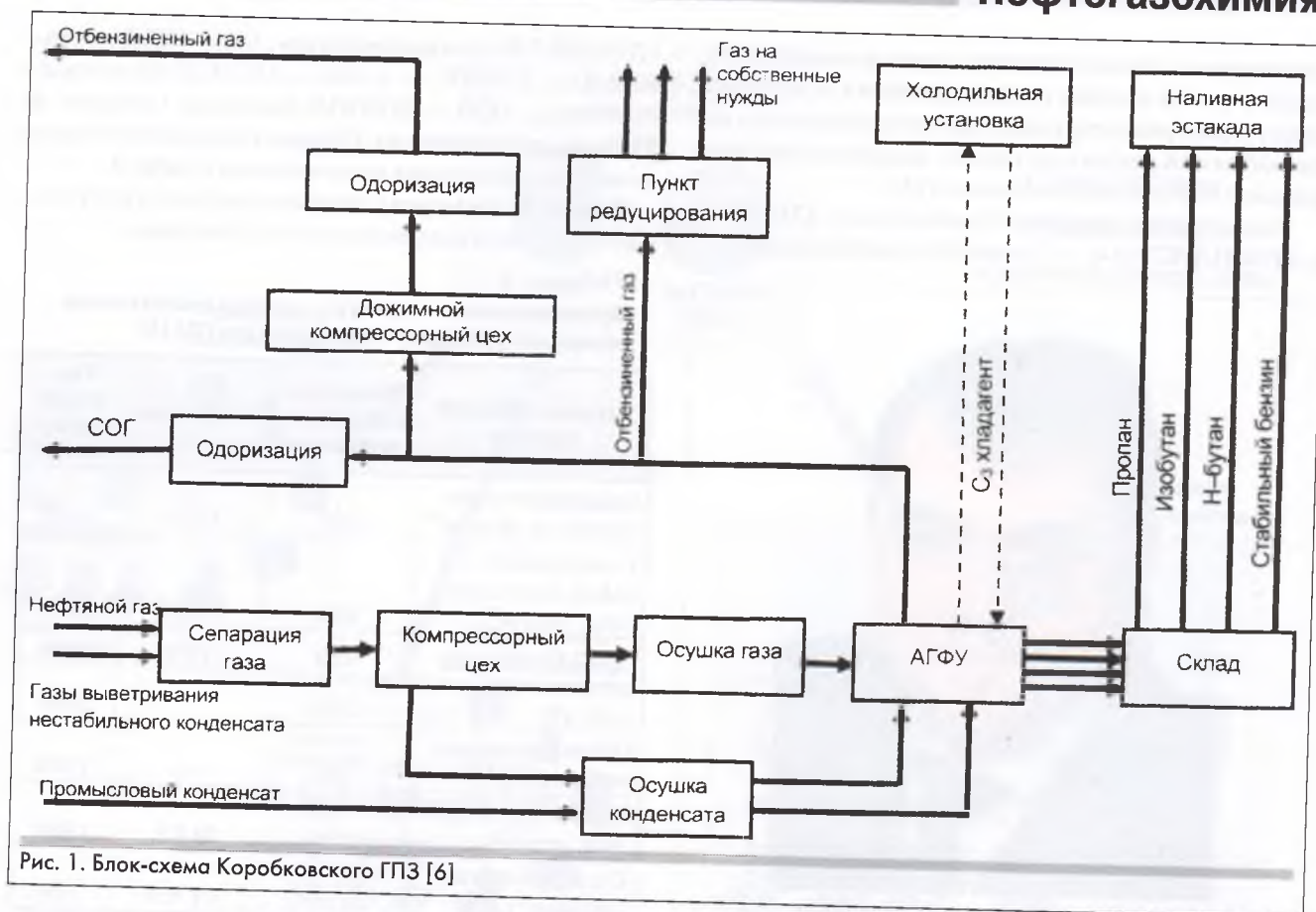


Рис. 1. Блок-схема Коробковского ГПЗ [6]

бензин отправляются железнодорожным транспортом в качестве сырья на нефтехимические предприятия в Омск, Казань и Будённовск. На автомобильном транспорте потребителям доставляют бутан, изобутан, пропан-бутан. Качество этих продуктов соответствует установленным стандартам. Часть пропана используется в качестве хладагента в холодильной установке, а часть — как готовый продукт. Отбензиненный газ используется на собственные нужды завода и как товарный продукт. После одорирования он направляется в трубопровод ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ Волгоград».

Установка сероочистки

В связи с содержанием в сырьевом газе сернистых соединений возникла необходимость в очистке газа от сероводорода, и в 1999 г. на заводе введена в эксплуатацию установка моноэтаноламиновой (МЭА) очистки с блоком каталитического дожигания кислотных газов и последующим рассеиванием отходящих газов в дымовой трубе. Установка запроектирована и построена итальянской фирмой Kinetics Technology International S.p.A. Генеральный проектировщик — ОАО «НИПИгазпереработка».

В качестве сырья на установке сероочистки используется смесь природного и нефтяного газа низкого давления, поступающего из скважины. Ниже приведён состав газа (% об.), поступающего на установку сероочистки [6].

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
Изобутан	0,580
n-Бутан	1,153
Изопентан	0,117
n-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%-м диэтиленгликолем (ДЭГ) до точки росы минус 14°С (необходимая концентрация достигается двухступенчатой выпаркой: вначале в выпарной колонне при 0,02 МПа, а затем в испарительной ёмкости под вакуумом).

В конце 2010 г. была построена и введена в эксплуатацию установка адсорбционной осушки газа на синтетических цеолитах в замену старой установки, что связано с тем, что при модернизации МАУ понизили температуру изотермы пропана (до минус 18 вместо минус 12°С ранее) для выработки холода. В итоге ранее бывшей точки росы (минус 14°С) стало недостаточно для пропанового холодильника.

Установка осушки

Производительность установки — 450 млн м³/год. Установка поставлена ОАО «НИПИгазпереработка» в блочном исполнении. Состав газа (% об.), подаваемого на установку адсорбционной осушки газа [6], приведён ниже.

Азот	2,8550
Кислород	0,7986
Метан	86,8177
Этан	3,9730
Пропан	2,7951
Изобутан	0,6588
<i>n</i> -Вутан	1,1879
Изопентан	0,3793
<i>n</i> -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 минус 70°С осуществляется по трёхадсорберной 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.

ПЕРМСКИЙ ГПЗ

Пермский ГПЗ 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.

Основные этапы развития Пермского ГПЗ

В 1960-е годы в Прикамье начала интенсивно развиваться добыча нефти, что привело к появлению больших объёмов 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 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) перешли 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, а в 2000 г. доля Пермского ГПЗ перешли к ПАО «ЛУКОЙЛ».

В 2000 г. введены в эксплуатацию установки 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 создаёт 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 депропанализации, 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 из 72 вагонов.

В результате проведённых 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%-го уровня утилизации попутного нефтяного газа.

В 2010 г. закончен монтаж установки одорирования сжиженного пропан-бутана технического (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 введён в эксплуатацию новый сырьевой парк сжиженных газов объёмом 2400 м³.

В начале 2014 г. была построена дожимная компрессорная станция. В связи с реорганизацией Общества 1 ноября 2014 г. объекты газопереработки ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка» вошли в состав ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» [6,7].

Директор ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» —
Анисимов Василий Иванович.



Директор ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
Василий Иванович АНИСИМОВ

В.И. Анисимов окончил Академию народного хозяйства им. Г.В. Плеханова.
С 1987 г. работает в нефтяной промышленности.
В 1998 г. возглавил строительство комплекса природоохранных объектов на «Волгограднефтепереработке».
С 2006 г. занимал пост первого заместителя генерального директора — главного инженера ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка».
В декабре 2011 г. В.И. Анисимов возглавил ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Пермский ГПЗ 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 аналогична I очереди, мощностью 440 млн м³/год.

В настоящее время Пермский ГПЗ функционирует в следующих направлениях: приём, транспортирование и переработка попутного нефтяного газа, транспортирование 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. Объёмы переработки сырья и выработки продукции на заводе представлены в табл. 4.

Данные по переработке нефтяного и жирного газа, ШФЛУ приведены с учётом объёмов, выработанных на топливном производстве Пермского НПЗ. Данные по производству приведены за минусом объёмов произведённых товарных нефтепродуктов, поставленных на предприятия внутри Группы для дальнейшей переработки.

Таблица 4
Переработка сырья и производство товарной продукции на Пермском ГПЗ [1]

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
Переработка нефтяного и жирного газа, млн м ³	548,5	582,3	554,3	467,6	720,0
Переработка природного газа, млн м ³	—	—	—	—	274,5
Переработка ШФЛУ, тыс.т	669,6	742,0	689,7	629,4	471,2
Товарная продукция					
Газы углеводородные сжиженные, тыс.т	753,0	878,2	806,4	689,0	830,9
Стабильный газовый бензин, тыс.т	39,0	38,6	27,8	34,2	2,5
Изопентан, тыс.т	6,7	33,9	36,4	42,5	—
Отбензиненный газ, млн м ³	398,6	405,0	397,0	333,5	513,1
Гидросульфит натрия, тыс.т	0,8	1,3	0,6	—	—

Таблица 5
Технологическая структура, состав и действующие мощности установок Пермского ГПЗ [5]

Технологический процесс	Мощность за год	Установка	Год ввода в действие/реконструкции
Компримирование, млн м ³	505	КС	1975
Установка сероочистки, млн м ³	1000	УСО	1973
Адсорбционная осушка, млн м ³	505	УОГ	1969
Пропановая холодильная установка, ккал/ч	1800500	ПХУ	1976
Низкотемпературная конденсация и ректификация, млн м ³	505	НТКР	1969
Утилизация кислых газов с получение гидросульфида натрия технического, тыс.т	11,6 (32% NaHS)	—	2008
Очистка от меркаптанов и сероводорода, тыс.т	300	Установка демеркаптанации	2000
Газофракционирование, тыс.т	1000	ГФУ-1	1969
Пожимная компрессорная станция, млн м ³	800	ДКС	2014

В табл. 5 представлена технологическая структура и мощности установок.

Ниже приведён состав газа (% мас.), поступающего на переработку на Пермский ГПЗ [6].

Сероводород	0,12
Кислород	0,36
Азот	14,2
Метан	26,79
Углекислый газ	0,15
Этан	26,78
Пропан	20,19
Изобутан	2,91
<i>n</i> -Бутан	5,67
Изопентан	1,29
<i>n</i> -Пентан	1,02
Гексан+	0,44
Плотность, кг/м ³	1,114

Проектная блок-схема Пермского ГПЗ приведена на рис. 2. Верхняя часть схемы — технологическая линия мощностью 500 млн м³/год по сырому газу, оборудование итальянской фирмы «Снампроджетти». Нижняя — технологическая линия отечест-

венного производства мощностью 440 млн м³/год по сырому газу.

После замера и сепарации ПНГ, газ поступает на установку очистки от кислых примесей, где от него отделяется сероводород и диоксид углерода. Очищенный от кислых примесей газ подаётся 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 подаётся на ГФУ, где разделяется на компоненты: пропан, изобутан, *n*-бутан, изопентан, *n*-пентан и стабильный газовый бензин. Все эти продукты подаются в парк сжиженных углеводородных газов (СУГ) и легко воспламеняющейся жидкости (ЛВЖ), где отгружаются в железнодорожные цистерны.

Действующая блок-схема предприятия для 1-й линии приведена на рис. 3.

Основное отличие от проектной схемы в том, что серосодержащий газ с установки аминовой очистки начали перерабатывать с получением гидросульфида натрия технического и после блока НТКР для ШФЛУ установили очистку от меркаптанов. При

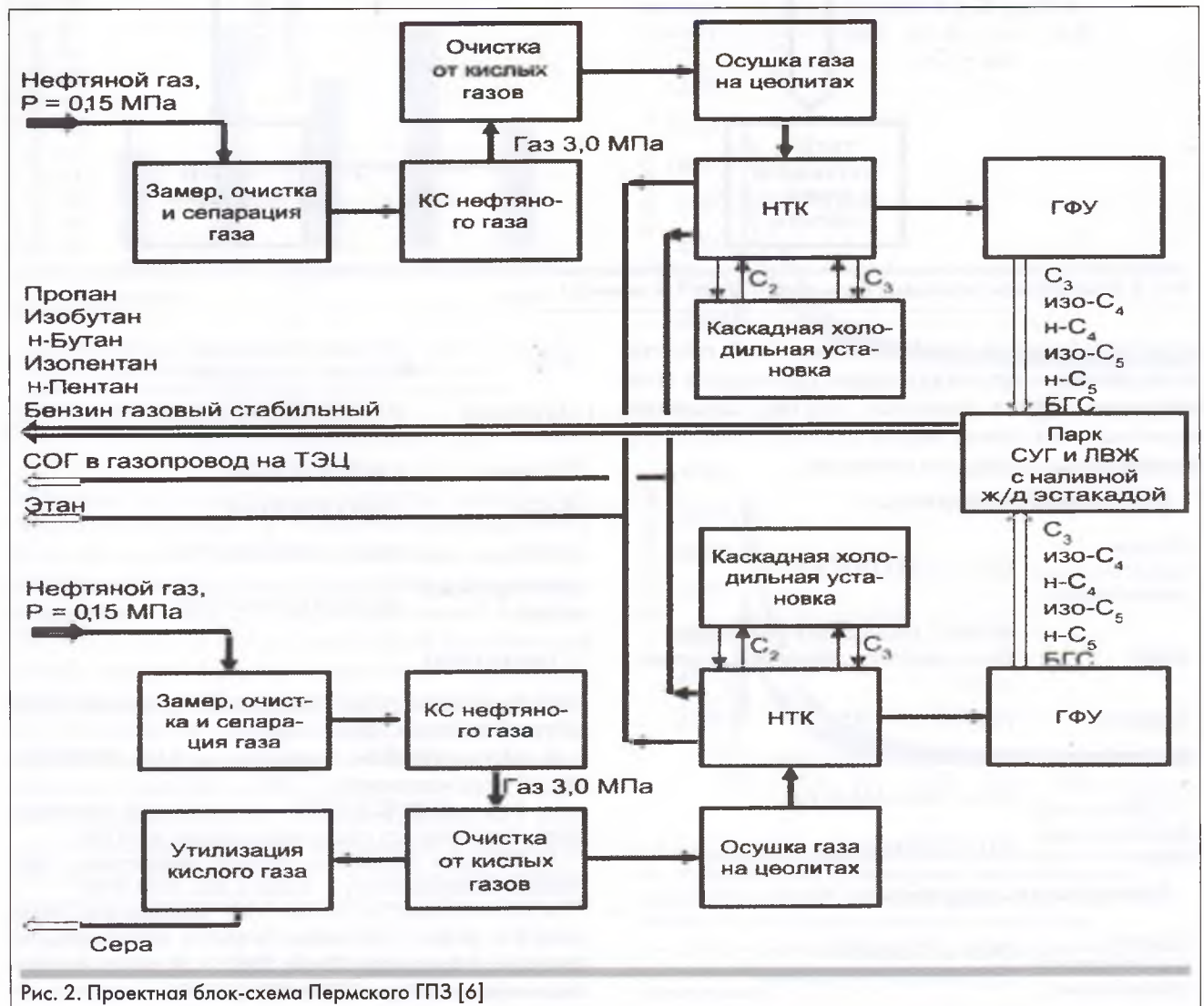


Рис. 2. Проектная блок-схема Пермского ГПЗ [6]

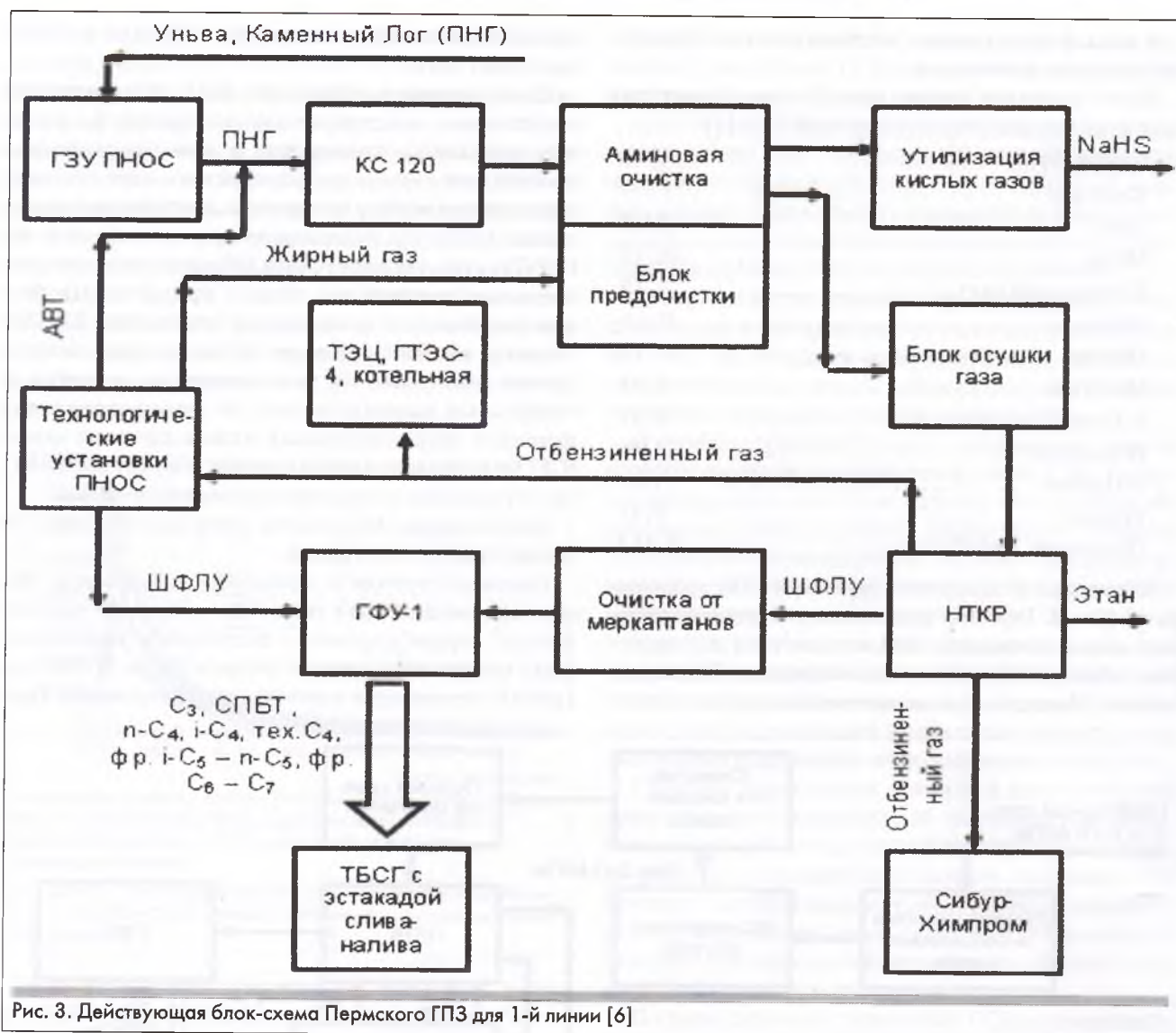


Рис. 3. Действующая блок-схема Пермского ГПЗ для 1-й линии [6]

этом производится сухой отбензиненный газ, этановая фракция, индивидуальные сжиженные углеводороды (пропан, изобутан, *n*-бутан, изопентан, *n*-пентан) и их смеси, бензин газовый стабильный, натрия гидросульфид технический.

Контактная информация:

Полное наименование организации: ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ»

Адрес: 403805, Российская федерация, Волгоградская область, г. Котово, а/я 5

Телефон: (84455) 4-71-82

Факс: (84455) 4-74-60

Сайт: <http://www.lukoil.ru/>

Электронный адрес: KGPZ@lukoil.com

Контактная информация:

Полное наименование организации: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Адрес: 614055, Пермь, ул. Промышленная, 98

Почтовый адрес: 614065, Пермь, шоссе Космонавтов, 61Б

Телефон: (342) 235-89-00

Факс: (342) 220-74-02

Сайт: <http://www.lukoil.ru/>

Электронный адрес: info@pngp.lukoil.com

ЛИТЕРАТУРА

1. ПАО «ЛУКОЙЛ». Справочник аналитика ПАО «ЛУКОЙЛ» 2015. — 2015. — 92 с.
2. ПАО «ЛУКОЙЛ». Годовой отчет ПАО «ЛУКОЙЛ» 2015. Всегда в движении. — 2015. — 307 с.
3. ООО «ЛУКОЙЛ-КГПЗ». Электронный источник: http://kgpz.lukoil.ru/main/static.asp?art_id=5734.
4. Наталья Абрамович. Работать эффективно. Действовать на перспективу // Волга и Дон. 5.03.2016.
5. Мельникова С.А., Хазова Т.Н., Черепова Е.Б., Голышева Е.А. Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации. Итоги 2010. — М.: ЗАО «Альянс-Аналитика», 2011. — С. 235-239, 259-266.

6. Аджиев А.Ю., Пуртов П.А. Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России. В 2 ч. Ч. 2. — Краснодар: ЭДВИ, 2014. — С. 112-117, 351-354.

7. Пермский газоперерабатывающий завод («ЛУКОЙЛ-Пермнефтегазпереработка»). Электронный источник: <http://wikimapia.org/28144694/ru>.

Присадки и смазочные материалы

УДК 665.7.038.3

ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ОКТАНОПОВЫШАЮЩИХ ПРИСАДОК В АО «АНХК»

И.Е. КУЗОРА, О.В. СТАРИКОВА, Ж.Н. АРТЕМЬЕВА, Д.А. ДУБРОВСКИЙ, А.А. ГАНИНА

АО «Ангарская нефтехимическая компания» — АО «АНХК», г. Ангарск

Являясь частью мирового сообщества, Россия обязана заботиться о том, чтобы её продукция соответствовала международным требованиям. В большой степени это касается нефтяных топлив, которые, с одной стороны используются в огромных количествах, составляющих десятки миллионов тонн в год, а с другой — являются источником выбросов экологически опасных продуктов сгорания [1].

Технический регламент таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» устанавливает требования к топливу в целях защиты жизни и здоровья человека, имущества, охраны окружающей среды, предупреждению действий, вводящих в заблуждение потребителей относительно его назначения, безопасности и энергетической эффективности. Экологический класс топлива — классификационный код (К2, К3, К4, К5) определяет значения показателей безопасности. Упомянутый регламент предусматривает переход Российской Федерации с 2016 г. на выпуск и применение автомобильных бензинов класса К5, существенное отличие которых состоит в том, что они не могут содержать в своём составе N-метиланилин (N-МА), а содержание серы снижено до уровня не более 10 ppm. В связи с этим появляется проблема обеспечения выпуска бензинов с требуемым значением октанового числа [2].

В России на многих НПЗ более 20-ти лет применяются антидетонационные добавки на базе N-метиланилина (N-МА) [3]. Часть российских НПЗ не подготовлена к производству качественного бензина, который сможет отвечать новым требованиям ТР ТС 013/2011 [4].

Для успешного решения экологических проблем, связанных с эксплуатацией автомобильного транс-

порта, требуется применение высокооктановых добавок и присадок в составе современных автомобильных бензинов [3].

В АО «АНХК» для определения возможности производства бензинов экологического класса Евро-5 с применением отечественных присадок была проведена работа по оценке их эффективности и поиску альтернативного варианта.

В качестве альтернативы N-МА были испытаны следующие образцы октаноповышающих добавок: «R&T@Octane» ТУ 0257-006-63538901-2014

Таблица 1
Компоненты октаноповышающих добавок

Компоненты	Содержание, % мас.	Класс опасности
<i>Октаноповышающая добавка «R&T@Octane»</i>		
Мета-толуидин (1-амино-3-метилбензол)	40-50	2
Орто-толуидин (1-амино-2-метилбензол)	25-35	2
Изобутанол (2-метилпропан-1-ол)	25-35	3
<i>Октаноповышающая добавка «Окта» E402</i>		
1-Амино-2,4-диметилбензол	60,0	3
4-Метокси-N-метилбензоламин	25,0	Данных нет
Аминобензол	12,44	2
Пропан-2-он	2,5	4
2,6-Бис (1,1-диметилэтил)-4-метилфенол	0,2-0,9	Данных нет
<i>Октаноповышающая добавка N-МА</i>		
N-метиланилин	100	2