3. *Яцимирский К.Б.* Комплексы металлов с макроциклами в катализе // Успехи химии. — 1990. — Т. 59, Вып. 12. — С. 1960-1971.

4. *Агагусейнова М.М., Джаббарова Н.Э.* Координационные соединения переходных металлов в катализе. — Баку: Элм, 2006. — 244 с.

5. *Masatsune Kainosho.* Hydroxylation and Epoxidation catalyzed by iron-porphine complexes. Oxygen transfer from Iodosylbenzene // J.Am.chem. SOC. — 1979. — V. 104, № 4. — P. 1032-1033.

6. *Groves I.T., Nemo T.E., Myers R.S.* Hydroxylation and Epoxidation catalyzed by Iron-porphine Complexes. Oxygen transfer from Iodosylbenzene // J.Am.chem. SOC. — 1979. — V. 101, № 4. — P. 1032.

УДК 622.279.23

Газоперерабатывающие предприятия России Статья 20. ПАО «Татнефть» и Миннибаевский газоперерабатывающий завод (управление «Татнефтегазпереработка»)

И.А. Голубева, Д.А. Мохова, Е.В. Родина

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

В предыдущих статьях были рассмотрены история создания, состояние и перспективы развития двух крупнейших нефтяных компаний РФ — ПАО «НК «Роснефть» и ПАО «НК «ЛУКОЙЛ» и принадлежащих этим компаниям газоперерабатывающих предприятий. Настоящая статья посвящена нефтяной компании ПАО «Татнефть» и входящему в структуру Управления «Татнефтегазпереработка» Миннибаевскому ГПЗ.

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.

История создания и развития ПАО «Татнефть»

История компании «Татнефть» берёт 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» им. В.Д. Шашина, а в конце 1990-х годов она формируется как вертикально интегрированная холдинговая компания, стратегическим направлением развития которой становится строительство Нижнекамского нефтеперерабатывающего завода (краткая информация о заводе представлена ниже).

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:

- нефтегазодобывающие предприятия;
- нефтегазоперерабатывающие производства (управление «Татнефтегазпереработка», Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО» и «Елховнефть»);
- нефтехимические производства (предприятия по производству технического углерода и по изготовлению шин, механический завод и другие);
- предприятия по реализации нефти, газа, нефтегазопродуктов и нефтехимии;
- блок сервисных структур.

На начало 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 объёму предыдущего года — 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».

Объём переработки в 2015 г. достиг 9,4 млн т, из них 9,2 млн т было переработано Комплексом «ТАНЕКО».

Генеральный директор ПАО «Татнефть» — *Маганов Наиль Ульфатович*.

Маганов Наиль Ульфатович
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 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. Крупнейшее месторождение — Ромашкинское, обеспечивающее основную долю нефтедобычи Компании (55,7% от общей добычи по ПАО «Татнефть» в 2015 г.). Ещё пять месторождений по данным на 2015 г. вносят свой основной вклад в текущую добычу: Ново-Елховское (9,7%), Бавлинское (4,2%), Сабанчинское (2,0%), Первомайское (1,3%), Бондюжское (1,0%).

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 два месторождения (Северо-Хаяхинское, Подверьюское) в Ненецком автономном округе.

Начиная с 2006 г. одним из стратегических направлений по расширению ресурсной базы и увеличению объёмов добычи стало освоение Татнефтью месторождений не только с запасами традиционной, но и сверхвязкой нефти на Ашальчинском месторождении.

Ашальчинское месторождение — одна из ведущих в РФ площадок по освоению трудноизвлекаемых нефтяных запасов. Геологические ресурсы месторождения согласно разным оценкам составляют от 1,4 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 её экспорт. По действующему законодательству для месторождений нефти с вязкостью более 10000 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 три 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 лёгких углеводородов (ШФЛУ), топливо маловязкое судовое, вакуумный газойль, нафта 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.

В 2016 г. планируется завершение строительно-монтажных работ и проведение работ по комплексному пробному пуску установок гидроочистки нафты, замедленного коксования с участком отгрузки кокса, изомеризации, сплиттера нафты, первого этапа комплекса получения ароматики.

В настоящее время ведётся строительство второй очереди ТАНЕКО — ещё одной установки по первичной переработке нефти ЭЛОУ-АВТ-6, пуск которой намечен на начало 2018 г. По завершении реализации проекта глубина переработки нефти составит 97%, выход светлых нефтепродуктов — 90% [4]. На 2016 г. запланированы пуск установок каталитического риформинга и изомеризации лёгкой нафты и начало выпуска автомобильных бензинов Регуляр-92 и Премиум-95 экологического класса Евро-5.

Сегодня НПЗ Комплекса является полноправным участником нефтеперерабатывающей отрасли России и производит высококонкурентную, экологически чистую продукцию, среди которой дизель-

ное 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 нефтяного сырья на ТАНЕКО на начало 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 широких фракций лёгких углеводородов с 63-х 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 м^3/год, а объём поставки попутного нефтяного газа на ГПЗ в этом же году — 795 млн м^3/год.

Управление «Татнефтегазпереработка» (УТНГП) основано в 2002 г. путём слияния трёх 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, газоперерабатывающий завод 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 или сухого отбензиненного газа и реконструкция Миннибаевской установки сероочистки с целью доведения производительности до 200 млн м^3/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 гг. начальником Управления «Татнефтегазпереработка» был *Закиев Фарит Адипович* (в настоящее время генеральный директор ОАО «Миннибаевский ГПЗ»). Затем на эту должность был назначен *Шарипов Ильшат Анасович*, который является руководителем по настоящее время.

Шарипов Ильшат Анасович
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. переведён 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 гг. работал главным технологом НГДУ «Альметьевнефть».
С 2014 г. по настоящее время — начальник Управления «Татнефтегазпереработка»

Миннибаевский газоперерабатывающий завод

Миннибаевский газоперерабатывающий завод — единственный завод ПАО «Татнефть», осуществляющий переработку нефтяного газа месторождений Республики Татарстан и ШФЛУ. Расположен Миннибаевский ГПЗ в посёлке городского типа Нижняя Мактама Альметьевского района.

Уровень переработки ПНГ на заводе поддерживается на постоянном уровне и составляет не менее 95%. Такой показатель соответствует нормам утилизации

Рис. 1. ГФУ-300 на Миннибаевском ГПЗ

ПНГ, установленным на территории РФ согласно постановлению правительства № 1148 от 08.11.2012 г. «Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». Благодаря стабильной работе УТНГП ПАО «Татнефть» имеет один из самых высоких показателей среди нефтяных компаний РФ по использованию попутного нефтяного газа (опережает ПАО «Татнефть» по утилизации ПНГ только ОАО «Сургутнефтегаз», показатель которого составляет 97%.)

На **рис. 1** представлена установка разделения газа ГФУ-300, поступающего на Миннибаевский ГПЗ, на индивидуальные компоненты.

Генеральный директор Миннибаевского ГПЗ — *Фарит Адипович Закиев*.

Закиев Фарит Адипович
Генеральный директор Миннибаевского ГПЗ

Ф.А. Закиев родился 22 января 1952 г. в селе Тумутук Азнакаевского района ТАССР.
В 1975 г. окончил Казанский химико-технологический институт им. Кирова по специальности «Химическая технология переработки нефти и газа», в 2000 г. — Академию народного хозяйства при Правительстве РФ, в 2003 г. — Институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов Министерства энергетики РФ.
С 1979 по 1987 гг. — начальник установки цеха подготовки и перекачки нефти НГДУ «Лениногорскнефть».
В 1991-1995 гг. — начальник ПО по сбору, комплексной подготовке и транспортировке нефти и газа ОАО «Татнефть».
1995-2001 гг — главный технолог-начальник отдела подготовки нефти и газа ОАО «Татнефть».
2002-2014 гг. — начальник управления «Татнефтегазпереработка» ОАО «Татнефть».
В 2014 г. по настоящее время — генеральный директор Миннибаевского ГПЗ

Основные этапы становления и развития Миннибаевского ГПЗ

История Миннибаевского ГПЗ ведёт отсчёт 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 м^3/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 днём рождения завода.

В 1959 г. введена II очередь Миннибаевского ГПЗ (завод 3,4) по схеме масляной абсорбции (МАУ-3, МАУ-4) мощностью 471 млн м^3/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, УНТР-6) с пропановым охлаждением. Мощность установки составила 1180 млн м^3/год. Имеются также установки по разделению ШФЛУ (ГФУ-5, ГФУ-6).

В 1966 г. пущена IV очередь (завод 7,8) по схеме низкотемпературной ректификации (УНТР-7, УНТР-8) с пропановым охлаждением. Мощность установки — 3000 млн м^3/год. Имеются также установки по разделению ШФЛУ (ГФУ-7, ГФУ-8).

В 1973 г. введена в эксплуатацию V очередь (завод 9) по схеме низкотемпературной конденсации-ректификации (УНТКР) с пропановым и этановым охлаждением. Мощность составляет 1040 млн м^3/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 м^3/год. В качестве абсорбента на установке сероочистки (УСО) используется 10-20%-й водный раствор моноэтаноламина (МЭА). Помимо аминовой очистки блок УСО имеет в своём составе блок сепарации, компрессорную станцию с площадкой охлаждения, блок получения элементарной серы, блок теплоносителя и вспомогательные блоки.

В 1983 г. пущена в эксплуатацию установка очистки высокосернистого газа от сероводорода мощностью 140 млн м^3/год с получением элементарной серы на Миннибаевском центральном сборном пункте (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 2003 г. осуществлён ввод в эксплуатацию новой ГФУ мощностью 300 тыс.т/год по ШФЛУ.

В 1995 г. введена в эксплуатацию установка очистки высокосернистого газа низкого давления мощностью 60 млн м^3/год с получением серы по методу Клауса. На этой установке в качестве абсорбента используется 34%-й водный раствор метилдиэтаноламина (МДЭА). Проект и поставка оборудования выполнена фирмой MaloneySteelLTD (Канада). В 1996 г. на установке очистки высокосернистого газа получена первая партия элементарной серы.

В 2006 г. введён в эксплуатацию блок по очистке высокосернистого газа мощностью 100 млн м^3/год.

В 2010 г. запущена криогенная установка по глубокой переработке сухого отбензиненного газа с выработкой этана и удалением азота. Мощность новой установки — 395 млн м^3/год. Криогенная технология по глубокой переработке сухого отбензиненного газа (СОГ) позволяет получать различные виды товарного газа и обеспечивать удаление азота при увеличении глубины отбора этановой фракции до 91% от его потенциала в нефтяном газе [7].

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 приёма 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, обладающую высоким качеством.

Сырьевая база, производство и основные виды продукции

Сырьём для основного производства ОАО «Миннибаевский ГПЗ» служат попутный нефтяной газ и нестабильный бензин, поставляемый с предприятия ПАО «Татнефть», а также ШФЛУ, поступающая с Оренбургского ГПЗ. Следует отметить, что существует ограниченность приёма ШФЛУ с Оренбургского ГПЗ. Это связано с тем, что поставка производится через Туймазинский и Шкаповский ГПЗ, которые работают на этом же сырье. Падение объёмов нефтедобычи в местных регионах влечёт за собой увеличение потребления привозного сырья из районов Западной Сибири.

Компонентный состав попутного нефтяного газа, поступающего на завод, и параметры ПНГ на входе Миннибаевского завода, % мас., представлен ниже [8]:

Диоксид углерода	1,0
Кислород	0,06
Азот	13,26
Метан	22,77
Этан	19,41
Пропан	23,56
Изобутан	3,7
н-Бутан	8,55
Изопентан	3,12
Нормальный пентан	2,73
Гексан и выше	1,84
Сероводород	0,03-0,60

Как видно из приведённых данных, газ, поступающий на завод, высокосернистый, поэтому необходима очистка от сероводорода для его дальнейшей переработки. 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 — сырьё 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**.

Установка сероочистки сырого газа. Установки сероочистки мощностью 60 и 100 млн м^3 имеют в своём 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 25-32%-м водным раствором МДЭА.

Установка сероочистки ПНГ. Очистку газа на установке УСО-1 проводят с помощью 10-20%-го водного раствора МЭА. Полученный при регенерации амина кислый газ поступает на установку Клауса, где путём термокаталитического окисления сероводорода 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 лёгкий 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 ДЭГи МЭА. Далее газ освобождается от влаги в осушителях, заполненных силикагелем и цеолитом до температуры -80°С.

Установка низкотемпературной конденсации и ректификации. Для обеспечения этой установки

Основные установки Миннибаевского ГПЗ и их мощности

Технологический процесс	Установка	Год ввода	Мощность, млн м^3/год
Очистка высокосернистого газа от кислых газов — от H_2S, частично от CO_2	Установка сероочистки сырого газа (УСО-1)	1979	1000,0
	Установка очистки высокосернистого ПНГ (УСО-60)	1995	60,0
	Установка сероочистки (на Миннибаевском ЦПС)	1983	140,0
	Установка очистки высокосернистого ПНГ	2006	100,0
Компримирование сырого газа для дальнейшей переработки	Компрессорная станция	1966	1100,0
Осушка после компримирования и очистка от CO_2	Установка очистки и осушки газа	1973	975,0
Выделение из газа этана и жидких углеводородов	Установка низкотемпературной конденсации и ректификации	1973	975,0
Получение индивидуальных углеводородов	ГФУ-2	1966	252,0
	ГФУ-300	2010	320,0
Глубокая переработка сухого отбензиненного газа	Криогенная установка	2010	395,0

холодом используется каскадная холодильная установка, оснащённая 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 C_2-C_7.

Газофракционирующие установки. Газофракционирующие мощности Миннибаевского ГПЗ представлены ГФУ-2 и ГФУ-300, которые предназначены для разделения ШФЛУ 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 пентана и пентан-изопентановой фракции. Появилась возможность перерабатывать весь объём 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 1,5 раза — с 90 до 140 тыс.т в год, выработка сухого газа — до 198 млн м^3. Ввод установки позволил увеличить поставки этана на «Казаньоргсинтез», который нарастил мощности по производству этилена до 640 тыс.т в 2010 г.

Разработчики технологии — американская фирма «Галсби Инжиниринг», которая осуществила и поставку оборудования.

Новая криогенная установка обладает технологией получения глубокого холода (-183,7°С) и его повторного использования, и высокой степенью автоматизации, является единственной в России **(рис. 2)**.

Продукция, выпускаемая Миннибаевским 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. Далее представле-

Рис. 2. Криогенная установка по глубокой переработке сухого отбензиненного газа

на номенклатура выпускаемого на Миннибаевском ГПЗ сырья и его объёмы за 2014 г. [9].

Отбензиненный газ, млн м^3	262,66
Жидкие продукты, тыс.т, всего	661,49
Сжиженный газ, тыс.т	440,01
В том числе:	
пропановая фракция, тыс.т	264,93
изобутановая фракция, тыс.т	47,65
фракция нормального бутана, тыс.т	127,43
изопентановая фракция, тыс.т	21,27
Стабильный газовый бензин, тыс.т	200,21
Этан, тыс.т	171,06
Сера, тыс.т	5,92
Азот, тыс.м^3	1069,73
Кислород, тыс.м^3	321,12

До ввода в эксплуатацию Казанского завода органического синтеза Миннибаевский завод поставлял свою продукцию коммунально-бытовому хозяйству Республики Татарстан, некоторых 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 «Нижнекамскнефтехим» (нормальный бутан, изобутан, ШФЛУ собственной выработки и стабильный газовый бензин). Бытовым потребителям завод поставляет смесь пропана и изобутана для использования в качестве топлива, а комовую серу реализует в АО «Химический завод им. Л.Я. Карпова».

В завершение данной статьи, посвященной ПАО «Татнефть» и его структурному подразделению ОАО «Татнефтегазпереработка», приводим информацию по проектам и реконструкциям, которые реализовала Компания с целью улучшения показателей функционирования газового сектора Холдинга.

В прошлом десятилетии ПАО «Татнефть» много сделало для увеличения объёмов поставок попутного нефтяного газа на ГПЗ: на Миннибаевский ГПЗ были переориентированы газовые потоки (до 35 млн м^3/год) Бавлинской зоны, традиционно перерабатывавшиеся на ТуймазинскомГПЗ в Башкирии. Для этого в 2003 г. был построен 90-километровый газопровод Бавлы–Миннибаево, а также проложен 60-километровый газопровод для поставки 10 млн м^3/год газа с Матросовского месторождения. Ещё до 7 млн м^3/год обеспечил отказ от применения попутного газа (с заменой его природным) в качестве топлива на установках подготовки нефти в районах, где хорошо развита газосборная сеть [10].

Благодаря наличию Миннибаевского ГПЗ, входящего в структуру управления «Татнефтегазпереработка», ПАО «Татнефть» перерабатывает не менее 95% от добываемого попутного нефтяного газа в год.

Удерживать такой показатель на требуемом правительством уровне и 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 удалённых и малодебитных объектах. Это позволит Татнефти довести уровень использования ПНГ до 97,6%.

В настоящее время Татнефть ведёт 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 объёмов сероводородсодержащего газа с Кичуйской и Акташской установок подготовки высокосернистой нефти (УПН), а также для снижения давления на пунктах сепарации газа НГДУ Елховнефть.

Для увеличения мощностей по очистке газа Татнефть к 2016 г. завершила реализацию проекта по повышению производительности Миннибаевской установки сероочистки (УСО).

Контактная информация:

Полное наименование организации:	*ОАО «Миннибаевский газоперерабатывающий завод»*
Адрес/почтовый адрес:	*423400, г. Альметьевск-10, р.п. Нижняя Мактама*
Телефон:	*(8553) 25-82-11, 25-68-33, 39-46-14*
Факс:	*(8553) 31-82-80*
Сайт:	*http://www.tatcenter.ru/enterprises/124/9670/*
Электронный адрес	*mgpz@vkptus.oilnet.ru*

ЛИТЕРАТУРА

1. История Группы Татнефть. Интернет-ресурсы: 26.06.2016 г. http://www.tatneft.ru/o-kompanii/istoriya-gruppi-tatneft/?lang=ru.

2. Годовой отчет ПАО «Татнефть» за 2015 год. Интернет-ресурсы: 05.09.2016 г. http://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/7b015fcff5f44cdcc6b1373b537161c29397b5ac.pdf.

3. *Наиль Маганов, Наиль Ибрагимов, Раис Хисамов* и др. Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти // Oil & Gas Journal Russia, июнь/июль 2015. — С. 60-63.

4. *Антон Субботин* «Танеко»: от замысла до воплощения // Нефть и жизнь. — 2015. — № 6 (98). — С. 15-18.

5. История Управления «Татнефтегазпереработка». Интернет-ресурсы: 26.06.2016 г. http://tngp.tatneft.ru/istoriya/?lang=ru.

6. *Фасхутдинов К.Ф.* Возникновение и развитие нефтехимической промышленности в Татарской АССР //

Вестник Казанского технологического университета. — 2013. — № 24, Т. 6. — С. 129-132.

7. Управление «Татнефтегазпереработка». Интернет-ресурсы: 30.06.2016 г. http://www.himtrade.ru/passport-description-966.htm.

8. *Аджиев А.Ю., Пуртов П.А.* Подготовка и переработка попутного нефтяного газа в России. Ч. 2. — Краснодар: ЭДВИ, 2014. — С. 239-245.

9. ОАО «Татнефть». Годовой отчет за 2014 год. С. 18. Интернет-ресурсы: http://www.tatneft.ru/storage/block_editor/files/ba51e4029f7060e3da0bdf500fbf4389bef10a86.pdf.

10. *Лапидус А.Л., Голубева И.А.* Попутный нефтяной газ: проблемы утилизации и экологии // Технологии нефти и газа. — 2013. — № 1 (84). — С. 12-17.

Присадки и смазочные материалы

УДК 621.89.097.2

Подбор композиции присадок к моторному маслу для бензиновых двигателей

Г.Г. НЕМСАДЗЕ, Б.П. ТОНКОНОГОВ, И.К. ЮНИСОВ, В.Д. МАЛЫХИН, А.Н. ПЕРВУШИН

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина; 25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России, ЗАО «НАМИ-ХИМ»

В настоящее время актуальна задача по импортозамещению компонентов при разработке новых рецептур современных моторных масел. Подбор композиции присадок на стадии разработки моторного масла связан, прежде всего, с удовлетворением требований к моющим свойствам разрабатываемого масла. Одновременно должны приниматься во внимание влияние сочетаний присадок разного типа и химического состава на диспергирующие, антиокислительные, нейтрализующие и противоизносные свойства, а также соотношение между щёлочностью моющих присадок и достигаемым положительным эффектом. Композицию присадок к моторному маслу можно сформировать, используя один детергент, но на практике в неё почти всегда вводят комбинацию детергентов и дисперсантов. Комбинируя присадки разных типов, получают композицию с оптимальными свойствами.

К этим свойствам относятся: исходная эффективность моющего действия, характеризуемая уменьшением загрязнённости поршня при проведении испытания в моторной установке в сравнении с загрязнённостью при испытании масла без присадок в течение одинаковых промежутков времени; удельная эффективность, рассчитываемая как отношение исходной эффективности к содержанию металла присадки в масле; скорость убывания эффективности моющего действия по мере накопления в масле продуктов старения и срабатывания [1,2].

Территория Российской Федерации включает в себя различные климатические зоны, в том числе и с суровым резко континентальным климатом. Поэтому в России широко применяются всесезонные загущённые масла. В ранее проведённых исследованиях был осуществлён подбор загущающей полимерной присадки для масла класса 10W-40 по SAE категории SL по API, а также проведена сравнительная оценка индивидуальных фенолятных и сульфонатных присадок отечественного и зарубежного производства, растворённых в базовой основе, содержащей 45% средневязкого и 25% вязкого масляных компонентов I группы, а также 30% изопарафинового базового масла VHVI-4 (III группа по API) [3,4].

С целью снижения зольности и улучшения диспергирующих свойств подбираемой композиции были исследованы сочетания присадок сукцинимидного типа. Для этого в компаундированную основу вводились в суммарной концентрации 1,5% мас. смеси борированного (С5АБ) и высокомолекулярного (С5А марки «В») сукцинимидов производства СООО «ЛЛК-Нафтан». Свойства этих смесей исследовались в условиях высокотемпературного каталитического окисления (ВКО). Сущность метода испытаний заключалась в окислении масла при повышенных температурах при каталитическом воздействии материала окислительной ячейки лабораторной установки ВКО и вращающегося погружённого в неё стержня этой установки. Испытания проводились при следующем режиме: температура — 230°С; время испытания — 1 ч; частота вращения стержня — 2700 мин$^{-1}$; масса масла в стакане — 20 г; катализаторы — алюминий (стержни) и сталь (стаканы).

Критерием оценки термоокислительных превращений в условиях ВКО служило изменение кинематической вязкости при 40°С. Дополнительно оценивалось снижение величины pH раствора образца в растворителе, используемом для определения кис-