

Химия и технология топлив и масел

2⁽⁵⁴⁶⁾ '2008

Научно-технический журнал
Издаётся с 1956 года
Выходит один раз в два месяца

Учредители

Министерство
промышленности и энергетики
Российской Федерации

Российский государственный
университет нефти и газа
им. И. М. Губкина

Ассоциация
нефтепереработчиков
и нефтехимиков

Всероссийский
научно-исследовательский
институт по переработке нефти

Главный редактор
А. И. Владимиров

Редакционная коллегия

И. Б. Грудников
Л. Е. Злотников
Ю. Л. Ищук

И. П. Карлин
Г. И. Коледова
В. Л. Лашхи
А. Лукса

Б. К. Нефедов
Е. Д. Радченко
В. А. Рябов
Е. П. Серегин
Б. П. Туманян

(зам. главного редактора)
И. Г. Фукс

Издаётся в Российском
государственном университете
нефти и газа им. И. М. Губкина

Содержание

Ф. И. Сердюк. 55 лет ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	3
А. И. Ёлшин. Инвестиционная деятельность — основа создания современного высокоэффективного производства	5
Ф. И. Сердюк, Г. Л. Диденко, А. Л. Петрова. От менеджмента качества к качеству менеджмента	9
В. М. Могилевич, Е. И. Шустер. Организация природоохранной деятельности	12
В. М. Моисеев, М. В. Замятин. Планирование производственного процесса с использованием методов линейного программирования	15
Б. Н. Махонькин, С. В. Мухин, В. П. Колмаков, А. М. Кузнецов, В. К. Погодин. Мониторинг технического состояния — путь повышения безопасности оборудования	17
В. Ю. Мантуров, С. В. Подасов, В. А. Кровяков. Единое информационное пространство в оперативном управлении производством	21
В. Б. Майлер. Автоматизация и метрологическое обеспечение производства	25
И. В. Павлов, Л. А. Поняев, Е. В. Казулина, Ж. Ю. Гусакова. Применение гидрогенизационных процессов в производстве базовых масел	27
А. И. Ёлшин, Б. З. Соляр, Л. Ш. Глазов, И. М. Либерзон, В. М. Моисеев, И. В. Кукс, И. Е. Кузора, Д. А. Сергеев, И. Е. Сидоров, В. М. Зарубин, А. С. Грибок. Опыт эксплуатации реконструированной установки каталитического крекинга в составе комплекса ГК-3	29
В. М. Моисеев, И. Е. Сидоров, В. Б. Марышев, В. Н. Можайко, В. И. Гурдин, В. В. Гутер. Риформинг на новых катализаторах — РБ-33У и РБ-44У	31
И. Е. Кузора, В. П. Томин, В. А. Микишев, А. Н. Полетаев, А. И. Казачков, Д. А. Сергеев, В. А. Кабышев. Технологии производства компонентов современных автомобильных бензинов	33
И. В. Кукс, И. Е. Кузора, И. Д. Резниченко, Р. Р. Алиев, Д. А. Сергеев, М. И. Целютина, В. И. Гурдин, В. И. Ануфриев, Р. В. Романов, А. В. Комиссаров. Производство экологически чистых дизельных топлив на реконструированной установке Л-24/6	36
В. Ю. Абрамов, Н. П. Деканова, А. Н. Ильин, П. В. Хан, В. В. Хан. Диагностика теплотехнических свойств объектов нефтехимического производства	39
С. Г. Кращук, В. Г. Обухов, Р. М. Раскулов, А. В. Кондаков, В. Я. Киевский, М. Х. Ямпольская, О. В. Дубровина, С. Ф. Гаврилова, В. А. Ефимов, А. В. Маркосова, М. В. Акимов, А. И. Калошин. Повышение эффективности первичной переработки нефти	43
И. В. Лубинский, Е. А. Макаревич. Направления развития производства полимерной продукции	47
И. Д. Резниченко, Л. Г. Волчатов, Р. Р. Алиев, М. И. Целютина, О. М. Посохова, А. П. Бочаров. Новые разработки катализаторов в ОАО «АЗКиОС» и их внедрение в производство	49
А. Н. Тимофеев, Н. В. Токарев. Опыт изготовления и ремонта оборудования в ОАО «ВОСТСИБМАШ»	53

Chemistry and Technology of Fuels and Oils

2⁽⁵⁴⁶⁾'2008

Свидетельство о регистрации
№ 01441.

Выдано 4 августа 1992 г.
Министерством печати
и информации
Российской Федерации

Издаётся в США фирмой
«Springer Science + Business Media, Inc.»

Редактор:

С. Е. Шанурина

Компьютерный набор,
графика и верстка

В. В. Земсков

Адрес редакции:

для переписки: 119991,
ГСП-1, Москва, В-296,
Ленинский просп., 65,
РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина,
редакция «ХТТМ»;

для визитов: Москва,
Ленинский просп., 65,
корп. 2, этаж 7.

Телефон/факс: (499) 135-8875
e-mail: htm@list.ru

Формат 60 x 84 1/8.
Бумага мелованная и офсетная.
Печать офсетная.
Усл. печ. л. 7.
Тираж 1350 экз.

Contents

<i>F. I. Serdyuk.</i> 55 Years of the Angarsk Petrochemical Company, Ltd	3
<i>A. I. Yolshin.</i> Investment Business as a Basis of Creation of the Modern Cost Effective Production	5
<i>F. I. Serdyuk, G. L. Didenok, and A. L. Petrova.</i> From a Quality Management to a Quality of Management	9
<i>V. M. Mogilevich and E. I. Shuster.</i> The Environmental Activity Arrangement	12
<i>V. M. Moiseev and M. V. Zamyatin.</i> Production Scheduling with the Linear Programming Methods	15
<i>B. N. Makhon'kin, S. V. Mukhin, V. P. Kolmakov, A. M. Kuznetsov, and V. K. Pogodin.</i> Technical State Monitoring as a Way to Increase the Equipment Safety	17
<i>V. Yu. Manturov, S. V. Podausov, and V. A. Krovyakov.</i> Common Information Space in a Day-to-Day Management of Production	21
<i>V. B. Mailer.</i> Automation and Metrological Provision of Production	25
<i>I. V. Pavlov, L. A. Ponyaev, E. V. Kazulina, and Zh. Yu. Gusakova.</i> Use of Hydrogenation Processes in a Base Oil Manufacture	27
<i>A. I. Yolshin, B. Z. Soljar, L. Sh. Glazov, I. M. Liberzon, V. M. Moiseev, I. V. Kuks, I. E. Kuzora, D. A. Sergeev, I. E. Sidorov, V. M. Zarubin, and A. S. Gribok.</i> Experience in Operating a Revamped Catcracking Unit as a Part of the GK-3 Complex	29
<i>V. M. Moiseev, I. E. Sidorov, V. B. Maryshev, V. N. Mozhaiko, V. I. Gurdin, and V. V. Guter.</i> Reforming with New RB-33U and RB-44U Catalysts	31
<i>I. E. Kuzora, V. P. Tomin, V. A. Mikishev, A. N. Poletaev, A. I. Kazachkov, D. A. Sergeev, and V. A. Kabyshev.</i> Know-How of Components for Modern Automobile Gasoline	33
<i>I. V. Kuks, I. E. Kuzora, I. D. Reznichenko, R. R. Aliev, D. A. Sergeev, M. I. Tselyutina, V. I. Gurdin, V. I. Anufriev, R. V. Romanov, and A. V. Komissarov.</i> Manufacture of Ecologically Pure Diesel Fuel at the Revamped L-24/6 Unit	36
<i>V. Yu. Abramov, H. P. Dekanova, A. N. Il'in, P. V. Khan, and V. V. Khan.</i> Thermotechnical Property Diagnostics of the Petrochemical Production Objects	39
<i>C. G. Krashchuk, V. G. Obukhov, R. M. Raskulov, A. V. Kondakov, V. Ya. Kievskii, M. Kh. Yampolskaya, O. V. Dubrovin, S. F. Gavrilova, V. A. Efimov, A. V. Markosova, M. V. Akimov, and A. I. Kaloshin.</i> Increase in Efficiency of Preprocessing Oil Refining	43
<i>I. V. Lubinskii and E. A. Makarevich.</i> Trends in Expansion of Polymer Produce Manufacture	47
<i>I. D. Reznichenko, L. G. Volchatov, R. R. Aliev, M. I. Tselyutina, O. M. Posokhova, and A. P. Bocharov .</i> New Elaboration of Catalysts in AZKiOS (Angarsk Plant of Catalysts and Organic Synthesis) and its Manufacturing Application	49
<i>A. N. Timofeev and H. V. Tokarev.</i> Experience in Manufacture and maintenance of equipment at VOSTSIBMASH LTD	53

Ф. И. Сердюк, генеральный директор

55 лет ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Начав свой путь в середине прошлого века, Ангарская нефтехимическая компания сегодня уверенно движется вперед.

Строительство в конце 40-х годов Ангарского комбината-16 (так тогда называлась компания) послужило мощным импульсом для дальнейшего роста промышленного потенциала Восточной Сибири. Комбинат стал плацдармом для создания новых предприятий, развития промышленной инфраструктуры богатейшей по своим запасам Иркутской области.

В его истории как в зеркале отразилась послевоенная история страны, ставившей в число первоочередных задач создание мощного военно-оборонного комплекса на восточном направлении.

Постановление правительства о создании комбината искусственного жидкого топлива на базе черемховских углей было принято в сентябре 1945 г., но еще в мае этого же года прибыл первый эшелон с немецким оборудованием, полученным СССР в счет репараций. В июне 1945 г. организовалась дирекция строящегося завода №16. Далее последовали организация Ангарского управления строительства АУС-16, строительство ТЭЦ-1 и заводов: ремонтно-механического, полукоксования, газового, гидрирования, нефтеперерабатывающего, азотных удобрений, полимеров, бытовой

химии... За считанные годы на том месте, где шумело «зеленое море тайги», был воздвигнут мощный комбинат, во многом определивший дальнейшее развитие области.

Не случайно производственное объединение «Ангарскнефтеоргсинтез» было удостоено высших правительственных наград: ордена Трудового Красного Знамени (1966 г.) и ордена Ленина (1976 г.). Такие награды вручались только за выдающиеся заслуги перед страной. И заслуги были: здесь, на ангарской площадке, был построен целый ряд уникальных производств, объединенных общим понятием — нефтехимия. По объемам нефтепереработки объединение долгие годы оставалось лидером отрасли, а многие виды выпускаемой им продукции отмечались Знаком качества.

Самыми уникальными на комбинате были и остаются его кадры. Сегодня, подводя итоги, надо обязательно отметить, что в разные годы работы комбината более 5500 нефтехимиков были награждены государственными наградами СССР, в том числе орденами Ленина, Трудового Красного Знамени, Трудовой Славы, Октябрьской революции, «Знак Почета». Пяти нефтехимикам — **Петру Косикову, Виктору Говорину, Евгению Радченко, Игорю Теплякову, Евгению Кулеву** присвоено звание Героев Социалисти-



ческого Труда. Имена первостроителей, нефтехимиков первых пятилеток комбината, таких как **Николай Плаксин, Семен Бурдаков, Роберт Зурабов, Петр Жаднов, Борис Блудов, Даниил Оречкин, Сурен Погосянц, Яков Геллер, Виктор Корнус, Борис Зырянов** и многие другие, вписаны в историю компании, города, страны.

Современная история Ангарской нефтехимической компании (АНХК) — это трудный и напряженный поиск своего места в сложных условиях создающейся рыночной экономики. В самые тяжелые годы, которые пришлось на вторую половину 1990-х годов, компания сумела выжить, сохранив и уникальные технологии, и уникальные кадры. Смена собственников далеко не всегда способствовала эффективному развитию производств, но в мае 2007 г. АНХК вошла в состав государственной нефтяной компании «Роснефть». Ангарские нефтехимики воспринимают эту перемену как знаковую и связывают с государственной компанией надежды на динамичное развитие всех производств.

Сегодня АНХК по-прежнему имеет особый статус как для города Ангарска, так и для Иркутского региона. Она буквально встроена в экономику области не только финансовыми, но и едиными производственными схемами. Перерабатывая ежегодно более 9 млн. т нефти, компания является крупнейшим производителем топлив и смазочных материалов, полностью обеспечивает потребности в топливе Иркутской области и Дальнего Востока.

По объемам переработки АНХК входит в десятку крупнейших нефтеперерабатывающих предприятий страны. Она производит весь ассортимент нефтепродуктов — автомобильные бензины, дизельное топливо, авиационные керосины, масла, битумы, мазут, кокс, а также продукты нефтехимии — серную кислоту, метанол, амины, спирты бутиловые, метил-трет-бутиловый эфир и другие виды продукции.

Компания и ее дочерние предприятия обеспечивают работой более 13 тысяч ангарчан. Еще около 40 тысяч трудятся на смежных производствах, в сервисных и подрядных организациях. Доходная часть бюджета Ангарска с двухсоттысячным населением на треть состоит из поступлений АНХК, а доля АНХК в бюджете Иркутской области с населением 2,8 миллиона человек составляет не менее 11%.

Стабильная работа компании вот уже 55 лет определяет экономическую стабильность всего Приангарья.

Нынешнее поколение ангарских нефтехимиков достойно продолжает славные традиции своих

предшественников. Коллектив АНХК успешно справляется с сегодняшними задачами и уверенно смотрит в будущее. Компания из года в год увеличивает инвестиции в обновление и модернизацию производств, внедрение новых технологий, решение вопросов экологической и промышленной безопасности.

Особое внимание в АНХК уделяется реализации природоохранных мероприятий. За последние пять лет, несмотря на увеличение объемов переработки и отгрузки нефти, выбросы загрязняющих веществ в атмосферу снижены более чем на 10%. С 2005 г. в компании разрабатывается и внедряется интегрированная система менеджмента (ИСМ) качества, экологии, профессиональной безопасности и охраны труда, соответствующая требованиям международных стандартов ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 и учитывающая дополнительные требования ISO/TS 29001:2003. В 2007 г. проведены анализ и сертификация ИСМ.

Третий год подряд АНХК становится лауреатом и дипломантом престижного всероссийского конкурса «Сто лучших товаров России», что подтверждает высокое качество выпускаемой ею продукции. Так, в 2007 г. золотым логотипом конкурса отмечен спирт бутиловый нормальный технический марки А, серебряным — масла моторные для дизельных двигателей марок М-14ДЦЛ20 и М-14ДЦЛ30; топливо дизельное арктическое А-0,2; рабочая жидкость РЖ-3 для электроэрозионных станков. В 2006 г. АНХК была дипломантом и лауреатом по пяти видам продукции, в 2005 г. — по семи видам.

Залогом конкурентоспособности предприятия по-прежнему остаются его высококвалифицированные кадры. Более 58% всех работающих — специалисты с высшим и среднеспециальным образованием. На ключевых должностях предприятия трудятся 2 доктора и 20 кандидатов наук. С 2004 г. работники ОАО «АНХК» участвуют в ежегодном всероссийском конкурсе «Инженер года», проводимом в двух версиях: «Инженерное искусство молодых» и «Профессиональные инженеры». Трижды работники компании становились лауреатами конкурса. Восемь работников получили сертификаты «Профессиональный инженер России».

55 лет — это значительная веха в истории компании, но уверен — все лучшее еще впереди. Поздравляя всех нефтехимиков с юбилеем, хочу заметить, что юбилей — это не только замечательный праздник, это и осмысление пройденного, смотр сил и возможностей, большие планы на будущее.

А. И. Ёлшин

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Инвестиционная деятельность — основа создания современного высокоэффективного производства

Описаны итоги инвестиционной деятельности ОАО «АНХК» за последние пять лет, программа перспективного развития предприятия, основные мероприятия и технико-экономические результаты модернизации установок ГК-3, Л-24/6, основные технико-экономические показатели технологических процессов и работы предприятия в целом, изменение ассортимента выпускаемой продукции, состав производственных мощностей, история развития, структура и значение предприятия в промышленном комплексе Сибири и Дальнего Востока.

ОАО «АНХК» является предприятием топливно-масляно-нефтехимического профиля. В 1970–1980-х годах ОАО «Ангарский нефтехимический комбинат» — впоследствии ПО «Ангарскнефтеоргсинтез» был одним из лидеров отрасли, имея высокие по тем временам показатели: объем переработки нефти — 23,4 млн. т в год; глубина переработки — 71,3%; ассортимент выпускаемой продукции — 264 наименования.

В 2007 г. ОАО «АНХК» вошло в состав ОАО «НК «Роснефть» и представляет собой холдинг, включающий основные, вспомогательные и дочерние предприятия. Сегодня его производственно-технологическая структура является переходным вариантом к современному производству продуктов нефтепереработки и нефтехимии. В ней выделены три основных направления: производство топлив и других продуктов из нефти и тяжелых остатков ее переработки; производство нефтяных масел различного назначения; производство нефтехимической продукции.

Функционирование основных производств обеспечивают вспомогательные подразделения: товарно-сырьевое производство, управление водоснабжения, ка-

нализации и очистки сточных вод, складское эксплуатационное управление.

Дочерние предприятия ОАО «АНХК» — ОАО «Ангарское управление энергосистем», ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза», ОАО «Восточно-Сибирский машиностроительный завод» оказывают производственные услуги и выполняют важные заказы на изготовление катализаторов, присадок, нефтехимического оборудования, ремонтных материалов.

Смежными предприятиями, ранее входившими в состав компании, являются ОАО «Ангарский завод полимеров» и ОАО «Ангарскнефтехимремстрой». Производственные объекты всех дочерних и смежных предприятий, бывших в свое время структурными подразделениями ОАО «АНХК», по-прежнему находятся в жесткой технологической связи по основным коммуникациям (азот, водород, топливо, вода, утилизация стоков), обеспечивающим функционирование процессов производства.

Начиная с 1990-х годов изменение конъюнктуры рынка привело к изменению производственно-технологической структуры переработки нефти. В настоящее время объем переработки состав-

ляет 8–9 млн. т в год. В результате оптимизации производственных мощностей основных процессов и технологической схемы переработки сырья и промежуточных продуктов значительно улучшены технико-экономические показатели технологических процессов и в целом предприятия (см. таблицу). Глубина переработки нефти увеличена до 78,17%, выход светлых нефтепродуктов доведен до 65,4%, снижены безвозвратные потери и эксплуатационные затраты, ежегодно расширяется ассортимент продукции.

Производственные мощности предприятия включают: две установки первичной переработки нефти — АВТ-6 и ГК-3, в комплекс ГК-3 входит блок каталитического крекинга, мощность которого доведена до 1 млн. т в год по сырью; две установки каталитического риформинга — Л-35-11/1000 и Л-35-6/300 без блока производства ароматических углеводородов; установка замедленного коксования — 21/10-3м; установка по производству метил-*трет*-бутилового эфира; установка гидроочистки дизельного топлива — Л-24/6; установка гидроочистки тяжелой бензиновой фракции каталитического крекинга; газофракционирующая установка (три блока); установка по производству серной кислоты

Показатели	2002 г.	2004 г.	2006 г.	2008 г. (прогноз)
Объем переработки нефтяного сырья, тыс. т	8265,7	8796,1	8686,9	9300
Выход светлых нефтепродуктов, %	63,18	63,37	65,40	65,9
Глубина переработки нефти, %	73,82	73,25	78,17	78,2
Безвозвратные потери, %	1,59	1,36	1,13	1,0
Расход топлива на технологические нужды, %	5,28	5,32	5,21	5,1
Ассортимент: число марок				
автомобильные бензины	5	5	5	6
дизельное топливо	6	6	5	7
нефтяные масла	47	53	60	62
нефтехимические продукты	8	8	9	9

с утилизацией сероводорода; установка по производству битумов — 19/3-6; комплекс установок по производству масел — 36/2м, А-37/3, 39/7, Г-24; технологические объекты по производству водорода, синтез-газа, метанола, аммиака, аминов, бутиловых спиртов.

В последние годы в компании интенсивно ведутся работы по обновлению основных и вспомогательных производств. Ежегодно разрабатываются организационно-технические мероприятия, направленные на улучшение качества выпускаемой продукции и расширение ассортимента. Проводится работа по реконструкции и модернизации установок с использованием современных технологий.

Стратегия развития ОАО «АНХК» определяется теми целями и задачами, основой которых являются: ориентация производства на потребности рынка в высококачественной продукции, обладающей конкурентными преимуществами; организация низкокзатратных процессов, создание экологически безопасных производств на основе новых апробированных техники и технологии.

Многие эксперты считают, что сегодня в России сложилась уникальная стратегическая и экономическая ситуация, кото-

рая позволит в ближайшие годы совершить значительный рывок в развитии нефтепереработки и нефтехимии. Модернизация отрасли даст возможность сократить экспорт нефтяного сырья, увеличить производство качественных продуктов, обладающих высокой добавочной стоимостью, и тем самым ускорить развитие экономики страны. Суть ее должна состоять в увеличении масштабов и числа технологических переделов углеводородного сырья, что позволит обеспечить действительно химическую переработку нефти.

Основными направлениями модернизации нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли исходя из ее реального состояния являются:

- увеличение глубины переработки углеводородного сырья;
- производство моторных топлив и масел с улучшенными эксплуатационными и экологическими характеристиками;
- интеграция и развитие нефтепереработки и нефтехимии.

Принимая во внимание устойчивую мировую тенденцию к снижению потребления мазута, перспективы и особенности регионального использования природного газа в качестве основного вида топлива, целесообразно и экономически выгодно ориентировать предприятия на увеличение глубины переработки

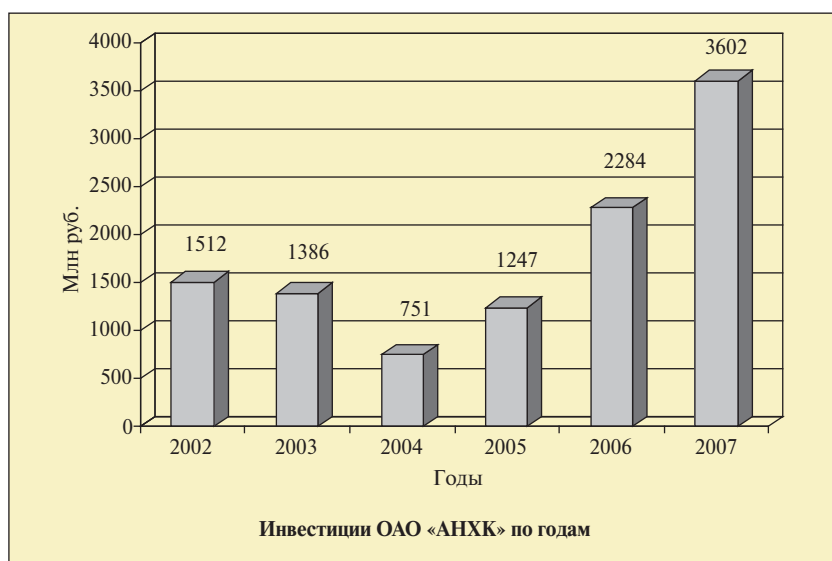
нефти. Не менее важной, но более сложной задачей является организация производства экологически чистых топлив и масел с улучшенными эксплуатационными свойствами

В отечественной нефтеперерабатывающей промышленности только на нескольких НПЗ структура производственной базы ориентирована на процессы, углубляющие переработку нефти. В ОАО «АНХК» доля этих процессов выше среднеотраслевого уровня. Несмотря на это, на предприятии действует целевая программа развития производства, направленная на увеличение глубины переработки нефти до уровня не менее 90%, что предусматривает резкое повышение эффективности производства в целом. Вторым направлением этой программы является подготовка производств к выпуску продукции, обеспечивающей конкурентные преимущества на рынках сбыта.

За последние шесть лет инвестиции в производство составили 10 782 млн. руб. (см. **рисунок**). Для развития подобного комплекса их недостаточно. Однако за счет этих средств удалось сохранить производство на высоком технологическом уровне и заложить основу для завершения первого этапа программы развития и ее успешной реализации.

Процессы атмосферно-вакуумной перегонки нефти — первичные в технологической цепочке, однако они существенным образом влияют на конечный результат работы предприятия. Проведенная в 2007 г. модернизация атмосферно-вакуумного блока комплекса ГК-3 позволила заменить оборудование более современным, снизить эксплуатационные затраты и увеличить выход светлых нефтепродуктов более чем на 2%.

Одним из процессов вторичной переработки нефти, влияющих на



глубину переработки, является каталитический крекинг. Модернизация блока каталитического крекинга комплекса ГК-3, проведенная в 2003 г. в первую очередь с целью реализации технологии крекинга в прямоточном реакторе, обеспечила увеличение выхода бензина на перерабатываемое сырье и улучшение технико-экономических показателей процесса. В перспективе предусматривается организация гидроочистки сырья этого блока — вакуумного дистиллята, что позволит увеличить выход бензина и снизить экологическое воздействие объекта на окружающую среду.

Исходя из комплексного подхода к обеспечению эффективной переработки тяжелых нефтяных остатков с учетом качественных характеристик сырьевых ресурсов, сравнительной экономичности процесса и регионального сбыта продукции, в программе технического перевооружения ОАО «АНХК» предусматривается дальнейшее развитие процесса замедленного коксования гудрона с увеличением мощности по перерабатываемому сырью.

Основная общемировая тенденция в области нефтяных моторных масел — замещение базовых масел I группы по классификации API маслами II и III

групп, которые обладают лучшими эксплуатационными и экологическими характеристиками и обеспечивают более надежную работу оборудования по сравнению с маслами I группы.

В ОАО «АНХК» вырабатываются масла I группы по традиционной технологии: деасфальтизация гудрона, селективная очистка деасфальтизата и дистиллятов, депарафинизация рафинитов, гидрооблагораживание. С целью создания современного, конкурентоспособного производства масел планируется реализация мероприятий, включающих комбинированную технологию производства базовых масел I, II и III групп.

Эти мероприятия предусматривают оптимизацию действующей сольвентной технологии производства базовых масел I группы и внедрение наиболее перспективных процессов: гидроподготовки (гидроконверсии) рафинатов с последующими гидроизодепарафинизацией и гидроочисткой целевых масляных фракций. Фирма «Exxon Mobil» — лицензиар этой технологии разработала базовый проект процесса, на основе которого рассматривается проведение проектирования всего комплекса строительства новой мощности.

С целью обеспечения выпуска моторных топлив, отвечающих по эксплуатационным и экологическим свойствам современным требованиям, в компании выполняются программы перехода на производство экологически чистых топлив.

С 2002 г. в ОАО «АНХК» освоен выпуск экологически чистого дизельного топлива, содержащего не более 0,005% мас. серы, путем глубокого гидрирования на блоках высокого давления смеси легкого газойля каталитического крекинга, дизельной фракции процесса замедленного коксования и утяжеленной прямогонной дизельной фракции. Для повышения качества и объемов производства дизельного топлива, отвечающего современным спецификациям, в 2007 г. выполнен первый этап реконструкции установки Л-24/6 гидроочистки дизельного топлива.

С завершением строительства в 2008 г. технологического объекта по вводу присадок в дизельное топливо предприятие на порядок увеличит объем производства топлив, соответствующих требованиям стандартов «Евро-3». В перспективе — строительство дополнительных мощностей по гидрооблагораживанию прямогонных и вторичных дистиллятов — компонентов дизельных топлив, что обеспечит переход на производство топлив только современного качества.

Одним из важных этапов решения проблемы обеспечения заданного качества товарных бензинов стало освоение в 2002 г. на резервных мощностях гидроочистки тяжелой бензиновой фракции каталитического крекинга. Для доведения качества автомобильных бензинов до уровня требований Евро-3 и Евро-4 в компании в 2006 г. введена в эксплуатацию на собственных сырьевых ресурсах установка по производству метил-трет-бутилового эфира —

высокооктанового компонента товарных бензинов, в 2008 г. будет завершено строительство блока выделения бензолсодержащих углеводородов из стабильного риформата, по базовому проекту фирмы «Sud Chemie» строится установка по производству изомеризата.

Этот комплекс объектов позволит организовать производство полного ассортимента товарных бензинов современного качества. На последующем этапе строительства и ввода объектов по производству этерификата и алкилата будет полностью завершена программа перехода на производство перспективных видов автомобильных бензинов.

Нефтехимические производства предприятия сегодня задействованы в локальных мероприятиях, обеспечивающих повышение их эффективности. Процессы этих производств в целом рентабельны, но, учитывая перспективу интеграции нефтехимии с полимерной химией с применением современных технологий, программу их развития рассматривают в комплексе с

программой развития процессов в ОАО «Ангарский завод полимеров».

Технико-экономическое обоснование (ТЭО) стратегии развития ОАО «АНХК» увязано с динамикой рынков сбыта, а также с существующими и перспективными требованиями к качеству товарных нефтепродуктов. Заложенные в ТЭО основные принципы практически совпадают с основными направлениями модернизации отрасли, на основании чего был определен комплекс мероприятий поэтапного внедрения.

Программу перспективного развития ОАО «АНХК», обеспечивающую выполнение поставленных целей, предлагается реализовать в три этапа:

- получение моторных топлив (автомобильных бензинов и дизельных топлив), соответствующих требованиям стандартов «Евро-3» к 2009 г.;
- увеличение глубины переработки, повышение прибыльности;
- получение моторных топлив, соответствующих требованиям стандартов «Евро-4».

Первый этап программы находится в стадии завершения, второй и третий этапы, включающие модернизацию процессов получения высококачественных компонентов товарных бензинов, высокоиндексной основы базовых масел, углубления переработки нефти и интеграцию основных процессов с нефтехимическими, находятся в стадии детализации и выбора лицензиаров процессов.

Целью программы является вывод предприятия на показатели, обеспечивающие производство конкурентной продукции, достижение глубины переработки нефти более 90% и выход светлых нефтепродуктов на уровне 74–75%.

Реализация стратегии развития предприятия позволит создать современный комплекс по производству высококачественных продуктов нефтепереработки и нефтехимии в Восточной Сибири, и ОАО «АНХК» будет достойно представлять ОАО «НК «Роснефть» в топливно-энергетическом комплексе Сибирского Федерального округа.



Ф. И. Сердюк, Г. Л. Диденко, А. Л. Петрова
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

От менеджмента качества к качеству менеджмента

Описаны преимущества интегрированных систем менеджмента (ИСМ), соответствующих требованиям нескольких международных стандартов на функциональные системы менеджмента. Освещен процесс внедрения ИСМ в ОАО «АНХК», приведены ее основные характеристики. Рассмотрен блок процессов улучшения ИСМ ОАО «АНХК», способствующих получению добавленной ценности через базовые процессы.

Для российских компаний, которые сталкиваются с серьезной конкуренцией со стороны зарубежных и отечественных предприятий, вопрос совместного применения требований нескольких стандартов при создании систем менеджмента становится все более актуальным. Организации все чаще для повышения эффективности и результативности своей деятельности прибегают к объединению принципов и требований различных систем менеджмента, т. е. к созданию интегрированной системы менеджмента (ИСМ) как инструмента удовлетворения требований и ожиданий не только потребителей, но и других заинтересованных сторон.

Создание таких систем стало возможным благодаря совместимости международных стандартов на функциональные системы менеджмента (единые базовые понятия, структура и общие элементы этих стандартов зафиксированы в руководстве ISO 72:2001¹, устанавливающим общий подход к разработке систем менеджмента). Под ИСМ принято понимать часть системы общего менеджмента организации, отвечающую требованиям двух или более международных стандартов на системы менедж-

мента и функционирующую как единое целое^{2*}.

Организационно-методическим фундаментом для создания ИСМ выступают стандарты ISO серии 9000. В этих стандартах сформулированы базовые понятия и принципы, которые в наибольшей мере соответствуют понятиям и принципам общего менеджмента, а также современной практике ведения бизнеса.

Формирование ИСМ ОАО «АНХК» проходило по модели одновременного интегрирования требований четырех стандартов, как показано на **рис. 1**.

Особую значимость для компании представляет включение в ИСМ, впервые в России, требований отраслевого стандарта ISO/TS 29001. С учетом трудностей этой работы было решено привлечь к выполнению проекта авторитетных внешних консультантов. После тщательных маркетинговых исследований и проведения тендера руководство компании остановилось на консалтинговой фирме «Конфлакс».

Решение о разработке и внедрении ИСМ в ОАО «АНХК» было принято в 2005 г. Работа началась с создания координационного совета и назначения в него представителя руководства компании по ИСМ — первого заместителя

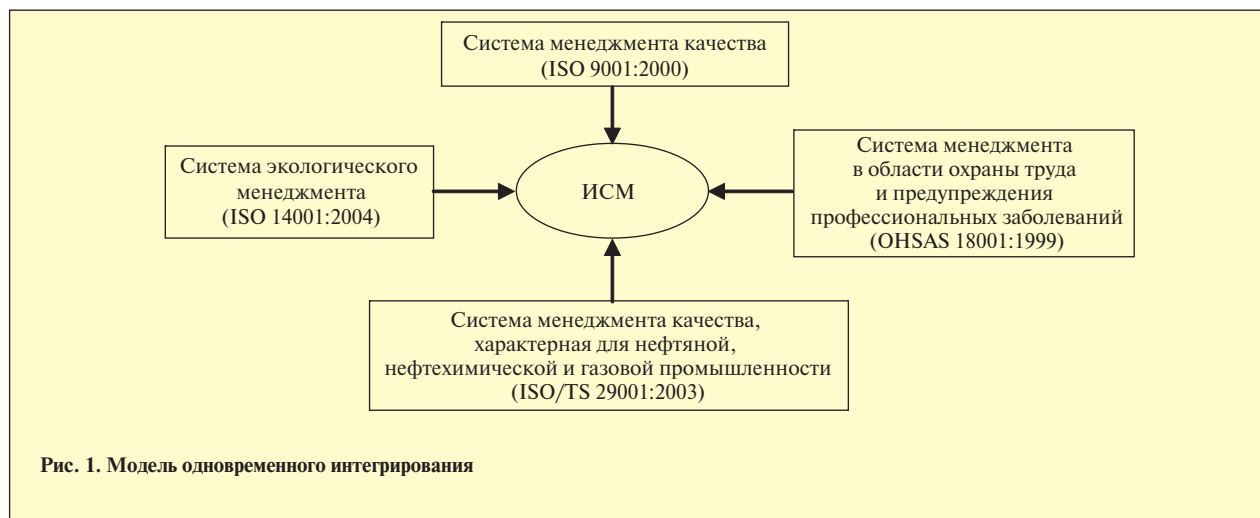
генерального директора — технического директора. Дальнейшие работы проводились под его руководством. Методическое руководство было возложено на отдел стандартизации, сертификации и менеджмента качества совместно с отделом экологической безопасности и службой промышленной безопасности и охраны труда.

Основные этапы создания ИСМ включали: разработку, согласование и введение в действие основополагающих документов, определяющих политику и цели системы; определение ее структуры и состава процессов менеджмента; обучение высшего руководства и руководителей среднего звена, а также разработчиков документации и внутренних аудиторов; разработку, утверждение и внедрение процедур и инструкций первого уровня; выполнение программы внутренних аудитов.

Проектирование ИСМ началось, что называется «с нуля». При реализации восьми базовых принципов менеджмента качества, установленных ISO 9000, в качестве первоочередных были определены: процессный подход, системный подход, лидерство руководителя, вовлечение работников и постоянное улучшение системы.

¹Руководящие указания по обоснованию и разработке стандартов на системы менеджмента.

^{2*}Свиткин М. З. Практические аспекты создания интегрированных систем менеджмента // Сб. докладов конференции «От менеджмента качества к качеству менеджмента и бизнеса», Санкт-Петербург, 2006 г. — СПб.: ООО «Конфлакс», 2006. — С.10–11.



Последовательность реализации процессов ИСМ и их взаимодействие показаны на схеме, приведенной на **рис. 2**.

Принципы процессного и системного подходов реализованы путем назначения владельцев и руководителей процессов ИСМ (независимо от функциональной подчиненности), наделения их ответственностью и полномочиями проводить мониторинг и регулировать надлежащее осуществление процессов менеджмента во всех структурных подразделениях компании по выбранным ИСМ

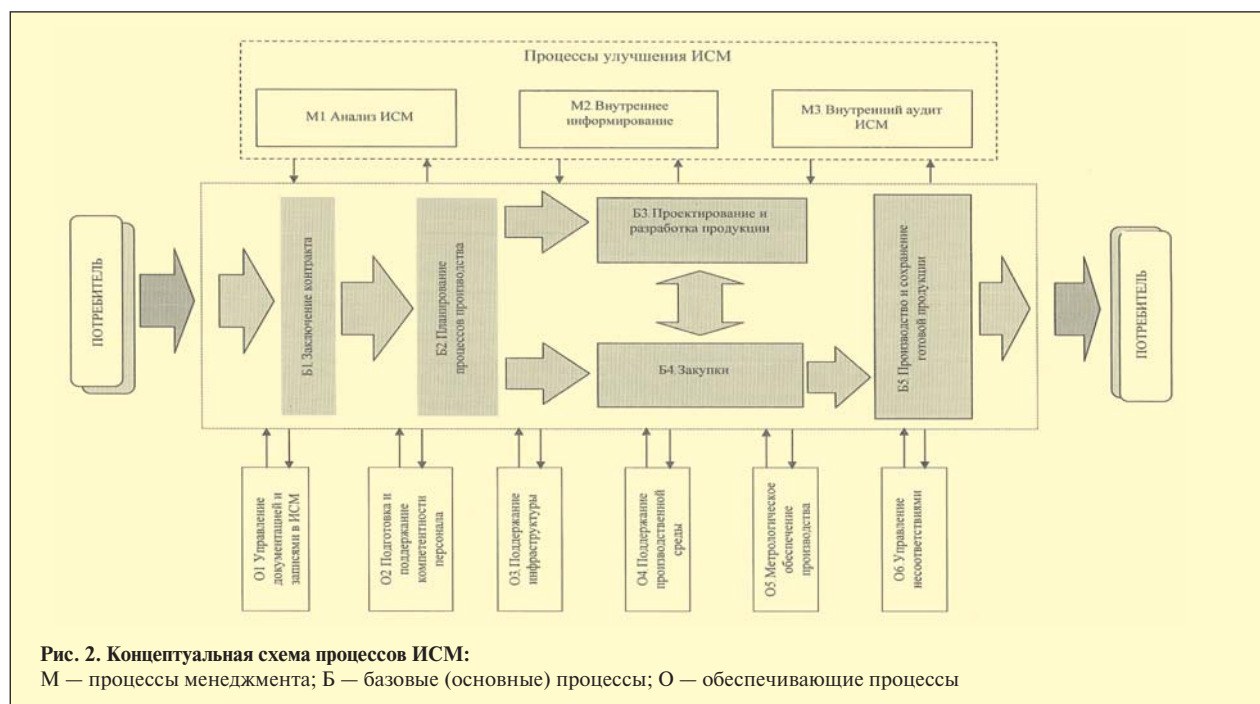
направлениям: качеству, экологии, профессиональной безопасности и охране труда.

Следует отметить, что в составе ИСМ ОАО «АНХК» выделены процессы улучшения системы: анализ ИСМ, внутреннее информирование, внутренний аудит ИСМ, которые способствуют получению добавленной ценности через базовые процессы.

Вовлечение всего коллектива компании в работы по выполнению установленных ИСМ требований, улучшению менеджмента, достижению целей в области

качества, экологии, профессиональной безопасности и охраны труда осуществляется путем регулярного его информирования. Руководители высшего звена — владельцы процессов ИСМ и руководители структурных подразделений информируют работников компании о результатах аудиторских проверок процессов и видов деятельности ИСМ, корректирующих, предупреждающих и улучшающих действий.

Анализ функционирования ИСМ после внедрения показал, что ее процессы осуществляются



в регулируемых условиях, результаты мониторинга процессов и видов деятельности способствуют своевременному принятию мер по обеспечению их результативности и возможности улучшения.

Одним из основных организационных инструментов оценки соответствия ИСМ установленным требованиям является внутренний аудит, который предоставляет высшему руководству компании свидетельства степени соответствия этим требованиям процессов и видов деятельности системы менеджмента. При этом объектом аудита является сама система менеджмента, а не сотрудники, как при управленческом контроле.

Результаты аудитов помогают обеспечить соответствие требованиям ИСМ, оценить результативность процессов и снабдить руководство информацией для принятия управленческих решений о необходимости изменений, позволяющих достичь улучшения.

В апреле 2007 г. был проведен аудит всей ИСМ. В аудите участвовали как внутренние аудиторы компании, так и представители

консалтинговой фирмы «Конфлакс». По результатам аудита были разработаны и реализованы меры по устранению причин выявленных несоответствий и подготовке ИСМ ОАО «АНХК» к сертификации.

Работа по созданию ИСМ, соответствующей требованиям международных стандартов ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 и отраслевого ISO/TS 29001, завершена в ноябре 2007 г. Областью сертификации явились разработка и производство продуктов нефтепереработки и нефтехимии.

Представителями органа по сертификации ЗАО «Бюро Веритас Сертификейшн Русь» (Российское представительство ведущего в мире независимого сертификационного органа «Bureau Veritas») проведен сертификационный аудит, по результатам которого ОАО «АНХК» выдан сертификат соответствия ИСМ компании установленным требованиям.

Подводя итог изложенному, можно отметить:

- сегодня для успешного и гармоничного развития бизнеса необходимо соблюдение требо-

ваний нескольких стандартов на системы менеджмента;

- построение интегрированной системы менеджмента — наиболее эффективный способ одновременного соблюдения требований нескольких стандартов;

- внедрение и поддержание в рабочем состоянии ИСМ — способ совершенствования менеджмента, обеспечивающий большую согласованность действий внутри организации и минимизирующий функциональную разобщенность при разработке автономных систем менеджмента, а также помогающий высшему руководству оценить результативность процессов организации и снабдить его информацией для принятия управленческих решений о необходимости изменений, позволяющих достичь улучшения.

Учитывая, что работы по созданию ИСМ в ОАО «АНХК» завершены лишь в ноябре 2007 г., говорить о кардинальных изменениях рано. Вместе с тем уже сегодня можно констатировать, что в компании осуществляется системное упорядочение регулярного менеджмента на основе процессной модели.

*Уважаемые друзья, коллеги,
представители славного коллектива
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»!*

*Сердечно поздравляем вас
с замечательным юбилеем!
Желаем доброго здоровья, мира и благополучия
во всех ваших делах,
успехов и новых творческих свершений.*

*Коллектив редакции журнала
«Химия и технология топлив и масел»*

В. М. Могилевич, Е. И. Шустер

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Организация природоохранной деятельности

Описана организация экологического контроля и экоаналитического мониторинга, обеспечивающая работу предприятия в условиях безусловного выполнения требований природоохранного законодательства.

Получаемая достоверная экоаналитическая информация позволяет оперативно устранять вредное воздействие предприятия на окружающую среду и разрабатывать перспективные меры по снижению эколого-экономических рисков.

Являясь одним из крупнейших в России производителей продуктов нефтепереработки и нефтехимии, ОАО «АНХК» оказывает определенное воздействие на окружающую природную среду. Для уменьшения этого воздействия на протяжении многих лет проводится систематическая и целенаправленная работа по модернизации и экологизации технологических процессов и производств, снижению риска возникновения техногенных аварий и катастроф.

Ежегодно для снижения экологических рисков на предприятии разрабатываются планы природоохранных мероприятий, которые включают: реконструкцию существующих производственных объектов; замену морально и физически устаревшего оборудования; внедрение экологически чистых технологических процессов, позволяющих выпускать экологически чистую продукцию.

Так, в 2007 г. было запланировано и внедрено 31 природоохранное мероприятие с затратами более 465 млн. руб.

К числу наиболее важных природоохранных мероприятий, внедренных за последние годы, можно отнести:

- приобретение и монтаж высокоэффективных алюминиевых понтонов на резервуарах с нефтью и легкими нефтепродуктами;
- строительство и ввод в эксплуатацию первой в Иркутской

области станции ультрафиолетового обеззараживания сточных вод;

- строительство новых и модернизацию действующих гради-рен на блоках оборотного водоснабжения НПЗ;
- замену сальниковых насосов на герметичные;
- замену горелок на технологических печах установок НПЗ;
- замену аэрационных систем аэротенков биологических очистных сооружений;
- ввод в действие установки по переработке ловушечного нефтепродукта и нефтешлама.

Эти мероприятия позволили снизить выбросы вредных веществ в атмосферу, сбросы загрязняющих веществ в водоем и количество отходов производства, обеспечить соблюдение установленных нормативов выбросов в атмосферный воздух.

Организация работ по вопросам охраны окружающей среды возложена на отдел экологической безопасности. Целью деятельности отдела является проведение природоохранных работ на объектах компании, а также минимизация издержек и экономических последствий экологических инцидентов в компании.

Производственно-экологический контроль осуществляется в соответствии со стандартом предприятия «Положение о производственном экологическом контроле в ОАО «АНХК». Его

целями являются определение соответствия деятельности компании требованиям в области обеспечения экологической безопасности, идентификация экологических проблем, определение вариантов их решения путем реализации природоохранных программ и мероприятий с последующим контролем выполнения.

В рамках производственного экологического контроля силами санитарной лаборатории, организованной в 1952 г., проводятся контроль и мониторинг объектов окружающей среды. Лаборатория состоит из служб контроля воздуха, вод и технического надзора за вентиляцией.

Начиная с 1999 г. она аккредитована в Системе аккредитации аналитических лабораторий Уральским научно-исследовательским институтом метрологии и имеет лицензию РОСГИДРОМЕТа на деятельность в области гидрометеорологии и смежных с ней областях, дающую право на определение уровня загрязнения окружающей природной среды (атмосферного воздуха, поверхностных вод). Виды контроля, количество анализируемых компонентов по различным направлениям деятельности приведены в табл. 1.

Как видно, в каждом объекте лаборатория контролирует большое количество компонентов, что связано со спецификой про-

Таблица 1

Структурное подразделение санитарной лаборатории	Объект контроля	Количество определяемых компонентов
Служба контроля воздуха	Атмосферный воздух на территории предприятия и на границе санитарно-защитной зоны и города	28
	Промышленные выбросы в атмосферу	37
	Воздух рабочей зоны	74
Служба контроля вод	Природная поверхностная вода (р. Ангара)	25
	Природная грунтовая вода	30
	Сточная вода	30
	Почва	12
	Отходы производства и потребления	27
Служба технического надзора за вентиляцией	Производительность вентиляционных установок	4290*

*Количество вентиляционных установок.

изводства ОАО «АНХК». Отбор и анализ проб проводятся только по аттестованным методикам в ранге природоохранного документа федерального (ПНД Ф), руководящего документа или собственным методикам, также аттестованным.

Контроль загрязнения окружающей среды проводится в соответствии с планами и графиками работ, утвержденными первым заместителем генерального директора — техническим директором и согласованными с контролирующими организациями.

В данных документах установлены процедуры, процессы и ресурсы для реализации экологической политики на предприятии.

Результаты контроля докладываются на ежедневном селекторном совещании и еженедельном очном оперативном совещании, которые проводит генеральный директор компании.

Служба контроля воздуха осуществляет контроль: загрязнения атмосферного воздуха; промышленных выбросов в атмосферу; содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

Контроль загрязнения атмосферного воздуха проводится по следующим направлениям:

- контроль под факелом источников промышленных выбросов в атмосферу на территории предприятия;
- контроль фонового загрязнения промышленной площадки;
- разовый контроль на границе санитарно-защитной и жилой зон г. Ангарска;
- среднесуточный контроль;
- контроль за соблюдением предельно допустимых выбросов (ПДВ).

Отбор проб атмосферного воздуха проводится ежедневно, в том числе в выходные и праздничные дни, с помощью пробоотборной установки, размещенной на автомобиле УАЗ-452. Всего в течение года отбирается и анализируется более 35 000 проб. При этом ведутся

наблюдения за направлением и скоростью ветра, атмосферными явлениями, наличием специфических запахов, направлением факелов высоких источников промышленных выбросов в атмосферу.

Результаты анализов проб, направление и скорость ветра вводятся в автоматизированную систему обработки данных, разработанную специалистами Ангарского филиала «Сибинтек». Получаемая после обработки информация в виде месячных, квартальных и годовых отчетов поступает по локальной вычислительной сети в отдел экологической безопасности. Нарушений по содержанию вредных веществ на границе санитарно-защитной зоны и города в течение 2007 г. не выявлено.

Контроль промышленных выбросов вредных веществ в атмосферный воздух включает:

- контроль за соблюдением нормативов ПДВ;
- оперативный контроль за основными источниками загрязнения атмосферы;
- проверку эффективности работы газо- и пылеулавливающих установок.

Источники промышленных выбросов в атмосферу приведены в табл. 2. Всего в течение года выполняется около 21 000 анализов и замеров объема отходящих газов. Контроль ведется по 74 ингредиентам.

Таблица 2

Источник загрязнения	Количество источников
Технологические печи (дымовые газы)	49
Местные отсосы от технологического оборудования	96
Резервуары, емкости, свечи продувки	168
Градири	30
Газо- и пылеулавливающие установки	25
Открытые сооружения по очистке сточных вод	60
Приточно-вытяжная общеобменная вентиляция	
производственные помещения	2934
вентиляционные установки	4290

Все результаты контроля промышленных выбросов также вносятся в автоматизированную систему обработки данных. Полученная после обработки информация направляется в отдел экологической безопасности и в структурные подразделения компании. На ее основе выдаются акты обследования источников промышленных выбросов и акты проверки эффективности работы газо- и пылеулавливающих установок.

Подразделения, имеющие источники загрязнения атмосферы, успешно пользуются разработанной в 2007 г. ангарским филиалом «Сибинтек» программой формирования по результатам экологического контроля статистической отчетности ПОД-1 и ПОД-2.

Служба контроля вод осуществляет:

- контроль загрязнения условно чистых (промливневых) сточных вод;
- контроль загрязнения химически загрязненных сточных вод;
- контроль качества биологически очищенных сточных вод;
- контроль состояния воды в р. Ангара выше и ниже сброса сточных вод ОАО «АНХК»;
- контроль загрязнения общего стока компании до и после пруда-отстойника;
- контроль гидрогеологических параметров и загрязнения грунтовых вод специализированной сети;
- контроль грунтовых вод в скважинах дренажной сети;
- гидрогеологические наблюдения за уровнем грунтовых

вод и содержанием в них нефтепродуктов, глубиной скважин и температурой грунтовых вод, а также контроль технического состояния наблюдательной сети;

- контроль загрязнения почвы.

Всего в течение года выполняется 32 000 анализов и гидрогеологических измерений.

В течение 2007 г. в общем стоке ОАО «АНХК» превышения установленных нормативов сброса загрязняющих веществ не выявлено, что подтвердили результаты совместных с Федеральным государственным учреждением здравоохранения «Центр гигиены и эпидемиологии № 28» Федерального медико-биологического агентства России отборов проб. Токсикологическая оценка сточных вод, проведенная Институтом экологической токсикологии им. А. М. Бейма (г. Байкальск), показала их нетоксичность. Подтверждает это и регулярная оценка токсичности сточных вод, проводимая санитарной лабораторией компании с помощью прибора «Биотокс-10», в котором тест-объектом являются светящиеся бактерии.

Почва на границе санитарно-защитной зоны и города по результатам контроля химических и микробиологических показателей относится к категории «чистая». Результаты контроля вводятся в автоматизированную систему обработки данных, в которой ведется также журнал формы ПОД-13.

Санитарная лаборатория компании неоднократно участвовала в межлабораторных сравнительных испытаниях, проводимых аккре-

дитующим органом — Уральским НИИ метрологии, и показала высокий уровень проведения анализа качества вод.

Широкая аккредитация и большой объем контроля требуют соответствующего приборного и методического оснащения. Сегодня в лаборатории используются: газовые хроматографы «Галс-311» и мод. 6890N фирмы «Agilent Technology»; атомно-абсорбционные спектрофотометры МГА-915 фирмы «Люмекс» и АА-110 фирмы «Varian»; хромато-масс-спектрометры HP 5890/5972 и «Смарт»; анализаторы дымовых газов Testo-33 и Testo-350; спектрофотометры СФ-103 и СФ-2000; системы капиллярного электрофореза фирмы «Agilent Technology» и др. Кроме того, деятельность лаборатории обеспечивают 4 единицы автотранспорта.

Внутрилабораторный контроль содержания вредных веществ в объектах окружающей среды ведется по 149 аттестованным методикам, обеспечивающим повторяемость и высокую точность результатов и, следовательно, необходимую достоверность измерений.

Получение достоверной экоаналитической информации гарантирует безусловное выполнение предприятием требований природоохранного законодательства, так как способствует оперативному устранению вредного воздействия на окружающую среду и разработке перспективных мер по снижению эколого-экономических рисков.

Вниманию специалистов

Т. Н. Митусова, Е. В. Полина, М. В. Калинина

СОВРЕМЕННЫЕ ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА И ПРИСАДКИ К НИМ

В книге рассмотрены современные и перспективные требования к качеству дизельных топлив. Особое внимание уделено смазывающей способности дизельных топлив, методам ее оценки и способам улучшения.

Представлены экспериментальные данные влияния физико-химических показателей качества дизельных топлив на эффективность противоизносных присадок. Рассмотрены вопросы совместимости этих присадок с маслами и присадками различного функционального назначения.

М.: Издательство «Техника», 2002. — 64 с.

В. М. Моисеев, М. В. Замятин

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Планирование производственного процесса с использованием методов линейного программирования

В целях повышения эффективности организации производственного процесса выработки нефтепродуктов и предотвращения (снижения) потерь от влияния рисков, регламентированных политикой компании в области переработки нефти и газа, в ОАО «АНХК» внедрена программа оптимизации производственного планирования на основе методов линейного программирования (LP-модели).

Создание системы оптимизации планирования производства предусматривает применение для составления планов производства моделей LP. При этом целевой функцией производственного процесса рассматривается совокупный критерий расчета объединенной цепочки моделей PIMS-DPO, представляющий собой совокупную чистую выручку (net basr) от продажи всех произведенных заводом нефтепродуктов.

В применяемой LP-модели используются данные об особенностях технологии переработки нефти (режимы работы технологических установок, нормативная база данных, характеристики конечных продуктов, данные о затратах).

Нормативная база для расчета плана производства с использованием LP-модели (PIMS) включает следующие нормативы и нормативные документы:

- мощность процессов с указанием минимальной и максимальной производительности (суточной);

- утвержденные нормы расхода реагентов, катализаторов, присадок, вспомогательных материалов;

- утвержденные нормы расхода топлива на 1 т перерабатываемой нефти и по процессам (установкам);

- утвержденные нормы потерь на 1 т перерабатываемой нефти и по процессам (в том числе по процессу обессоливания);

- утвержденные нормы расхода электроэнергии, тепла, воздуха и других энергоносителей по процессам;

- отборы продуктов и материальные балансы по процессам (установкам) переработки сырья всех видов;

- утвержденное качество компонентов и полуфабрикатов, получаемых в технологических процессах;

- утвержденные технологии компаундирования;

- ГОСТы, ТУ, СТП;

- утвержденные графики ремонта (годовые, месячные).

Мощность процессов (установок) определена в проектно-пояснительной записке или регламенте с учетом всех изменений. Для планирования утверждаются максимально и минимально допустимые суточные (часовые) загрузки установок, определенные в технологических картах регламентов.

Нормы расхода топлива на 1 т перерабатываемой нефти (на их базе разрабатываются нормы расхода топлива по установкам)

и нормы потерь (безвозвратных, товарных и при обессоливания) на 1 т перерабатываемой нефти утверждаются директором дирекции по нефтепереработке.

Нормы расхода электроэнергии, тепла, технического воздуха и воздуха КИП на 1 т перерабатываемого сырья и нормы технологических потерь по установкам утверждаются руководителем предприятия.

Отборы продуктов и материальные балансы по установкам определяются на основе проектно-пояснительных записок, регламентов, актов фиксированных пробегов:

- по установкам АВТ — в зависимости от качества нефти (в расчет плана принимаются результаты его мониторинга по ИТК за предыдущий квартал) и других видов сырья с учетом проектного отбора светлых фракций;

- по установкам риформинга бензиновых фракций и гидроочистки фракций дизельного топлива — в зависимости от гарантийных обязательств фирм — изготовителей катализатора и с учетом мониторинга показателей работы производств.

Подобным образом определяются и материальные балансы других установок переработки нефти: каталитического крекинга, газофракционирующих и т. д.

Технологии компаундирования при производстве товарной продукции, разрабатываемые предприятиями, утверждаются техническим директором по

согласованию с профильными НИИ. Они должны предусматривать пределы вовлечения компонентов на приготовление товарной продукции в зависимости от их качества при обязательном обеспечении качества выпускаемой продукции в соответствии с нормативно-технической документацией (НТД).

Качество компонентов определяется утвержденными стандартами предприятия, разработанными на основе проектной документации, регламентов, результатов фиксированных пробегов, фактических результатов работы установок за предыдущее время. Оно должно обеспечивать в процессе компаундирования качество товарной продукции в соответствии с НТД.

График ремонтов (годовой, месячный) разрабатывается предпри-

ятием и утверждается директором дирекции по нефтепереработке.

Для расчета прогнозного плана следующего года с использованием LP-модели применяется нормативная база текущего года.

В процессе месячного (квартального) планирования ряд показателей нормативной базы актуализируется в зависимости от качества сырья, состояния процессов, катализаторов и т. д. Актуализация базы данных оформляется совместным протоколом ОАО «АНХК» и направляется на согласование в Управление планирования и контроллинга. Для месячного планирования она производится до 20-го числа каждого месяца (за 40 сут. до планируемого периода).

При актуализации базы данных учитываются следующие факторы:

- изменения в базе, связанные с реализацией бизнес-планов;
- изменения, связанные с переходом на производство с летних видов нефтепродуктов на зимние и наоборот;
- реализация мероприятий, связанных с сокращением потребления и потерь энергоресурсов, топлива, реагентов, катализаторов и других материалов.

К проекту протокола по актуализации базы данных на каждый месяц прилагается ИТК нефти, поступившей в компанию за период, используемый в качестве базового для расчета плана.

Использование процессов линейного программирования в планировании производственного процесса способствует ускорению принятия управленческих решений и, как следствие, повышению эффективности производства.



Б. Н. Махонькин, С. В. Мухин, В. П. Колмаков, А. М. Кузнецов, В. К. Погодин
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», ОАО «ИркутскНИИХиммаш»

Мониторинг технического состояния — путь повышения безопасности оборудования

*Освещены технические решения проблем, связанных с повышением
безопасности эксплуатации опасного оборудования.*

Эксплуатация сложных производств, содержащих сотни и тысячи единиц машинного и технологического оборудования, невозможна без предоставления информации о его техническом состоянии руководству предприятия. Ремонт и модернизация оборудования, реконструкция участков, цехов и производств требуют принятия обоснованных решений, которые должны опираться на достоверную информацию о причинах недостаточной производительности, частых ремонтах, простоях, производственных неполадках и аварийных ситуациях. Достоверность информации существенно определяется ее объективностью, т. е. независимостью от воли, желаний и соображений конкретных людей, отвечающих за эксплуатацию, ремонт, модернизацию оборудования и реконструкцию производства.

Для своевременного выявления опасных очагов зарождения дефектов и предупреждения их развития в последние годы интенсивно разрабатывается новая концепция неразрушающих методов контроля: мониторинг состояния оборудования в режиме реального времени.

В ОАО «АНХК» создана и внедрена нормативная база, позволяющая реализовать переход от системы планово-предупредительного ремонта (ППР) к системе планово-диагностического

ремонта (ПДР), т. е. к системе ремонта по фактическому техническому состоянию:

- РД 0154-19–2006 «Центробежные машины. Организация эксплуатации и ремонта по техническому состоянию (компрессорные машины, насосные агрегаты, вентиляционные агрегаты, воздухоудовки, нагнетатели и др.). Система планово-диагностического ремонта» (документ согласован с Ростехнадзором);

- СТО № 17-П03-03–01 «Порядок диагностики работоспособности объектов»;

- инструкция по вибрационному контролю трубопроводных обвязок насосно-компрессорного оборудования и технологических трубопроводов (в том числе эстакад, фундаментов), подверженных вибрации;

- методические рекомендации по организации вибрационного контроля поршневых компрессоров ОАО «АНХК» (в том числе трубопроводов и аппаратов межступенчатой обвязки, фундаментов).

Система ПДР — это комплекс мероприятий, включающий необходимые для ее функционирования системы:

- методологического и нормативно-технического обеспечения;

- диагностики состояния машин, оборудования, в том числе акустически эмиссионным методом;

- информационно-справочную;

- принятия решений и взаимодействия служб.

В ОАО «АНХК» принята многоуровневая система технической диагностики, которая включает систему мониторинга центробежного машинного оборудования и систему технической диагностики технологических трубопроводов и трубопроводов обвязки технологического оборудования.

Регламентом проведения вибродиагностических исследований центробежного насосно-компрессорного оборудования и винтовых компрессоров определены функции заводских групп вибродиагностики и научно-диагностического центра (НДЦ). Специалисты заводских групп осуществляют главным образом мониторинг вибрационного состояния парка машинного оборудования, инженеры НДЦ — диагностику и анализ состояния наиболее сложных случаев превышения вибрации.

В подразделениях ОАО «АНХК» для предупреждения аварий и контроля технического состояния насосно-компрессорного оборудования эксплуатируются восемь систем компьютерного мониторинга COMACS® НПЦ «ДИНАМИКА» (г. Омск). Эти системы диагностируют 450 агрегатов основных технологических установок на НПЗ, заводе масел (ЗМ) и химическом заводе (ХЗ)

с выдачей предписаний персоналу на их обслуживание и ремонт.

Компьютерная диагностическая сеть COMPACS-NET обеспечивает передачу и предоставление информации о состоянии оборудования с диагностических станций установок пользователям сети.

Потребность в подобных системах объясняется не только изношенностью оборудования, но и, прежде всего, необходимостью перехода на новый уровень надежности и безопасности его эксплуатации.

К агрегатам каждого типа нужен соответствующий подход, позволяющий при минимальных затратах достичь максимального эффекта. Диагностирование в непрерывном режиме во время стационарных и переходных процессов обеспечивает с вероятностью 95% отсутствие внезапных отказов.

Посредством этих систем четко определяются механические дефекты и нерегламентный режим работы агрегатов; выявляются агрегаты, работающие с малым к.п.д. и излишним расходом электроэнергии; целенаправленно проводится замена оборудования и трубопроводной обвязки; автоматически учитываются длительность работы оборудования и межремонтный пробег с начала эксплуатации; обнаруживаются быстроразвивающиеся дефекты, являющиеся главными причинами аварий.

Система КОМПАКС® позволила проанализировать работу коксовых камер установки замедленного коксования (21/10-3м), в которые помимо стандартного набора многоуровневых термопар были установлены реперные датчики, показывающие относительное удлинение камер в процессе прогрева; выявить отклонения технологических параметров, при которых возможны экстремальные ситуации, приводящие

к повреждению коксовой камеры; разработать мероприятия по исключению резкого перепада температуры охлаждения кокса и теплового удара в начале процесса коксования.

Благодаря применению системы непрерывного мониторинга были идентифицированы две группы ранее существовавших причин отказов агрегатов: низкое качество изготовления, ремонта и монтажа агрегатов на установке; низкое качество их эксплуатации. Обе группы причин были связаны с отсутствием наблюдения за фактическим техническим состоянием агрегатов в течение их «жизни». Отказы происходили в основном из-за установки некачественных, хотя и новых, подшипников, плохой балансировки роторов насосов и двигателей, некачественной центровки валов, нарушения условий крепления агрегатов на фундаменте и ряда других сопутствующих причин.

Для повышения качества ремонтов центробежного насосного оборудования и предупреждения причин отказов на НПЗ смонтированы и введены в эксплуатацию два стационарных стенда: стенд для проверки качества изготовления подшипников по вибрационным характеристикам и стенд обкатки центробежных консольных насосов для проверки качества сборки подшипниковых узлов и балансировки ротора с рабочим колесом по вибрационным характеристикам.

Оценка экономической эффективности обеспечения ресурсосберегающей безопасности путем внедрения стационарных систем непрерывного мониторинга опасных производственных объектов показывает, что главными ее источниками являются: сокращение количества и продолжительности простоев технологических установок, исключение порчи оборудования и затрат на его восстановление; ускорение

вывода технологических систем на рабочий режим [1].

В качестве переносных систем вибродиагностики в компании используются приборы и программное обеспечение фирм «CSI» (США) и «Балтех» (Санкт-Петербург, Россия), которые удовлетворяют поставленным задачам. Ежегодно группы вибродиагностики научно-диагностического центра, нефтеперерабатывающего и химического заводов, товарно-сырьевого производства обследуют более 1700 агрегатов с определением причин повышенной вибрации и выдачей рекомендаций по их ремонту. Посредством анализа вибрационного состояния с установлением диагноза предотвращены аварии основного насосно-компрессорного оборудования.

Кроме систем мониторинга состояния машинного оборудования компания внедряет разработанную совместно с ОАО «ИркутскНИИхиммаш» систему мониторинга состояния двух трансферных линий, которые представляют сложную пространственную конструкцию трубопроводов с тремя переходами от диаметра 300 мм до диаметра 920 мм, соединяющих печь с вакуумной колонной установки ЭЛОУ — АВТ-6.

Особенностями данной конструкции и ее эксплуатационных характеристик являются неоднородное напряженное состояние в зонах сварки патрубков в колонну, обусловленное сложной схемой сопряжения патрубков с корпусом аппарата (трубопровод соединен с патрубками колонны с помощью фланцев), и высокая вероятность возникновения дополнительных напряжений изгиба вследствие изменения рабочих температур трубопроводов.

Разработанная система мониторинга позволяет в режиме реального времени контролировать деформации стенки патрубков в



Рис. 1. Размещение тензодатчиков

зоне сварного соединения с корпусом колонны, пространственные перемещения трубопроводов, температуру и давление. Для измерения деформаций используются 24 высокотемпературных тензодатчика типа НМТ-450, закрепленных точечной сваркой на стенке патрубка (рис. 1).

Перемещения реперных точек трубопровода регистрируются резисторными датчиками типа LWG225, установленными по специальной схеме в четырех его сечениях. На каждую реперную точку установлены по три

датчика, с помощью которых определяются ее перемещения по трем направлениям: X — вдоль оси трубы; Z — в вертикальном направлении; Y — поперек оси трубы. На рис. 2 приведена схема трубопровода.

Данные о деформациях, температурах стенки и относительных перемещениях реперных точек трубопроводов оцифровываются в режиме реального времени и передаются на компьютерный блок. Далее формируется база данных, ведется расчет параметров напряженно-деформированного

состояния наиболее нагруженных контролируемых зон, проводится оценка напряженного состояния, малоциклового усталости и остаточных пластических деформаций при плановой остановке объекта.

В режиме реального времени на компьютере отражаются все технологические параметры эксплуатации и состояние объекта по результатам мониторинга. Алгоритмы принятия решений позволяют на ранних стадиях возникновения деградиационных процессов предупредить персонал и выдать рекомендации для дальнейших действий.

Проведение мониторинга состояния объектов обеспечивает их безопасную эксплуатацию, предотвращение нештатных ситуаций, уточнение фактических параметров эксплуатации, более точное прогнозирование остаточного ресурса и сохранение работоспособности оборудования на многие годы в самых жестких условиях эксплуатации.

Как известно [2–5], эксплуатация насосно-компрессорного оборудования сопровождается высоким уровнем вибрации трубопроводных обвязок, межступенчатых аппаратов и других объектов. Особенно это характерно для установок, оснащенных поршневыми компрессорами, в линиях нагнетания и всасывания

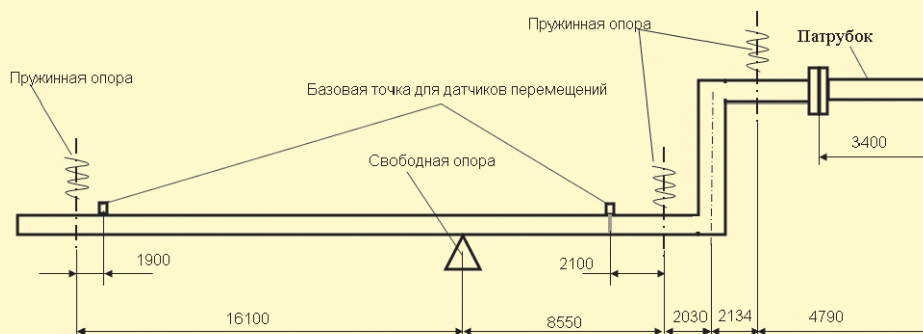


Рис. 2. Схема трубопровода

которых имеет место пульсация давления большой амплитуды на частотах, кратных оборотной частоте работы компрессора. При оценке ресурса технологического оборудования подобных производственных объектов циклический характер внешних воздействий (вибрация) учитывается не в полной мере. При этом вибрационное состояние оборудования не учитывается. Прежде всего, это связано с отсутствием необходимой нормативной базы, позволяющей корректно выполнить расчетно-экспериментальную оценку работы оборудования и точно осуществить прогнозирование ресурса его работы с учетом фактических условий эксплуатации, в том числе с учетом усталостных явлений, вызванных вибрацией.

Учитывая остроту указанной проблемы, в 2005 г. ОАО «ИркутскНИИхиммаш» и ОАО «АНХК» совместными усилиями создали нормативный документ [6], в основу которого был положен специально разработанный рас-

четно-экспериментальный метод идентификации напряженно-деформированного состояния трубопроводов, подверженных вибрации [7]. При его практической реализации приходится сталкиваться с рядом трудностей, главной из которых является необходимость применения многоканальных виброизмерительных систем, позволяющих осуществлять синхронный сбор данных по всем каналам.

Чаще при обследовании вибрационного состояния технологического оборудования применяют одноканальные виброизмерительные приборы. При использовании таких приборов известно лишь амплитудное значение динамических перемещений и неизвестна фаза, поэтому задача определения напряженно-деформированного состояния существенно осложняется.

Достаточно перспективным решением вышеизложенных проблем, возникающих при реализации на практике методики

[6], может стать применение мобильных измерительных систем мониторинга с числом измерительных каналов от 8 до 12. В 2007 г. подобную виброизмерительную систему производства НПП «Мера» (г. Королев Московской обл.) приобрело ОАО «ИркутскНИИхиммаш». Эта система успешно используется при обследовании вибрационного состояния, определении напряженно-деформированного состояния и ресурса безопасной эксплуатации трубопроводных систем технологических объектов ОАО «АНХК». Рекомендации по снижению уровня вибрации трубопроводных систем, разрабатываемые на основе результатов подобных исследований, более эффективны и достоверны.

Применение систем мониторинга технического состояния объектов — одно из приоритетных направлений обеспечения их безопасной эксплуатации, а следовательно, стабильного и динамичного развития предприятия.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Шаталов А. А., Сердюк Ф. И., Костюков В. Н. и др. Безаварийность производства — путь к повышению рентабельности. Внедрение систем мониторинга КОМПАКС® // ХТТМ. — 2000. — № 3. — С. 9–13.
2. Погодин В. К., Безделев В. В., Трутаев С. Ю. и др. Разработка расчетно-экспериментальных методов оценки остаточного ресурса и создание нормативной базы для увеличения межремонтного пробега технологических установок // Химическое и нефтегазовое машиностроение. — 2005. — № 6. — С. 37–39.
3. Муштаев В. И., Несвижский Ф. А., Шубин В. С. и др. Особенности оценки остаточного ресурса технологических трубопроводов химических производств // Химическое и нефтегазовое машиностроение. — 2004. — № 2. — С. 42–43.
4. Методика оценки остаточного ресурса оборудования и трубопроводов компрессорных установок химических и нефтехимических производств. — Иркутск: ОАО «ИркутскНИИхиммаш», 1999.
5. РД 0154-13—2003 Методика виброисследований для снижения уровня вибрации трубопроводных обвязок насосно-компрессорного оборудования. — Иркутск: ОАО «ИркутскНИИхиммаш», 2004.
6. Методика расчета остаточного ресурса технологических трубопроводов с учетом вибрационного воздействия. — Иркутск: ОАО «ИркутскНИИхиммаш», 2005.
7. Погодин В. К., Безделев В. В., Трутаев С. Ю. и др. Определение динамического напряженно-деформированного состояния трубопроводных обвязок насосно-компрессорного оборудования на основе натурных исследований // Материалы III международной конференции «Проблемы механики современных машин». Том II. — Улан-Удэ: ВСГТУ, 2006. — С. 59–62.

В. Ю. Мантуров, С. В. Подаусов, В. А. Кровяков
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Единое информационное пространство в оперативном управлении производством

Рассмотрены преимущества использования единого информационного пространства (ЕИП) в оперативном управлении производством. Изложены основные цели и задачи внедрения системы производственного учета (СПУ), закладывающей фундамент в построение ЕИП.

Описано внедрение в ОАО «АНХК» системы технологического мониторинга — первого этапа создания СПУ.

Дан обзор запланированных мероприятий по СПУ, среди которых рассмотрены разработка и внедрение системы диспетчеризации и системы расчета материального баланса.

В нефтехимических компаниях все более актуальной становится задача построения единого информационного пространства (ЕИП), охватывающего всю производственную деятельность предприятий. Актуальность задачи напрямую связана с необходимостью обеспечения “прозрачности” современного нефтеперерабатывающего производства — предоставления всем заинтересованным специалистам компании достоверной и оперативной информации о производстве, требуемой для принятия эффективных и своевременных управленческих решений.

В результате внедрения ЕИП сокращается время реагирования на изменения, происходящие как вне компании — на рынках, так и внутри нее — на производстве. Компания обретает гибкость — возможность быстро и адекватно адаптироваться к новым условиям.

ЕИП включает: сбор, централизованное хранение и обработку производственной информации, обеспечение доступа пользователей к агрегированным данным, стандартизацию способов обработки типовых данных, обеспечение безопасности источников информации. Оно вооружает руководителей достоверной и актуальной информацией, необходимой для принятия эффективных

решений в сфере оперативного управления нефтеперерабатывающим производством.

Основой ЕИП является интеграция разнородных и территориально распределенных источников информации реального времени, чаще всего систем автоматического управления основными и вспомогательными технологическими установками, SCADA-системы резервуарных парков, автоматизированной системы управления узлами коммерческого учета, системы объектов снабжения и распределения энергоресурсов, автоматизированных рабочих мест заводских лабораторий и др.

Интеграция автоматизированных систем обеспечивает получение в центральном архиве текущей и исторической информации о технологии, энергетике и качестве всего производства. Благодаря интеграции источников информации облегчается получение оперативных унифицированных данных о производстве [1].

Следующей задачей ЕИП является интеграция источников информации с целью получения достоверного набора учетных данных, на основе которых строятся материальные и энергетические балансы, рассчитываются ключевые показатели производства [2].

Неоценимую роль в организации ЕИП играет унифициро-

ванный пользовательский интерфейс, который все чаще строится с использованием Web-технологий. Такой интерфейс призван обеспечить доступ специалистов к данным реального времени в виде мнемосхем технологических процессов, трендов технологических параметров, графиков изменения технико-экономических показателей, а также централизованно разрабатываемых отчетов об унифицированных ключевых показателях — KPI.

Таким образом, работая в ЕИП, руководители и профильные технические специалисты получают возможность доступа к производственной информации за любой промежуток времени в любой точке корпоративной вычислительной сети.

Внедрение в 2007 г. в ОАО «АНХК» системы технологического мониторинга, обеспечившее основу для реализации идеи ЕИП, осуществлялось на платформе программного обеспечения PI (Plant Information) System американской фирмы «OSIsoft». Концепция построения систем управления производством отрабатывается этой фирмой в течение последних 25 лет. PI System внедрена более чем на 600 нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ), в том числе на 16 НПЗ России и стран СНГ. Такой опыт позволил разработать универсаль-



Рис. 1. Горизонтальная интеграция на основе PI System

ную структурную схему и методы создания систем управления производством и благодаря этому за максимально короткий период создать работающую систему в ОАО «АНХК».

Система технологического мониторинга (СТМ), являющаяся первым этапом создания системы производственного учета Ангарской нефтехимической компании (СПУ АНХК), во многом отвечает концепции ЕИП. Она представляет собой информационную основу (базис) для последующего этапа создания СПУ АНХК — системы диспетчеризации (рис. 1).

СТМ получает информацию от распределенных систем управления (PCY), контроллеров на установках, а также от TIS (Tank Information System) товарно-сырьевых и промежуточных парков и предоставляет пользователям единый интерфейс контроля технологических данных предприятия (рис. 2).

СТМ, используя базу данных реального времени, уникальные технологии которой позволили создать единый архив производственной информации нефтехимической компании,

обеспечивает уникальную скорость предоставления исторической информации (исторический тренд по четырем параметрам за год предоставляется менее чем за 1 с). Клиентская часть включает мощные средства визуализации, а удобные средства администрирования обеспечивают быструю разработку макетов мнемосхем, окон вывода трендов и шаблонов отчетов без программирования.

СТМ поддерживает функции интерфейса к производственным данным для внешних бизнес-приложений, что, в свою очередь, обеспечивает специалистам ОАО «АНХК» новые возможности для принятия стратегических управленческих решений. Созданная система уже сейчас поднимает на новый уровень возможности анализа исторической информации о производстве. Теперь каждый пользователь системы может получить полную информацию о всех производственных процессах, работе технологических установок, движении нефтепродуктов и работе вспомогательных производств АНХК в целом, не выходя из кабинета и не делая ни одного телефонного звонка. Это

значительно снижает нагрузку на оперативный персонал и повышает уровень доверия между службами.

В ходе внедрения в 2007 г. СТМ:

- подразделениями ОАО «АНХК» (нефтеперерабатывающий завод, товарно-сырьевое производство, завод масел, химический завод) единое информационное пространство наполнено данными с 16 различных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП) установок;

- отработаны технические решения по информационному обмену с системами таких производителей, как Honeywell, Yokogawa, Siemens, Saab, Tecon, SCADA;

- для обеспечения защиты АСУТП организована виртуальная защищенная сеть с использованием технологий CISCO System; данные реального времени с PCY предварительно буферизируются на шлюзовых технологических компьютерах, оснащенных программным обеспечением с PI-интерфейсом, а затем через защищенное подключение передаются непосредственно на сервер;

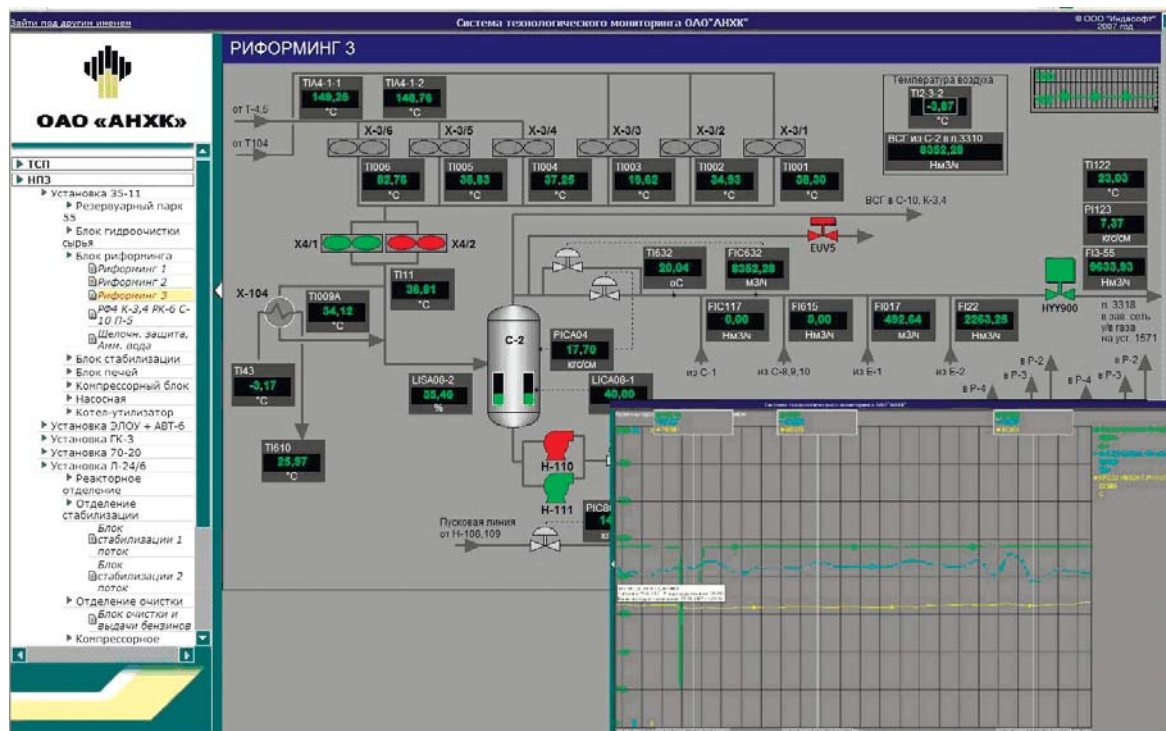


Рис. 2. Снимок экрана работающей системы

- разработаны мнемосхемы для всех подключенных установок и парков, реализованы решения прикладных задач по эксплуатации резервуарных парков товарно-сырьевого производства, организованы рабочие места ведущих специалистов; совокупный информационный объем СТМ составляет примерно 7300 измеряемых и вычисляемых с разной периодичностью параметров реального времени.

В результате успешной реализации проекта СТМ решены следующие задачи:

- организован оперативный мониторинг состояния технологических процессов производства;
- создан единый архив данных PI System, обеспечивающий долговременное надежное хранение данных;
- налажен автоматический сбор данных реального времени с PCS;
- организовано подключение к СТМ вновь создаваемых АСУТП без затрат на модернизацию системы в целом;

- унифицированы наименования параметров с учетом рекомендаций корпоративного стандарта ОАО «НК «Роснефть» для обеспечения внедрения корпоративных IT-проектов;
- централизовано администрирование СТМ;
- унифицирован интерфейс пользователя;

- проведена индивидуальная настройка рабочего места каждого специалиста в зависимости от его профессиональных обязанностей без привлечения разработчиков АСУТП;
- сокращены затраты на поддержку и сопровождение клиентской части различных систем АСУТП на рабочих местах пользователей.



Рис. 3. Состав СПУ

В 2008 г. в ОАО «АНХК» в качестве очередного этапа создания СПУ запланированы разработка и внедрение системы диспетчеризации, включающей модули автоматизации режимных листов и учета движения сырья и нефтепродуктов.

До 2011 г. планируется полностью завершить создание и внедрение СПУ АНХК (рис. 3), включая автоматизированную

систему расчета материального баланса на основе хранящейся в базах данных СТМ информации. С внедрением системы согласования материального баланса доступ к исходным необработанным данным, на основании которых составляется баланс, аналитическим отчетам, подготавливаемым на основании агрегированных данных, станет простым и прозрачным. Это, в свою очередь, по-

ложительным образом отразится на оперативности и корректности принятия решений ведущими профильными специалистами и руководителями производства, уменьшит нагрузку на участников информационного обмена при анализе текущей производственной ситуации, обеспечит получение достоверных данных для оптимизации работы производственных циклов АНХК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. *Левин И. К., Шапиро И. Я.* Применение PI (Plant Information) System в нефтепереработке // Нефтяное хозяйство. — 2000. — № 10.
2. *Андреев Е. Б., Попадько В. Е.* Программные средства системы управления технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности. — М.: Нефть и газ, 2005.



В. Б. Майлер

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Автоматизация и метрологическое обеспечение производства

Для достоверного учета продукции на разных этапах производства и при отгрузке товарной продукции внедрены радарные уровнемеры, кориолисовы массомеры, электронные авто- и железнодорожные весы. Эффективное управление производством обеспечивают распределенные системы на базе современной микропроцессорной техники мирового класса. Совершенствуется метрологическая база.

Технологические процессы как объекты управления характеризуются широким разнообразием параметров, которые подлежат контролю, регулированию, сигнализации и блокировке. В ОАО «АНХК» на разных этапах развития производств изменялся набор технических средств КИПиА, обеспечивающих функционирование технологических процессов, точность регулирования параметров, метрологический учет компонентов и товарной продукции, противоаварийную защиту (ПАЗ) объектов.

В последние годы особое внимание уделено достоверному учету продукции на разных этапах производства и товарной продукции при отгрузке. На резервуарах товарной продукции и в промежуточных парках установлено более 170 высокоточных уровнемеров и систем измерения лучших мировых фирм, что позволяет вести достоверный учет объема и массы продукции в реальном масштабе времени.

Основной объем продукции — бензинов, дизельных топлив, мазутов и др. отгружают на железнодорожный транспорт. Для учета этой продукции используют десять электронных высокоточных весов. Часть продукции отгружают через электронные автомобильные весы. Более ста основных потоков нефтепродук-

тов оснащены высокоточными кориолисовыми массомерами, с которых достоверная информация предоставляется на любой уровень производственной цепочки. Информация от весов, уровнемеров и массомеров по информационной сети передается пользователям для оформления отгрузочных документов, сведения балансов и оперативной работы.

Традиционно уделяется повышенное внимание метрологическому обеспечению качества продукции и промышленной безопасности производства.

В базе данных автоматизированного рабочего места (АРМ) «Метрология» числится более 70 тыс. единиц паспортизованных средств измерений. Графики поверки и калибровки средств измерений выполняются и контролируются через это АРМ.

Постоянно расширяется и совершенствуется метрологическая база ремонтируемых и поверяемых средств измерений. Имеется широкий спектр эталонного и калибровочного оборудования. На уникальном расходомерном участке на базе проливных установок и двух пруверов проводится поверка объемных счетчиков, турбинных расходомеров и массомеров.

В компании созданы и эксплуатируются: криогенная установка для градуировки и поверки термометров до -190°C , абсолютный

термодинамический генератор влажного газа для поверки гигрометров, установка для поверки высокоточных плотномеров.

Планомерно ведется работа по приведению объектов к действующим правилам и нормам. Во многом эта работа направлена на обеспечение безопасности производств. В частности, взрывопожароопасные помещения и наружные установки оснащаются сигнализаторами дозврывоопасных концентраций горючих газов и паров жидкостей, а также предельно допустимых концентраций токсичных веществ. В эксплуатации находятся более 1,5 тыс. таких датчиков.

На ряде объектов, где еще используются уникальное технологическое оборудование и технологии почти векового возраста, экзотические приборы типа ртутных кольцевых весов или дифманометров с ртутным заполнением, а также прошлые поколения средств пневматики заменены на современную микропроцессорную технику с надежными полевыми приборами и регулирующими клапанами.

В компании осуществляется планомерный переход на современные системы управления, средства измерения и ПАЗ. Идет замена щитовых приборов на АРМ операторов-технологов на базе распределенных систем управления (PCY).

Согласно принятым программам основные технологические объекты переводятся на РСУ. Внедрение таких систем при модернизации установок или вводе новых технологий стало обязательным условием.

Отметим несколько таких объектов. Три года назад при модернизации реакторного блока установки ГК-3 внедрена РСУ, без которой не было бы получено ожидаемого технологического эффекта. В текущем году действие этой системы распространено на оставшиеся блоки данной установки при ее коренной реконструкции.

На установке гидроочистки дизельных топлив при модернизации реакторов пневмати-

ческий КИП заменен на электронный, заменены также более 120 регулирующих клапанов и сотни датчиков, смонтирована и введена в эксплуатацию РСУ с ПАЗ.

За 2006–2007 гг. внедрены РСУ и на других объектах:

- на НПЗ: на установках каталитического реформинга, ЭЛОУ 10/6 и ЭЛОУ-4, в резервуарных парках и насосной, в системах химводоподготовки, на энерго- и водоблоках;

- на химическом заводе: на установках по производству метил-*трет*-бутилового эфира и гидроочистки бензиновых фракций, на складе сжиженных углеводородных газов и в компрессорной;

- на заводе масел: на установке селективной очистки масел и на станции ввода присадок.

В стадии пусконаладки находится автоматизированная установка герметичного налива бензинов в железнодорожные цистерны.

Выполнены проекты модернизации в ближайшие годы систем КИПиА с переводом на РСУ ряда объектов НПЗ, завода масел и управления водоканализации и очистки сточных вод.

Продолжение этой очень важной работы без сбавления темпов будет способствовать дальнейшему улучшению качества выпускаемой продукции, а также повышению промышленной и экологической безопасности.



И. В. Павлов, Л. А. Поняев, Е. В. Казулина, Ж. Ю. Гусакова
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Применение гидрогенизационных процессов в производстве базовых масел

*Описан один из способов улучшения
экологических характеристик базовых масел.*

Постоянное ужесточение во всем мире требований к качеству масел затрагивает как технические, так и экологические аспекты их производства и применения.

Ряд законодательных действий российского правительства — ратификация Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата и утверждение первого в России специального технического регламента требований к выбросам автомобильной техникой направлен на улучшение экологической обстановки в стране. Эти действия заставляют производителей как техники, так и смазочных материалов разрабатывать и применять инновационные способы производства.

Наряду с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) модифицируются системы нейтрализации и очистки отработавших газов, на содержание вредных веществ в которых влияет химический состав применяемых моторных масел. В связи с ростом нагрузок на ДВС содержание в базовых маслах присадок за последнее время увеличилось в среднем на 30%. Благодаря этому доля в маслах соединений серы, оказывающих влияние на содержание загрязняющих веществ в отработавших газах автомобильной техники, сводится практически к нулю.

Существенно изменяются требования и к маслам для промышленного оборудования. Со-

временной технике необходимы масла повышенной окислительной стабильности и высокого класса чистоты, способные работать в широком температурном диапазоне длительное время.

Выполнение перечисленных требований обеспечивает применение в производстве базовых масел каталитических процессов и новых присадок, наносящих минимальный ущерб окружающей среде и позволяющих производить энергосберегающие смазочные материалы.

В ОАО «АНХК» был предложен один из вариантов решения вопроса улучшения экологических и эксплуатационных свойств базовых масел I группы по классификации API. На типовой промышленной установке Г-24 завода масел внедрен процесс гидрооблагораживания с использованием композиции гидрирующего модифицированного алюмоникельмолибденового и депарафинирующего цеолитсодержащего катализаторов. Эта композиция катализаторов заменила морально устаревший алюмокобальтмолибденовый катализатор АКМ. Технология разработана специалистами компании и прошла весь комплекс испытаний с положительным эффектом.

Особенностью процесса является послойная загрузка катализаторов, адаптированная к каждому уровню вязкости перерабатыва-

емых масляных фракций. Гидрирующую функцию выполняет катализатор, представляющий собой алюмоникельмолибденовую систему с содержанием 18–21% триоксида молибдена и 7–9% оксида никеля, депарафинирующую функцию — катализатор, содержащий среднекремнеземный цеолит, 10–12% триоксида молибдена и 5–6% оксида никеля.

Процесс осуществляется при температуре 300–320°C, давлении 3,6 МПа и содержании водорода в циркуляционном водородсодержащем газе 80–89%.

Как видно из приведенных в табл. 1 среднестатистических данных, после гидрооблагораживания в случае применения катализатора АКМ углеводородный состав масляных фракций и содержание в них серы остаются без изменения, лишь немного улучшается их цвет. Зато при использовании композиции катализаторов повышается индекс вязкости и улучшается цвет масляных фракций, снижается в них доля соединений серы и, что особенно важно, улучшается групповой углеводородный состав за счет увеличения содержания насыщенных углеводородов.

Сравнивая базовые масла I группы зарубежных производителей и ОАО «АНХК» (табл. 2), можно отметить, что уровень их качества вполне сопоставим.

Получаемые в ОАО «АНХК» базовые масла I группы извест-

Таблица 1

Показатели	Масляная фракция					
	маловязкая		вязкая		остаточная	
	до гидрооблагораживания	после гидрооблагораживания	до гидрооблагораживания	после гидрооблагораживания	до гидрооблагораживания	после гидрооблагораживания
Вязкость при 100°C, мм ² /с	5	5/5	8	8/8	19	19/19
Степень гидрообессеривания, % отн.	—	25/90	—	16/70	—	7/40
Индекс вязкости	93	93/101	92	92/96	89	89/92
Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	71	71/76	66	66/69	49	49/58
Массовая доля серы, %	0,4	0,3/0,05	0,6	0,5/0,2	0,65	0,6/0,4
Цвет, ед. ЦНТ	2,5	2/0,5	3	2,5/2	5,5	5/3
Температура застывания, °C	−16	−16/−22	−16	−16/−17	−16	−16/−16

Примечания: 1. Гидрооблагораживание проводили при температуре 330°C, давлении 3,6 МПа, объемной скорости подачи сырья 1 ч^{−1} и объемном отношении (в нормальных условиях) ВСГ:сырье, равном 1000. 2. В числителе — на катализаторе АКМ, в знаменателе — на системе катализаторов.

Таблица 2

Показатели	Базовое масло вязкостью при 100°C					
	5 мм ² /с производства			8 мм ² /с производства		
	«Total»	«Shell»	ОАО «АНХК»	«Total»	«Shell»	ОАО «АНХК»
Индекс вязкости	101	106	101	97	98	96
Содержание парафино-нафтеновых углеводородов, %	74	82	76	70	74	69
Массовая доля серы, %	0,10	0,13	0,05	0,30	0,20	0,20

ны на рынке под маркой Rosneft Basic Grade. По экологическим и эксплуатационным свойствам они максимально приближены к современным требованиям. В 2006 г. эти масла отмечены дипломом лауреата конкурса по программе «Сто лучших товаров России».

С применением на установках Г-24 системы катализаторов возросла рентабельность масляного производства практически с минусового уровня до 31%, увеличился объем сбыта его продукции — масла Rosneft Basic Grade востребованы на рынках Китая, Вьетнама, Прибалтики, в Центральной части России. Достаточно высокий уровень

гидрирования базовых масел обеспечил без затруднений получение допуска к применению турбинного масла ТП-22С марки 1, соответствующего более жестким требованиям к стабильности против окисления.

Повышение требований к экологическим и эксплуатационным характеристикам продукции и рост конкуренции стимулируют производителей базовых масел на переход к применению передовых технологий, предусматривающих внедрение процессов гидрокрекинга и гидроизомеризации. Эти процессы позволяют вырабатывать масла II и III групп по классификации API, отличающиеся от масел I группы низким (менее

0,03%) содержанием серы, высоким (более 90%) содержанием насыщенных углеводородов и индексом вязкости выше 120 пунктов.

До 2012 г. при сочетании благоприятных условий рынка и бизнеса в ОАО «АНХК» запланировано освоение базовых масел новых видов, отвечающих всем вышеперечисленным требованиям. Новые технологии гидрогенизационных процессов подготовки рафинатов и изомеризации гача позволят при использовании существующих сольвентных установок получать высококачественные базовые масла II и III групп по классификации API.

А. И. Ёлшин, Б. З. Соляр, Л. Ш. Глазов, И. М. Либерзон,
В. М. Моисеев, И. В. Кукс, И. Е. Кузора, Д. А. Сергеев,
И. Е. Сидоров, В. М. Зарубин, А. С. Грибок

ООО «Автотехпроект», ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»,
ОАО «ВНИИ НП»

Опыт эксплуатации реконструированной установки каталитического крекинга в составе комплекса ГК-3

Приведены результаты работы установки каталитического крекинга после реконструкции с внедрением технологии крекинга в прямоточном реакторе при двух основных режимах: «мягком» — для максимальной выработки светлых нефтепродуктов при пониженной температуре крекинга и «жестком» — для выработки бензина с повышенными октановыми характеристиками при высокой температуре крекинга.

Установка каталитического крекинга (КК) в составе комплекса ГК-3 эксплуатируется в ОАО «АНХК» с 1968 г. До реконструкции на ней применялась устаревшая технология крекинга в псевдооживленном слое катализатора [1].

В 2000–2003 гг. была осуществлена коренная реконструкция установки с внедрением прямоточного реактора. Аппаратурное оформление новой технологии включает следующие основные элементы: комбинированный выносной вертикальный прямоточный реактор, высокоэффективные сырьевые форсунки, циклон грубого разделения на концевом участке прямоточного реактора, высокоэффективные одноступенчатые доулавливающие циклоны реактора, секцию двухстадийной отпарки катализатора и др. [2, 3].

После реконструкции установка переведена на двухлетний межремонтный цикл эксплуатации. Обследование реакторного блока после двух двухгодичных пробегов установки показало, что вновь установленное оборудование находится в удовлетворительном техническом состоянии и не требует значительных ремонтных ра-

бот. С учетом этого в дальнейшем планируется перевести установку на трехлетний межремонтный цикл эксплуатации.

Внедрение новой технологии крекинга создало предпосылки для постепенного повышения производительности установки до 130% от принятой в проекте реконструкции. Однако, как показали газодинамические расчеты, при такой производительности линейная скорость паров в доулавливающих циклонах реактора заметно превышает верхний допустимый предел. Это могло бы ограничивать продолжительность межремонтного пробега установки.

В связи с этим в рамках программы повышения производительности в реакторе были установлены однотипные доулавливающие циклоны с увеличенными габаритными размерами, обеспечивающими оптимальные условия их эксплуатации. Внутренняя поверхность циклонов и верхняя часть их пылевозвратных стояков футерованы высококачественным эрозионно стойким бетоном АСТСЕМ, нанесенным на панцирную сетку. Пылевозвратные стояки циклонов оборудованы

новыми затворными клапанами усовершенствованной конструкции. Подвеска затворной плиты обеспечивает ее плотное прилегание к кромкам выводного патрубка. Более прочная конструкция ограничительной рамы способна выдержать значительные циклические нагрузки при повышенной температуре.

После замены циклонов содержание механических примесей в остатке, выводимом снизу ректификационной колонны, сохранилось на прежнем, весьма низком уровне: 0,06–0,08% мас.

В рамках программы увеличения продолжительности межремонтного пробега установки проведена замена трубчатого парораспределителя в кольцевой зоне отпарной секции реактора, единственного узла оборудования реакторного блока, сохранившегося от предшествующего дизайна. Вместо него установлены два кольцевых футерованных парораспределителя, один из которых (диаметром осевой окружности 6500 мм) предназначен для псевдооживления периферийной части слоя катализатора, другой (диаметром осевой окружности 4900 мм) — для псевдооживления

Продукты	Выход (% мас.) при крекинге		
	облегченного сырья (до реконструкции вакуумного блока) на режиме		утяжеленного сырья (после реконструкции вакуумного блока), нагрузка 130 т/ч
	мягком, нагрузка 120–125 т/ч	жестком, нагрузка 90 т/ч	
Сухой газ (в том числе сероводород)	3,4	4,5	3,3
Головка стабилизации	13,2	20,9	13,3
пропан	1,5	1,8	1,5
пропилен	4,7	7,0	4,8
изобутан	3,3	5,0	3,2
n-бутан	0,5	1,0	0,6
сумма бутиленов	3,2	6,1	3,2
Бензин (фракция C ₅ –200 °С)	51,2	49,8	50,7
Легкий газойль	22,9	16,4	21,8
Тяжелый газойль	4,0	3,1	5,6
Кокс + потери	5,3	5,3	5,3
Сумма светлых продуктов	74,1	66,2	72,5

слоя катализатора вокруг цилиндрической камеры с обеспечением плавного его перетекания через окна камеры в центральную зону отпарной секции.

После завершения реконструкции на установке КК в течение 2003–2007 гг. перерабатывался прямогонный вакуумный газойль с довольно низкой температурой (490–500 °С) конца кипения и повышенным содержанием (15–18% об.) фракций до 360 °С. Плотность сырья составляла 895–903 кг/м³, содержание серы — 0,85–0,95% мас., коксуемость (по Конрадсону) — 0,08–0,12% мас.

Установка КК эксплуатировалась в основном при двух режимах в зависимости от требований к структуре выхода продуктов крекинга и их качеству: «мягком» — для максимальной выработки суммы светлых нефтепродуктов (бензина и легкого газойля) и «жестком» — для выработки бензина с максимальными ок-

тановыми характеристиками и повышения выхода пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций.

При «мягком» режиме поддерживались пониженная температура (500–505 °С) крекинга и умеренная кратность (6,0–6,2 т/т) циркуляции катализатора, нагрузка по сырью составляла 120–125 т/ч. «Жесткий» режим характеризовался высокой температурой (530–535 °С) крекинга и повышенной кратностью (более 7 т/т) циркуляции катализатора, нагрузка по сырью не превышала 90 т/ч. Отличительной особенностью этого режима являлось применение схемы рециркуляции легкого газойля для охлаждения продуктов крекинга на выходе из циклона грубого разделения и гашения благодаря этому неселективных реакций термического крекинга в сепарационной зоне реактора.

При «мягком» режиме крекинга (см. таблицу) выход бензина

с температурой конца кипения 200 °С составлял 51,2% мас., его октановое число — 80,8 пункта по моторному методу (ММ) и 91,6 пункта по исследовательскому методу (ИМ).

При «жестком» режиме крекинга наблюдались в соответствии с известными закономерностями следующие изменения по сравнению с «мягким» режимом: снизился выход бензина — на 1,4% мас. вследствие переэкранирования части бензиновой фракции, повысилось его октановое число — на 2,3 пункта по ММ и на 2,2 пункта по ИМ, снизился выход легкого газойля — на 28% отн., повысилась его плотность — с 944 до 978 кг/м³. В значительной мере повысился выход газовых компонентов (см. таблицу): сухого газа — на 30% отн., пропилена — в 1,5 раза, изобутана — в 1,5 раза, суммы бутиленов — в 1,9 раза.

В 2007 г. после реконструкции атмосферного и вакуумного блоков установки ГК-3 сырье КК несколько утяжелелось: температура конца кипения повысилась до 505–510 °С, содержание фракций до 360 °С сократилось до 5–8,5% об., плотность увеличилась до 910 кг/м³, коксуемость (по Конрадсону) — до 0,24% мас., содержание серы — до 1,07% мас.

В настоящее время установка эксплуатируется при «мягком» режиме: нагрузка по сырью — 130 т/ч, температура крекинга — 497–503 °С, кратность циркуляции катализатора — 6,2–6,5 т/т. После изменения качества сырья выход бензина (фракции C₅–200 °С) снизился до 50,7% мас. (на 0,5% мас.), его октановое число повысилось на 0,5 пункта, выход легкого газойля уменьшился на 1,1% мас.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ёлшин А. И., Соляр Б. З., Глазов Л. Ш. и др. — ХТТМ. — 1995. — № 3. — С. 11–16.
2. Ёлшин А. И., Соляр Б. З., Глазов Л. Ш. и др. — Там же. — 2004. — № 4. — С. 15–17.
3. Ёлшин А. И., Соляр Б. З., Глазов Л. Ш. и др. — Нефтепереработка и нефтехимия. — 2005. — № 6. — С. 8–12.

В. М. Моисеев, И. Е. Сидоров, В. Б. Марышев,
В. Н. Можайко, В. И. Гурдин, В. В. Гутер

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», ООО НПФ «Олкат»

Риформинг на новых катализаторах — РБ-33У и РБ-44У

Приведены результаты работы установки риформинга на катализаторах нового поколения — РБ-33У и РБ-44У в течение трех лет без проведения их регенерации. Показано изменение температуры процесса, октанового числа риформата и концентрации водородсодержащего газа.

Установка каталитического риформинга Л-35-11/1000 Ангарского НПЗ (ОАО «АНХК») после коренной реконструкции в 1999 г. была переведена на работу при пониженном давлении [1]. Ее производительность по сырью при этом была снижена на 30% вследствие снижения производительности компрессора ЦК-1 и загрузки катализатора в первые по ходу процесса два реактора (Р-2, Р-3) блока риформинга. На установке перерабатывается прямая малосернистая бензиновая фракция с высоким (40% мас. и более) содержанием наftenов.

В 2004 г. перед НПЗ была поставлена задача обеспечить производство риформата с октановым числом (ОЧ) 95–97 по исследовательскому методу (ИМ) и межремонтный пробег установки не менее двух лет. Для ее решения в октябре 2004 г. в реакторы была загружена каталитическая система из отечественных катализаторов нового поколения: РБ-33У (Р-2) и РБ-44У (Р-3, Р-4). Подготовка установки к загрузке свежих катализаторов, пусковые работы и последующая эксплуатация осуществлялись совместно с разработчиком катализаторов — фирмой «Олкат».

Уже в начальный период эксплуатации катализаторы РБ проявили высокую активность и селективность. Через несколько суток после пуска установки был получен риформат с ОЧ 95 (по

ИМ), а в период гарантийного пробега — 97 (по ИМ) с выходом 88,5% мас. на сырье. При этом температура на входе в реакторы составила 491°C, а концентрация водорода в циркулирующем водородсодержащем газе (ВСГ) — 82% об. [2]. Эти показатели превысили значения, гарантированные разработчиком катализаторов.

В течение последующих трех лет — с декабря 2004 г. по ноябрь 2007 г. установку эксплуатировали без регенерации катализаторов. Данные об изменении основных показателей ее работы за этот период приведены в табл. 1 и на рисунке.

В течение данного периода температуру на входе в реакторы риформинга регулировали в зависимости от загрузки сырья, которая изменялась от 110 до 130 м³/ч. ОЧ риформата поддерживали

преимущественно в пределах 94,5–95,5 (по ИМ).

За три года эксплуатации в указанном режиме температуру на входе в реакторы повысили с 487 до 496°C (т. е. на 9°), что соответствует усредненному темпу ее повышения — 0,25° в месяц. Данный результат достигнут при весьма низкой кратности циркуляции ВСГ — 900–1100 м³/м³, что было связано с фактической производительностью циркуляционного компрессора. Наряду с низкой скоростью подъема температуры следует отметить сохранение достаточно высокого выхода стабильного риформата и концентрации водорода в ВСГ, которая и при дальнейшей эксплуатации катализатора превышала 80% об. Наиболее заметно изменился перепад температуры в первом по ходу сырья реакторе:

Таблица 1

Показатели	Декабрь 2004 г.	Ноябрь 2007 г.
Температура на входе в реакторы, °С	487	496
Суммарный перепад температуры в реакторах, град.	133	115
Объемная скорость подачи сырья, ч ⁻¹	1,2	1,2
Давление на выходе из реактора Р-4, МПа	1,9	1,9
Кратность циркуляции ВСГ (в нормальных условиях), м ³ /м ³	1150	920
Концентрация водорода в ВСГ, % об.	84,5	82,5
Выход стабильного риформата, % мас.	88,5	87,5
Октановое число риформата:		
по исследовательскому методу (ИМ)	94,6	95,3
по моторному методу (ММ)	85,0	85,5

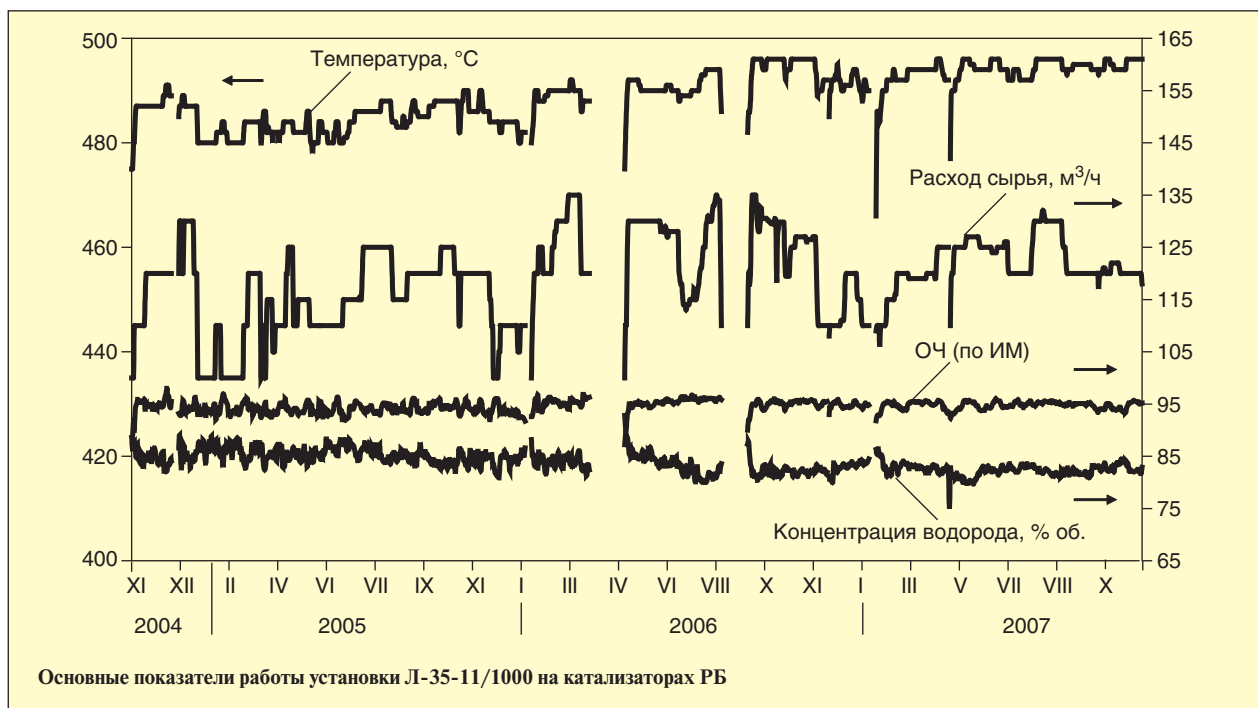


Таблица 2

Показатели	17.12–23.12 2004 г.		13.01–18.01 2006 г.		29.01–04.02 2007 г.	
	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки	до обработки	после обработки
Расход сырья, м³/ч	120	120	110	110	120	120
Температура на входе в реакторы, °C	489	489	482	482	490	490
Суммарный перепад температуры в реакторах, град.	127	125	120	127	134	126
Давление в сепараторе С-2 риформинга, МПа	1,8	1,8	1,8	1,8	1,5	1,5
Концентрация водорода в ВСГ, % об.	84	84	85	85	84	83
Октановое число риформата						
по ММ	85,3	85,4	83,6	83,6	85,1	85,4
по ИМ	94,6	95,6	92,0	92,7	94,8	95,3

за указанный период он снизился с 75 до 60°C.

В течение трех лет эксплуатации произошли несколько аварийных остановок компрессора и частичная дезактивация катализатора серой, когда после очередной аварийной остановки содержание сероводорода в пусковом ВСГ кратковременно достигло 1000 млн⁻¹. Было проведено и несколько плановых технологических остановок, связанных с ремонтом оборудования. Во время этих остановок катализа-

торы подвергали водородной обработке при температуре 500–520°C в течение 10–40 ч с применением ВСГ высокого качества. В табл. 2 приведены условия и результаты трех таких обработок.

Аварийные остановки и попадание сероводорода в катализатор, как правило, приводили к снижению его активности в результате ускоренного закоксовывания. Однако, как показано в табл. 2, водородная обработка позволила минимизировать это негативное воздействие.

Превосходные каталитические свойства катализаторов РБ-33У и РБ-44У в сочетании с водородными обработками в периоды остановок позволили обеспечить их высокую стабильность в процессе эксплуатации. Даже после трех лет работы без регенерации температура на входе в реакторы не достигла 500°C.

Успешная эксплуатация установки Л-35-11/1000 Ангарского НПЗ на катализаторах РБ-33У и РБ-44У продолжается.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крашук С. Г., Жарков Б. Б., Бурлов В. В. и др. — Нефтепереработка и нефтехимия. — 2003. — №8. — С. 10–12.
2. Моисеев В. М., Сидоров И. Е., Гурдин В. И. и др. — Там же. — 2005. — №6. — С. 6–8.

И. Е. Кузора, В. П. Томин, В. А. Микишев, А. Н. Полетаев,
А. И. Казачков, Д. А. Сергеев, В. А. Кабышев

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Технологии производства компонентов современных автомобильных бензинов

Разработан технологический комплекс, позволяющий с использованием существующего оборудования получать на основе углеводородных фракций каталитического крекинга компоненты современных автомобильных бензинов, характеризующиеся пониженным содержанием соединений серы, олефиновых углеводородов и повышенной детонационной стойкостью.

Мировое потребление моторных топлив ежегодно составляет более 1,7 млрд. т, в том числе автомобильных бензинов — более 800 млн. т [1–3]. В промышленно развитых странах на долю автотранспорта приходится до 60% вредных выбросов от общих источников загрязнения атмосферы [4], но в крупных городах эта доля более значительна и может составлять 80–90% [2]. Поэтому снижение экологической опасности топлив и продуктов их сгорания представляет значительную проблему, признанную мировым сообществом.

По данным [2], в России прогнозируется значительный рост автомобильного парка: к 2010 г. он составит около 33 млн. ед., к 2015 г. — 38 млн. ед. Рост в нем количества иномарок приведет к резкому увеличению спроса на автомобильные бензины: их потребление в 2015 г. может достигнуть 38–40 млн. т/год [3]. В связи со сложившейся и прогнозируемой ситуацией с потреблением автомобильных бензинов улучшение их эксплуатационных свойств является высокоприоритетной задачей для российских НПЗ и в целом для экономики страны.

В соответствии с международными обязательствами по снижению эмиссии вредных веществ в атмосферу в России осуществляется переход на вы-

пуск автомобильных топлив, в том числе бензинов, удовлетворяющих требованиям системы стандартов «Евро». При этом в автомобильных бензинах существенно ограничивается содержание соединений серы, ароматических и олефиновых углеводородов. В 2005 г. утвержден специальный технический регламент «О требованиях к выбросам автомобильной техникой, выпускаемой в обращение на территории Российской Федерации, вредных (загрязняющих) веществ», которым определены сроки введения в действие технических нормативов выбросов автомобильной техникой экологических классов 2–5.

Проектом специального технического регламента «О требованиях к бензинам, дизельному топливу и отдельным горючесмазочным материалам» устанавливаются предельные сроки производства автомобильных бензинов экологических классов 2–4. В соответствии с указанными нормативными документами в ближайшей перспективе планируется полномасштабный переход на выпуск как автомобильной техники, так и автомобильного топлива экологического класса 3.

Возможность выпуска автомобильных бензинов по тем или иным спецификациям зависит от набора процессов и их мощностей на НПЗ. В табл. 1 приведены

данные о составе процессов производства компонентов автомобильных бензинов на российских и зарубежных НПЗ.

Как видно, в России доля процессов изомеризации, C-алкилирования и O-алкилирования в этом составе крайне низка. Основной для производства автомобильных бензинов в нашей стране является риформат. Как компонент современных автомобильных бензинов он имеет существенные недостатки, среди которых следует отметить низкое содержание легких фракций — до 70 и до 100°C, низкую детонационную стойкость фракций до 100°C, высокое содержание ароматических углеводородов, в том числе бензола.

Программа развития ОАО «АНХК» в рамках реализации проекта изомеризации предусматривает внедрение технологии улучшения качества риформата — выделение из него наиболее жестко нормируемой примеси — бензола.

Как и на многих отечественных НПЗ, в ОАО «АНХК» значительную роль в увеличении глубины переработки нефти играет процесс каталитического крекинга (КК). Он обеспечивает высокий (50%) выход бензина (БКК), являющегося, как и риформат, базовым компонентом автомобильных бензинов. Однако этот компонент — основной источник

Таблица 1

Процесс	Доля процесса в производстве компонентов автомобильных бензинов, % от суммарного объема переработки нефти			
	в России	в США	в Германии	в Великобритании
Каталитический крекинг	6,7	35,8	16,4	24,3
Каталитический риформинг	11,9	18,3	15,0	16,4
Алкилирование	0,2	5,6	1,0	4,2
Изомеризация	0,8	3,0	2,6	4,6
Производство оксигенатов	0,1	0,5	0,3	0,2
Всего	19,7	63,2	35,3	49,7

в бензинах серы и олефиновых углеводородов.

Последовательно проводимые мероприятия по модернизации комплекса ГК-3 в НПЗ ОАО «АНХК» позволили существенно улучшить технико-экономические показатели процесса каталитического крекинга: допустимая нагрузка по сырью увеличилась со 100 до 130–135 т/ч, выход «светлых» продуктов вырос до 72%, детонационная стойкость БКК, получаемого в «мягком» режиме, повысилась до 80,5 (по ММ) и до 90,5 (по ИМ).

Однако увеличение глубины конверсии сырья и утяжеление его фракционного состава, сокращение времени контактирования сырья с катализатором и соответственно торможение вторичных реакций, связанных с переносом водорода, привели к существенному изменению качества БКК: наряду со снижением содержания ароматических углеводородов с 40 до 25% произошло значительное увеличение содержания олефиновых углеводородов — с 13 до 25–28%

и соединений серы — с 0,06–0,08 до 0,12–0,15%.

Анализ узких фракций БКК, выделенных на аппарате АРН-2, показал, что во фракциях выше 130°C сосредоточено 3/4 всех соединений серы. Проведенные на собственной экспериментальной базе исследования по гидроочистке тяжелой фракции БКК позволили разработать процесс селективного снижения содержания в ней серы с максимальным сохранением детонационной стойкости при использовании оригинального катализатора.

Промышленная апробация технологии разделения БКК с задействованием существующих ректификационных и гидрогенизационных мощностей включает разделение БКК на блоке вторичной перегонки бензина установки ГК-3, гидроочистку фракции 130°C–к.к. на Co–Mo/Al₂O₃-катализаторе на химическом заводе; отдувку нестабильного гидрогенизата от сероводорода, его защелачивание и водную отмывку на объектах химического завода с последующей откачкой стабиль-

ного гидрогенизата в резервуары товарно-сырьевого производства для приготовления товарных автомобильных бензинов.

Фактические данные о содержании серы в сырье и гидрогенизате с химического завода, изменении детонационной стойкости фракции 130°C–к.к. и БКК после компаундирования легкой фракции с гидрогенизатом тяжелой фракции, полученным при различных режимах гидроочистки, приведены в табл. 2.

Как видно, реализованная технология гидроочистки фракции 130°C–к.к. обеспечивает снижение содержания серы с 0,22–0,23 до 0,02–0,03% при потере детонационной стойкости БКК до 0,5 (по ММ).

Анализ выделенных из БКК узких фракций показал также, что во фракциях до 80 °C концентрация олефиновых углеводородов, в основном C₅–C₆, составляет более 40%. Около половины из них — изоолефины (2-метилбутены, 2-метилпентены, 2,3-диметилбутены, 2-этилбутены), способные вступать в реакции О-алкилирования со спиртами с образованием простых эфиров.

В ОАО «АНХК» существуют значительные мощности по производству метанола, что позволяет получать на базе легких фракций БКК соответствующие метил-трет-алкиловые эфиры. По результатам проведенных в компании исследований разработано технологическое оформление и подготовлены исходные данные для проектирова-

Таблица 2

Температура процесса, °C	Скорость подачи сырья, ч ⁻¹	Содержание серы, % мас.		Октановое число (по ММ)		Потеря октанового числа БКК (по ММ)
		в сырье	в гидрогенизате	сырья	гидрогенизата	
240	1,1	0,22	0,03	81,9	81,3	0,0
	1,6	0,23	0,08	82,0	81,5	0,0
260	1,0	0,26	0,01	81,3	77,0	0,6
	1,6	0,23	0,02	82,1	79,3	0,5
	2,0	0,22	0,03	81,2	79,3	0,3

Примечание. Гидроочистка фракции 130°C–к.к. БКК проведена при давлении 3,5 МПа и отношении ВСГ:сырье, равном 500:1 (об.).

Таблица 3

БКК	Содержание, %			Октановое число	
	серы	углеводородов		по ММ	по ИМ
		олефиновых	ароматических		
Исходный	0,12	24,7	24,3	80,3	90,5
После демеркаптанзации фракции н.к.—130°C и гидроочистки фракции 130°C—к.к.	0,03	23,7	23,6	79,8	90,1
После этерификации фракции н.к.—80°C	0,03	17,8	22,6	81,4	92,2

Таблица 4

Показатель	МТБЭ	Смесь метилбутиловых эфиров	
		Обр. 1	Обр. 2
Содержание МТБЭ, % мас.	96,12*	78,18	71,22
Прирост октанового числа при смешении с 10% риформата			
по ММ	1,9	2,2	2,3
по ИМ	3,2	3,8	3,6

* Содержание вещества МТБЭ в товарном продукте.

ния процесса кондиционирования фракции н.к.—80°C БКК. Этот процесс включает стадии: селективное гидрирование диолефиновых углеводородов с частичной изомеризацией моноолефиновых углеводородов и О-алкилирование изоолефинов метанолом.

Данные об изменении качества БКК после гидроочистки в промышленных условиях его тяжелой фракции и модифицированной на лабораторных установках легкой фракции приведены в **табл. 3**.

Согласно этим данным, детонационная стойкость БКК может быть увеличена на 1,1 (по ММ) и на 1,7 (по ИМ), а содержание в нем серы — снижено до 0,03%.

В результате модернизации комплекса ГК-3 значительно увеличился выход непредельных газов, в частности суммы углеводородов C₄ и изобутена. Анализ

показал, что ресурсы изобутена позволяют полностью обеспечить потребности ОАО «АНХК» в кислородсодержащей высокооктановой добавке — МТБЭ, ранее закупаемой со стороны.

При производстве метанола в ОАО «АНХК» в качестве побочного продукта в год образуется значительное количество диметилового эфира. С целью его квалифицированной утилизации была исследована возможность вовлечения в реакционную смесь О-алкилирования, содержащую метанол и изобутен в составе бутан-бутеновой фракции, диметилового эфира и гидролизующего агента — изобутанола с получением смеси метилбутиловых эфиров. Полученные на лабораторной установке смеси метилбутиловых эфиров были испытаны в качестве компонентов автомобильных бен-

зинов при смешении с риформатом. Данные об изменении детонационной стойкости риформата при компаундировании с МТБЭ и смесями метилбутиловых эфиров приведены в **табл. 4**.

Как видно, смесь метилбутиловых эфиров по антидетонационным свойствам не уступает МТБЭ. По результатам исследования разработан проект стандарта на компонент автомобильных бензинов, содержащий смесь метилбутиловых эфиров, подготовлены исходные данные для проектирования процесса синтеза суммы эфиров на производственных мощностях ОАО «АНХК».

Разработанные в компании технологии производства компонентов автомобильных бензинов на базе продуктов каталитического крекинга частично реализованы на существующих мощностях НПЗ и химического завода: тяжелая фракция БКК подвергается гидроочистке, эфирный компонент собственного производства, содержащий 96–99% МТБЭ, вовлекается в процесс приготовления высокооктановых автомобильных бензинов. Подготовлены исходные данные для проектирования процесса синтеза эфиров в составе легкой фракции БКК.

Внедрение собственных разработок, а также предусмотренное Программой развития строительство установки изомеризации и блока разделения риформата обеспечат в ближайшей перспективе выпуск в ОАО «АНХК» автомобильных бензинов экологического класса 3.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Емельянов В. Е., Крылов И. Ф. Автомобильный бензин и другие виды топлива: свойства, ассортимент, применение. — М.: Астрель: АСТ: Профиздат, 2005. — 207 с.
2. Емельянов В. Е., Крылов И. Ф. Альтернативные экологически чистые виды топлива для автомобилей. Свойства разновидностей, применение. — М.: Астрель: АСТ, 2004. — 128 с.
3. Аналитический обзор «Экономическое состояние нефтеперерабатывающей промышленности». Вып. I. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2007. — 112 с.
4. Селимов М. К., Абросимов А. А. Эколого-экономические аспекты развития производства моторных топлив в США. — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1991. — 64 с.
5. Аналитический материал «Новейшие достижения мировой и приоритеты российской нефтепереработки и нефтехимии в потребительских свойствах и технологии получения перспективных автобензинов, соответствующих европейским стандартам Euro-4 и Euro-5». — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2005. — 90 с.

И. В. Кукс, И. Е. Кузора, И. Д. Резниченко, Р. Р. Алиев,
Д. А. Сергеев, М. И. Целютина, В. И. Гурдин, В. И. Ануфриев,
Р. В. Романов, А. В. Комиссаров

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»,
ОАО «АЗК и ОС», ОАО «ВНИИ НП»

Производство экологически чистых дизельных топлив на реконструированной установке Л-24/6

Обобщены результаты освоения новой катализаторной системы АГКД-400 на реконструированной установке гидроочистки Л-24-6 дизельных фракций с вовлечением до 38% мас. вторичного сырья.

Приведены результаты эксплуатации установки, обеспечивающие производство дизельного топлива, отвечающего требованиям Евро-3 и Евро-4 по содержанию серы и полициклических ароматических углеводородов.

Мировая тенденция улучшения качества дизельного топлива связана с ужесточением требований к содержанию серы и полициклических ароматических углеводородов (ПАУ). В ближайшие годы в нашей стране планируется ввести на дизельное топливо стандарты «Евро-4» и «Евро-5».

Ключевым решением указанной проблемы в ОАО «АНХК» является организация на установке Л-24/6 производства дизельного топлива с пониженным содержанием серы и ПАУ. Для этого проведен комплекс научно-технических мероприятий с частичной реконструкцией установки.

К началу реконструкции процесс гидроочистки на установке протекал двумя независимыми потоками. На каждом из потоков были реакторный блок, состоящий из двух параллельно соединенных реакторов с общим объемом загруженного катализатора около 24 м³, блок стабилизации и блок очистки газов [1–3].

Основными технологическими решениями реконструкции установки явились:

- замена на каждом потоке физически устаревших параллельно

соединенных реакторов на два новых, соединенных последовательно, с объемом каждого 57 м³;

- организация ввода свежего водородсодержащего газа (ВСГ) между реакторами;

- организация в первом по ходу процесса реакторе аксиально-радиального ввода сырья;

- осуществление подачи подпиточного ВСГ (концентрация водорода не менее 97% об.) с увеличением давления на входе в реакторный блок до 4,5 МПа;

- загрузка катализаторной системы из двух катализаторов: алюмоникельмолибденового АГКД-400 марки БН и алюмокобальтмолибденового АГКД-400 марки БК;

- применение защитного слоя из катализаторов ФОР-1 и ФОР-2, изготовленных в форме колец;

- внедрение распределенной системы управления технологическим процессом;

- замена кожухотрубчатых сырьевых теплообменников более эффективными.

Основными факторами, определившим выбор схемы двух последовательно соединенных реакторов вместо ранее применявшейся параллельной, стали

увеличение доли (до 38% мас.) вовлекаемых в переработку фракций вторичного происхождения и уменьшение содержания ПАУ в гидрогенизате.

За последнее время в сырье установки Л-24/6 доля легкого газойля каталитического крекинга с установки ГК-3 достигла 17% мас., а доли дизельной и бензиновой фракций замедленного коксования увеличились соответственно до 14 и 7% мас. Повышенное содержание вторичных компонентов в перерабатываемом сырье при параллельной схеме соединения реакторов по прогнозу могло привести к росту перепада температуры между входом и выходом в реакторах до 30–40°.

При последовательной схеме соединения реакторов появилась возможность регулировать температуру на входе во второй по ходу процесса реактор путем ввода «водородного квенча» в газопроводную смесь и благодаря этому увеличить межрегенерационный пробег катализатора.

С целью повышения эффективности работы реакторов и предотвращения возможного роста перепада давления по слою катализатора были применены

оригинальные технические решения их внутреннего устройства. На каждом потоке первый по ходу процесса реактор является по принципу ввода сырья аксиально-радиальным [4, 5], второй — аксиальным.

Подача для проведения процесса гидроочистки ВСГ с концентрацией водорода не менее 97% об. не только приводит к увеличению рабочего давления в процессе гидроочистки до 4,5 МПа. Она играет существенную роль в сохранении стабильной работы установки в условиях переработки смесового сырья с повышенным вовлечением вторичных продуктов переработки нефти.

При использовании ВСГ с такой концентрацией водорода удается поддерживать нормальный режим работы блоков стабилизации при повышенных нагрузках по сырью (110–120 м³/ч на поток), содержащему до 7% мас. бензина замедленного коксования, что невозможно при использовании ВСГ с установкой риформинга, в котором концентрация водорода составляет 80–85% об.

Зачастую выбор катализатора гидроочистки определяет и качественные характеристики получаемого продукта, и экономические показатели работы установки в целом. По результатам предварительных испытаний восьми образцов катализаторов (в том числе

трех ведущих зарубежных фирм) и совокупности всех факторов была выбрана каталитическая система, состоящая из катализаторов АГКД-400 марки БН и АГКД-400 марки БК.

Указанные катализаторы являются новым поколением положительно зарекомендовавших себя катализаторов ГКД-205А и АГКД-205А и значительно превосходят их по активности в реакциях гидрообессеривания, гидродеазотирования и гидрирования ПАУ.

В табл. 1 приведены результаты исследований влияния содержания в сырье вторичных компонентов на активность выбранной каталитической системы. Как видно, при использовании в качестве сырья прямогонной дизельной фракции остаточное содержание серы в гидрогенизате составляет менее 50 млн⁻¹ при температуре 330°C. Вовлечение в сырье до 38% мас. вторичных компонентов приводит к необходимости повышения температуры на входе в первый реактор до 340–350°C.

При выборе каталитической системы принимали во внимание как основные особенности протекания реакций на алюмоникель- и алюмокобальтмолибденовых катализаторах, так и количество потребляемого в ходе процесса гидроочистки водорода. Результатом исследований и расчетов стало

оптимальное (применительно к данным условиям) распределение по реакторам катализаторов АГКД-400 марок БН и БК.

Одним из важнейших этапов формирования активного компонента в катализаторе гидроочистки является сульфидирование последнего. В ходе этого процесса необходимо не только провести замещение атомов кислорода на атомы серы, но и создать принципиально новые по составу и строению сульфидные биметаллические соединения.

Ранее сульфидирование катализаторов на установке проводили элементной серой в атмосфере водорода. Существенным недостатком данного способа является низкая управляемость процессом, а следовательно, увеличение доли побочных процессов, уменьшающих количество активных центров.

Для сульфидирования катализатора была применена оригинальная, предварительно отработанная на пилотных установках ОАО «АЗКиОС» методика сульфидирования прямогонным обогатленным сырьем, обогащенным сульфидирующим агентом. Данная методика лишена большей части недостатков, присущих ранее используемым способам сульфидирования.

Основные технологические показатели фиксированного пробега на втором потоке установки

Таблица 1

Показатели	Гидроочистка при температуре на входе в первый реактор								
	330°C сырья с содержанием вторичного компонента, %			340°C сырья с содержанием вторичного компонента, %			350°C сырья с содержанием вторичного компонента, %		
	0	20	36	0	23	38	0	20	36
Температура на выходе из второго реактора, °C	339	348	352	353	361	364	366	378	380
Кратность циркуляции ВСГ (в нормальных условиях), м ³ /м ³	330	325	350	340	335	350	340	330	335
Перепад давления в реакторах, МПа	0,03	0,04	0,05	0,03	0,05	0,05	0,03	0,04	0,05
Содержание в гидрогенизате									
сера, млн ⁻¹	50	90	115	46	65	92	24	36	47
ПАУ, % мас.	6,5	6,0	7,0	6,7	7,0	6,0	6,0	5,9	4,7

Таблица 2

Расход, м ³ /ч		Давление на входе в реактор Р-2/1, МПа	Перепад давления в реакторном блоке, МПа	Температура, °С		Расход, тыс м ³ /ч		Содержание, % мас.		
сырья	вторичного компонента			на входе в реактор Р-2/1	на выходе из реактора Р-2/2	ВСГ	ЦВСГ	серы		ПАУ в гидрогенизате
								в сырье	в гидрогенизате	
110	38	4,4	0,06	327	357	8,405	31,3	0,536	0,0114	5,1
110	38	4,4	0,05	332	363	9,345	32,1	0,738	0,0089	—
110	39	4,4	0,05	336	373	9,316	32,9	0,652	0,0050	—
110	41	4,4	0,05	336	374	9,062	33,5	0,714	0,0048	5,2
110	40	4,4	0,05	335	373	8,765	34,1	0,701	0,0046	—
110	28	4,4	0,05	336	370	9,305	32,1	0,679	0,0029	—
110	36	4,4	0,05	335	369	9,305	31,4	0,579	0,0026	—
110	38	4,4	0,05	335	371	9,157	31,9	0,643	0,0036	9,3
113	37	4,4	0,06	328	367	9,067	32,3	0,701	0,0143	8,7
115	41	4,4	0,06	325	349*	9,824	33,3	0,656	0,0224	—
115	39	4,4	0,06	325	349*	9,604	32,4	0,725	0,0231	7,2
115	38	4,4	0,06	325	349*	9,582	32,3	0,656	0,0167	7,6
120	40	4,5	0,06	325	351*	9,847	33,3	0,616	0,0172	—
120	26	4,5	0,06	325	349*	9,250	32,9	0,683	0,0156	—
120	22	4,4	0,06	324	347*	9,012	31,4	0,559	0,0131	4,7

* Повышен расход водородсодержащего газа по схеме межреакторного квенча.

Л-24/6, а также показатели качества получаемого гидрогенизата приведены в **табл. 2**.

По этим данным можно сделать следующие выводы:

- при температуре на входе в первый реактор 335°С содержание серы в гидрогенизате снижается с 0,579–0,714 до 0,0026–0,0046% мас.;

- содержание ПАУ в гидрогенизате составляет менее 9% мас.;

- несмотря на большой объем катализаторов в двух реакторах, перепад давления составляет 0,05–0,06 МПа;

- с повышением содержания вторичных компонентов в сырье перепад температур по реакторам увеличивается, что связано с экзотермичностью реакции гидрирования непредельных углеводородов, содержащихся в смесевом сырье.

Опыт двухмесячной работы реконструированной установки показал, что внедренные мероприятия и использование новой катализаторной системы обеспечивают ее стабильную эксплуатацию.

Сейчас установка эксплуатируется в режиме получения

дизельного топлива с содержанием серы менее 0,1% мас. при довольно низкой температуре: 305–310°С.

Результаты эксплуатации свидетельствуют о возможности производства экологически чистого дизельного топлива, отвечающего требованиям стандартов «Евро-3» и «Евро-4», при условии ввода в товарный продукт противоизносной и цетаноповышающей присадок. К производству такого топлива планируется приступить после строительства станции ввода присадок в 2009 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ёлишин А. И., Алиев Р. Р., Томин В. П. и др. — ХТТМ. — 2005. — №3. — С. 15–17.
2. Алиев Р. Р., Ёлишин А. И., Сердюк Ф. И. — Там же. — 2001. — №6. — С. 15–18.
3. Алиев Р. Р., Ёлишин А. И., Кукс И. В. и др. — Катализ в промышленности. — 2002. — №6. — С. 51–56.
4. Пат. 2213613 (РФ).
5. Рахимов Х. Х., Зидиханов М. Р., Трофимов О. В. и др. — Нефтепереработка и нефтехимия. — 2003. — №10. — С. 22–24.

В. Ю. Абрамов, Н. П. Деканова, А. Н. Ильин, П. В. Хан, В. В. Хан

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»,
Иркутский государственный университет путей сообщения,
Иркутский государственный технический университет,
Камчатский государственный технический университет

Диагностика теплотехнических свойств объектов нефтехимического производства

Рассмотрены проблемы диагностирования теплотехнических свойств объектов нефтеперерабатывающего и нефтехимического производств, а также методический подход к оценке термического сопротивления ограждающих конструкций и теплопотерь на основе тепловизионных съемок.

Теплопотери через ограждающие конструкции в сетях и установках нефтеперерабатывающего и нефтехимического производств могут составлять десятки мегаватт. С удорожанием энергетических ресурсов снижение теплопотерь становится одним из важнейших факторов, обеспечивающих экономическую эффективность производства. Оценить количественный уровень теплопотерь и локализовать их в системе позволяет своевременная и объективная диагностика теплотехнического состояния оборудования на основе методов математического моделирования.

Целью диагностирования является определение факта возникновения нештатной ситуации, который может быть представлен как выход вектора качества за пределы допустимой области [1]. Компонентами вектора качества могут быть параметры (температура и давление рабочих сред в определенных зонах реактора, колонны или на конкретном участке трубопровода; количество тепловой энергии на выходе из печи и др.), соблюдение которых определяет качество функционирования рассматриваемой системы. В задачах диагностики важно

определение не только факта, но также причины и локализации нештатной ситуации. В благоприятных случаях возможно непосредственное измерение указанных параметров, т. е. аппаратное диагностирование.

В большинстве случаев сложность и протяженность объектов не допускают прямого аппаратного диагностирования состояния оборудования. В таких случаях определение факта возникновения и оценка причин нештатных ситуаций возможны лишь на основе математического моделирования объектов, протекающих в них процессов и решения задач идентификации.

Например, на установке каталитического крекинга или в системе пароснабжения по показаниям приборов учета устанавливается факт наличия нештатной ситуации — превышение нормативных значений теплопотерь. Для принятия экономически обоснованных технических решений по уменьшению потерь важно оперативно локализовать и количественно оценить степень снижения термического сопротивления ограждающих конструкций установки или повреждения теплоизоляции участков трубопроводов.

Эта задача может быть решена на основе применения математических моделей тепловых и гидравлических режимов. Для адекватного представления моделей необходимо определение фактических значений термического сопротивления ограждающих конструкций, что в данном случае составляет задачу идентификации.

В последние годы активно развиваются методы диагностирования на основе тепловизионных съемок. Термограммы обеспечивают возможность качественной оценки состояния теплоизоляции. Однако для экономического обоснования технических решений необходимо получение количественных оценок теплопотерь. Ниже рассмотрен методический подход к получению количественных оценок термического сопротивления ограждающих конструкций и теплопотерь.

Постановка задачи количественной оценки теплопотерь на основе тепловизионных измерений. Решение проблемы определения потока тепла Q через поверхность основано на анализе результатов тепловизионного и визуального обследований объектов. Полный тепловой поток определяется как:

$$Q = \int_S q dS,$$

где S — площадь поверхности исследуемого объекта; $q = \Delta t / R_{\text{ст}}$ — плотность теплового потока через стенку; $\Delta t = t_1 - t_2$ — разность температур внутренней t_1 и наружной t_2 сред; $R_{\text{ст}}$ — приведенное термическое сопротивление стенки объекта.

Можно показать, что приведенное термическое сопротивление $R_{\text{ст}}$ стенки равно:

$$R_{\text{ст}} = \frac{\Delta \tau}{\Delta t - \Delta \tau} (R_{\text{вн}} + R_{\text{нар}}),$$

где $\Delta \tau = \tau_1 - \tau_2$ — разность температур внутренней τ_1 и наружной τ_2 стенок; $R_{\text{вн}}$ и $R_{\text{нар}}$ — термическое сопротивление соответственно внутренней и наружной поверхностей стенки, зависящее от коэффициента теплоотдачи.

Задача определения теплопотерь через стенку объекта делится на подзадачи:

- экспериментальное получение термограмм и реальных изображений объектов;
- построение полей температур в цифровом формате;
- определение термического сопротивления, плотности теплового потока и оценка интегрального потока.

Для многих технических объектов (здания, печи, теплообменники, трубопроводы и др.) характерно наличие внутренней среды с относительно устойчивой температурой и с устойчивыми условиями теплообмена между внутренней средой и стенкой, а также с устойчивыми параметрами теплопроводности стенки. У таких объектов полный поток тепла от внутренней среды в окружающую зависит от разности температур внутренней и наружной сред и от приведенного термического сопротивления стенки.

По результатам измерений получаем температуру внутренней среды и наружного воздуха, температуру внутренней и наружной поверхностей ограждающих конструкций.

Ниже представлена технология проведения тепловизионных съемок, обработки термограмм и результаты количественной оценки теплопотерь на установках объекта ГК-3 НПЗ.

Методика обработки термограмм. Основной задачей, решаемой в процессе обработки

термограмм, является восстановление полей температур на всей внешней поверхности объекта с целью последующей оценки коэффициентов термического сопротивления.

Результатом тепловизионной съемки являются термограммы, на основании которых можно

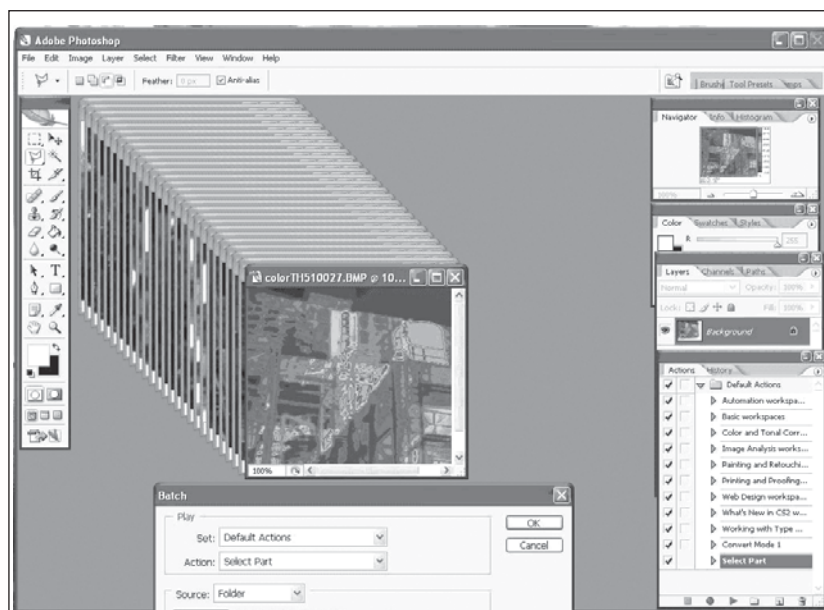


Рис 2. Автоматизированный процесс пакетного конвертирования графических файлов, представленных в цветовой модели RGB, в цветовую модель «Оттенки серого» в программе Adobe Photoshop

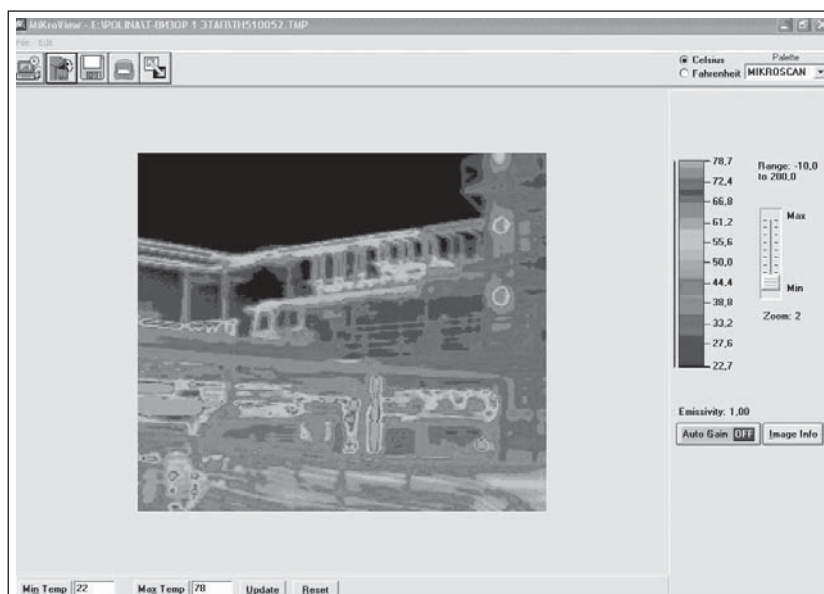


Рис. 1. Пример представления термограммы трубопровода и колонны в программе MiKroView 8

визуально определить участки с недостаточной теплоизоляцией. Существующее программное обеспечение тепловизоров позволяет получать температуру в любой заданной точке термограммы, построить суммарное распределение температур на всем снимке, а также преобразовать термограмму в таблицу значений температуры в формате Microsoft Excel или файл растровой графики BMP в различных цветовых моделях.

При обработке термограмм возникает ряд проблем: на изображении присутствует фон; исследуемая поверхность частично заслоняется другими конструктивными строительными элементами. По этим причинам без специальной обработки термограмм невозможно получить поля температур поверхности рассматриваемого объекта, например печи или реактора, для последующей количественной оценки тепловых потоков. Решение проблемы основано на совместном использовании графического и числового представлений температур.

На графическом представлении термограммы выделяются области, относящиеся к исследуемым объектам, и исполь-

зуются как маски, по которым выбираются соответствующие наборы значений температур, полученных с использованием программного обеспечения тепловизоров.

Разработанная методика обработки термограмм связана с решением ряда задач, одной из которых является подготовка графического и числового материалов для вычисления теплотерм объектов.

Предварительная обработка графических файлов включает следующие этапы:

- получение на основе исходного специализированного файла, содержащего термограмму исследуемых объектов, файла растровой графики в общедоступном формате BMP;
- преобразование изображения из цветовой модели RGB в цветовую модель «Оттенки серого»;
- выделение и редактирование отдельных фрагментов изображения, предназначенных для проведения вычислительных экспериментов;
- подготовку на основе исходных файлов, полученных с помощью программного обеспечения тепловизора, файлов в формате табличного редактора Microsoft

Excel числовых данных тепловизионной обработки.

Предлагаемая методика реализована в виде автоматизированной системы обработки термограмм. Система включает современные версии следующих программных средств: специализированный редактор MiKroView 8, встроенный в программное обеспечение тепловизора; растровый редактор; математический пакет Mathematica и редактор электронных таблиц Microsoft Excel [2].

Эффективность работы системы обеспечена созданием серии необходимых макросов и сценариев, автоматизирующих процесс работы с файлами изображений в соответствующих программных средах, использованием средств пакетной обработки файлов и созданием системы передачи данных между программными пакетами.

Рассматриваемая методика использовалась для количественной оценки приведенных значений термического сопротивления и теплотерм технологического оборудования комплекса ГК-3 НПЗ.

По результатам тепловизионных съемок формируются специализированные файлы с расширением tmp (рис. 1). С по-

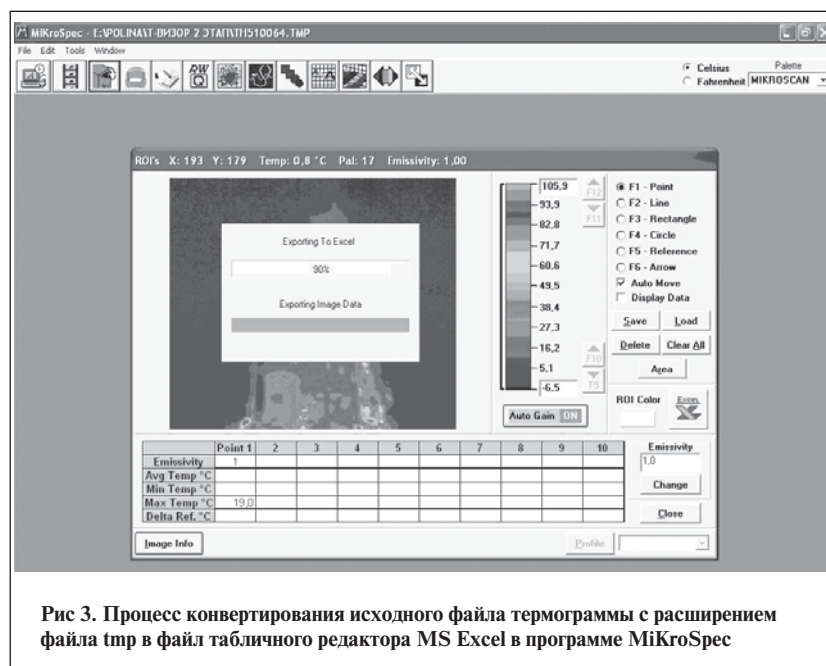
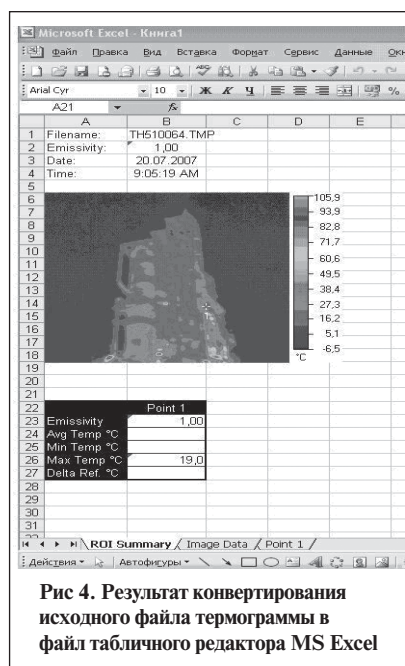


Таблица 1

Оборудование установки	Теплопотери, МВт	Оборудование установки	Теплопотери, МВт
Печь 1-1		Колонны	
П1/1	0,911	К-1	0,155
П1/2	0,155	К-2	0,705
Реакторный блок	1,733	К-3	0,103
реактор Р-1	0,708	Теплообменники второй группы блока АТ	
регенератор	0,621	Т-17/1	0,001
емкость Е-34	0,404	Т-17/2	0,007
котел-утилизатор КУ-1	0,707		

результаты расчетных оценок теплопотерь ряда исследуемых объектов приведены в табл. 1.

В табл. 2 представлены результаты расчетов приведенных коэффициентов термического сопротивления и теплопотерь для различных зон реактора Р-1: напорной камеры и напорного стояка. Как видно, теплопотери в зонах с повышенной ($>500^{\circ}\text{C}$) температурой поверхности составляют около 44%, в то время как площадь этих зон составляет около 20% всей поверхности. В целом полученные результаты показыва-

Таблица 2

Температура поверхности стенок, $^{\circ}\text{C}$		Площадь поверхности стенки с данной температурой, м^2	Разница температур внутренней и наружной стенок, град.	Термическое сопротивление R , $\text{м}^2\cdot^{\circ}\text{C}/\text{Вт}$	Теплопотери Q	
внутренней	наружной				кВт	%
330	37,5	9,53	292	0,41	7,75	7,23
355	57,9	11,09	297	0,29	13,78	12,86
380	78,2	4,13	302	0,23	6,9	6,44
405	98,6	5,59	306	0,19	11,75	10,97
430	118,9	3,18	311	0,17	8,04	7,50
455	139,3	1,97	316	0,15	5,84	5,45
480	159,6	1,75	320	0,14	5,92	5,52
505	180,0	1,26	325	0,13	4,82	4,50
530	200,3	1,22	330	0,12	5,18	4,83
555	220,7	1,31	334	0,12	6,14	5,74
580	241,0	6,07	339	0,11	31,03	28,96
Всего		47,1			107,15	100,00

мощью программного обеспечения тепловизора выполняется преобразование исходных файлов в графическое изображение в формате BMP.

Используется пакетная обработка серии файлов. Дальнейшая обработка изображений выполняется в программе растровой графики Adobe Photoshop (рис. 2).

Для автоматизированной обработки выделенных областей термограмм на языке Mathematica разработаны специальные функции получения температур задан-

ной области и передачи данных в Microsoft Excel (рис. 3 и 4), построения гистограмм и генерации отчетных форм. При этом для крупных и сложных объектов, требующих термографирования по участкам и с разных позиций, предусмотрена возможность их объединения в один файл отчета.

На основе разработанной методики получены значения приведенных коэффициентов термического сопротивления зон оборудования комплекса ГК-3 и количественные оценки теплопотерь. Сводные ре-

зультаты расчетов теплопотерь ряда исследуемых объектов приведены в табл. 1.

В табл. 2 представлены результаты расчетов приведенных коэффициентов термического сопротивления и теплопотерь для различных зон реактора Р-1: напорной камеры и напорного стояка. Как видно, теплопотери в зонах с повышенной ($>500^{\circ}\text{C}$) температурой поверхности составляют около 44%, в то время как площадь этих зон составляет около 20% всей поверхности. В целом полученные результаты показыва-

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Толстой М. Ю., Хан В. В., Ильин А. Н. — Труды XII Байкальской Всероссийской конференции «Информационные и математические технологии в науке и управлении». — Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2007. — Ч. II — С. 78–85.
- Аладьев В. З., Шишаков М. Л. Введение в среду пакета Mathematica 2. 2 — М.: Филинь, 1997. — 368 с.

С. Г. Кращук, В. Г. Обухов, Р. М. Раскулов, А. В. Кондаков, В. Я. Киевский,
М. Х. Ямпольская, О. В. Дубровина, С. Ф. Гаврилова, В. А. Ефимов,
А. В. Маркосова, М. В. Акимов, А. И. Калошин

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», ООО «ИКТ-Сервис»,
фирма «SULZER Chemtech», ООО «Техновакуум»

Повышение эффективности первичной переработки нефти

Описана модернизация атмосферно-вакуумного блока в составе комплекса ГК-3, которая обеспечила значительное увеличение отбора светлых нефтепродуктов, снижение энергозатрат, повышение стабильности и безопасности эксплуатации установки.

В ОАО «АНХК» в 2007 г. реализован проект модернизации атмосферно-вакуумного блока комплекса ГК-3. Основная задача модернизации состояла в достижении технико-экономических показателей, соответствующих уровню передовых отечественных и зарубежных предприятий. Ее решение осуществлялось в следующих направлениях:

1) обеспечение стабильной и безаварийной работы установки при проектной производительности;

2) увеличение отбора светлых нефтепродуктов до 98% от потенциала в нефти;

3) обеспечение максимального отбора вакуумного газойля;

4) снижение расхода энергоресурсов путем оптимизации схемы теплообмена:

- утилизации в схеме максимально возможного количества тепла отходящих потоков с использованием минимально возможного количества нового оборудования;

- увеличения температуры нефти перед отбензинивающей колонной К-1;

- обеспечения эффективного теплообмена независимо от работы блока вторичной перегонки бензинов (ВПб);

- обеспечения гибкости и надежности работы схемы теплообмена;

5) приведение работы блоков АТ и вакуумной перегонки мазута (ВПм) в соответствие с действующими

нормами и правилами и устранение таким образом рисков приостановки производства государственными надзорными органами.

Отличительной особенностью атмосферно-вакуумного блока (рис. 1) являлась схема отпарки легких углеводородов в стриппингах. Отпарка осуществлялась не в результате подачи водяного пара, а в результате создаваемого перепада давления между тарелками атмосферной колонны К-2 и стриппингами К-3. В остальном схема была традиционной.

Схема блока подогрева нефти отличалась от традиционно используемых большим числом параллельных потоков нефти. Она была образована тремя группами теплообменников. Перед каждой группой нефть объединялась, а затем снова разделялась на параллельные потоки.

В результате анализа работы блоков АТ и ВПм были выявлены следующие основные причины низкого отбора светлых продуктов:

- высокое давление в атмосферной колонне К-2, препятствующее созданию достаточных паровых и жидкостных потоков и соответственно снижающее разделительную способность ректификационной колонны;

- слабо развитая секция получения тяжелой фракции дизельного топлива — две теоретические тарелки, что недостаточно, так как

эта секция в значительной степени ответственна за температуру конца кипения дизельного топлива и минимальное содержание в нем высококипящих ($> 360^{\circ}\text{C}$) компонентов.

Из-за перечисленных причин суммарный отбор светлых продуктов — стабильного бензина, керосина и дизельного топлива составлял 55–56% при потенциально возможном содержании их в нефти 58–59%.

Причинами низкого выхода вакуумного газойля являлись: высокое давление в вакуумной колонне К-13, практически отсутствие «промывной» секции и недостаточная эффективность контактных устройств.

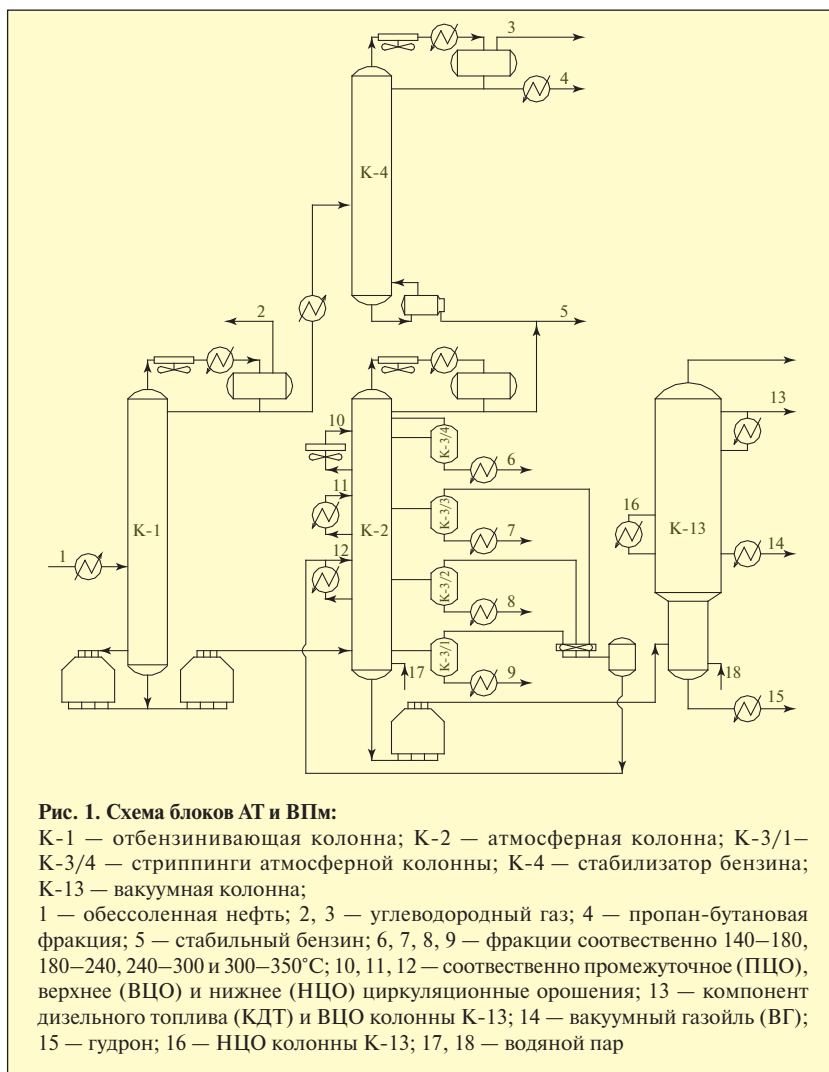
Анализ работы блока подогрева нефти также выявил ряд существенных недостатков:

- недостаточную эффективность работы теплообменного оборудования из-за большого числа (от 3 до 7) параллельных потоков нефти, а следовательно, недостаточно высоких их скоростей;

- невозможность автоматического регулирования расхода нефти по потокам из-за сложности топологии с большим числом параллельных потоков;

- раздельное охлаждение ВГ и НЦО колонны К-13, что приводит к наличию конкурирующих потоков;

- физическую изношенность значительной части теплооб-



менников и невозможность их эксплуатации из-за низкого разрешенного давления.

Основные технические решения базового проекта модернизации комплекса ГК-3 были разработаны ООО «ИКТ Сервис». В соответствии с ними модернизация выполнена с использованием внутренних резервов путем оптимизации схем и режимных параметров ректификационных колонн и блока подогрева нефти.

Колонна К-1. Установлены режимные параметры колонны, позволяющие улучшить в ней четкость разделения с целью получения бензиновой фракции с температурой конца кипения не выше 175°C, так как эта фракция является компонентом сырья

установки изомеризации и сырья установки риформинга.

Увеличен выход данной фракции и соответственно уменьшен расход отбензиненной нефти, что позволило снизить нагрузку на печи нагрева последней.

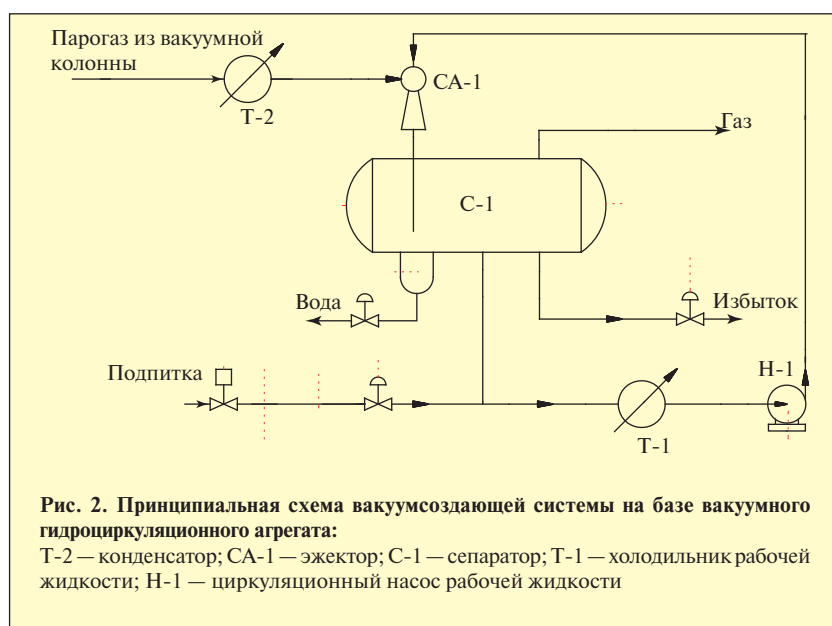
Колонна К-2. Снижено давление наверху колонны, что позволило повысить ее разделительную способность и в значительной степени компенсировать недостаточный подвод тепла с сырьем. Снижение давления достигнуто в результате уменьшения расхода паров вверху колонны путем снижения температуры в емкости орошения, уменьшения тепловой нагрузки на острое орошение и увеличения отбора бензина в колонне К-1.

Исключен вывод фракции 140–180°C, которая не входит в номенклатуру продуктов установки. Соответственно исключен верхний стриппинг (К-3/4) атмосферной колонны. Это дало возможность следующим образом перераспределить вывод фракций в стриппинги: в К-3/3 выводить фракцию 180–240°C вместо фракции 140–180°C, в К-3/2 — легкую фракцию дизельного топлива 240–350°C вместо фракции 180–240°C, в К-3/1 — тяжелую фракцию дизельного топлива 300–350°C вместо фракции 240–350°C.

В результате такого перераспределения появилась возможность за счет уменьшения числа тарелок в секции до вывода керосиновой фракции с 14 до 8 ТТ увеличить число тарелок в секции вывода тяжелой фракции дизельного топлива. Оптимизировано распределение циркуляционных орошений для обеспечения качества продуктов и оптимального использования циркуляционных орошений в схеме подогрева нефти.

Колонна К-13. Установлена новая вакуумсоздающая система. Благодаря этому снижено давление наверху колонны, исключена подача водяного пара в куб колонны и в эжекторы, значительно снижен расход оборотной воды.

До последнего времени традиционным и единственным способом создания разрежения в вакуумных ректификационных колоннах являлась откачка парогазовой смеси многоступенчатыми пароежекторными системами. Однако благодаря новой технологии создания вакуума — с помощью вакуумного гидроциркуляционного агрегата, разработанной и запатентованной специалистами ООО «Техноваткум» [1–3], успешно внедряется экономически эффективная и экологически чистая вакуумсоздающая система. Эта система обладает по сравнению с многоступенчатыми пароежекторными



системами рядом существенных преимуществ. Она обеспечивает:

- снижение затрат на потребление энергоресурсов в результате исключения потребления водяного пара;
- стабилизацию на проектном уровне остаточного давления наверху вакуумной колонны и сокращение потерь вакуумных дистиллятов из-за ухудшения работы парожетторных систем вследствие загрязнения межступенчатых конденсаторов и колебаний параметров водяного пара и охлаждающей воды;
- повышение экологической безопасности эксплуатации всей установки в результате значительного уменьшения сбросов в окружающую среду тепловой энергии и загрязненного нефтепродуктами водного конденсата, нуждающегося в очистке;
- сокращение потерь нефтепродуктов, выводимых с установки вместе с водным конденсатом;
- уменьшение затрат на обслуживание и текущий ремонт благодаря меньшему числу единиц технологического оборудования и более высокому уровню надежности системы.

На рис. 2 представлена типовая принципиальная схема ваку-

умного гидроциркуляционного агрегата с основными контурами регулирования.

Расчет и проектирование основного оборудования вакуумсоздающей системы на базе вакуумного гидроциркуляционного агрегата выполнены в соответствии с рекомендациями работ [4–7].

Вакуумсоздающая система была смонтирована на существующей этажерке во время плановой остановки на ремонт (сентябрь — октябрь 2007 г.) и запущена в эксплуатацию в начале ноября 2007 г. Колонна К-13 работает без подачи водяного пара в качестве отпаривающего и турбулизирующего агента («сухой» вариант). В качестве рабочей жидкости вакуумсоздающей системы используется вакуумный газойль. Избыток рабочей жидкости отводится в сырье установки каталитического крекинга.

Основные технологические параметры эксплуатации вакуумного блока (по данным на ноябрь — декабрь 2007 г.): температура нагрева мазута в печи П-1/3 — 360–390°C; расход мазута в колонну К-13 — 220–270 м³/ч; давление наверху колонны К-13 — 2,66–3,325 кПа; давление в зоне питания — 4,655–5,985 кПа; температура вверху колонны К-13 — 70–110°C.

Углубление вакуума в колонне К-13 до 2,66–3,325 кПа способствовало увеличению отбора вакуумного газойля и вязкости получаемого гудрона.

Таким образом, внедренные на всех основных технологических установках НПЗ ОАО «АНХК» современные вакуумсоздающие системы на базе вакуумного гидроциркуляционного агрегата позволили исключить использование водяного пара средних параметров для работы вакуумсоздающих систем, уменьшить количество загрязненных промышленных стоков, увеличить и стабилизировать глубину вакуума, что в конечном счете привело к снижению себестоимости выпускаемой продукции и увеличению степени извлечения целевых нефтепродуктов.

Кроме того, в колонне К-13 контактные устройства были заменены на эффективную насадку фирмы «SULZER Chemtech» (этой фирмой разработан проект модернизации вакуумной колонны).

В соответствии с изменениями базовой технологии были оптимизированы режимные параметры ректификационных колонн К-1, К-2, К-4 и К-13 с учетом их комплексной работы с целью обеспечения требуемых свойств и увеличения отбора ценных товарных продуктов.

Блок подогрева нефти. Принята четырехпоточная схема нагрева нефти.

Такая схема позволила увеличить скорости потоков нефти, автоматически перераспределять расход нефти по потокам и тем самым регулировать температуру как нефти на входе в колонну К-1, так и отходящих теплоносителей, максимально сохранить существующую компоновку теплообменного оборудования.

Теплообменное оборудование с выработанным ресурсом заменено на пластинчатые теплообменники на тех позициях, где это было целесообразно. В результате дополни-

Сырье и продукты	До модернизации	После модернизации
Взято, % мас.		
Нефть	100	100
Получено, % мас. на нефть		
Газ	0,7	0,95
«Головка» стабилизации	1,4	0,81
Бензин прямогонный	17,8	20,20
стабильный		
Топливо ТС-1	13,3	10,20
Дизельное топливо	24,5	28,00
Вакуумный газойль	13,9	19,85
Гудрон	27,8	19,20
Потери	0,60	0,79
Итого	100	100
Выход «светлых» продуктов от потенциала	94	98

тельно увеличился теплосъем с ряда теплоносителей и схема нагрева нефти стала более компактной.

При модернизации в схеме были частично сохранены кожухотрубчатые теплообменники, подходящие по условиям применения.

Принят ряд оригинальных решений по охлаждению наиболее высокопотенциальных теплоносителей, в том числе участвующих в теплообмене блока ВПб, и теплоносителей с незначительным тепловым потенциалом, что позволило:

- обеспечить температурный напор, необходимый для эффективного теплообмена;
- устранить конкурирующие потоки (ВГ и НЦО колонны К-13) путем их объединения в общий поток;
- исключить неэффективную работу теплообменников охлаждения низкопотенциальных теплоносителей;
- минимизировать возможность загрязнения теплообменников «гудрон — нефть»;

- снизить расход оборотной воды на доохлаждение теплоносителей.

В результате существенно повысилась эффективность работы блока подогрева нефти.

В ОАО «АНХК» в соответствии с базовым проектом ООО «ИКТ СЕРВИС» осуществлен переход к **распределенной системе управления (РСУ)**. До модернизации применялась система контроля и управления технологическим процессом на базе пневматических элементов. Контроль осуществлялся в операторной со щита управления, оснащенного пневматическими вторичными приборами и регуляторами.

Применение РСУ и противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) на основе микропроцессорных устройств в комплексе с интеллектуальными электронными датчиками соответствует требованиям действующих норм для объектов I категории взрывоопасности. При этом создается полная динами-

ческая картина технологического процесса; обеспечиваются передача информационных данных в общезаводскую сеть, а также высокая надежность и быстродействие в системе управления и защиты; значительно облегчается управление процессом при снижении производительности, изменении состава исходного сырья, останове и пуске отдельных технологических блоков. Кроме того, обеспечивается возможность внедрения в будущем систем усовершенствованного и оптимального управления на базе строгих математических моделей процесса.

Анализ показателей работы модернизированной установки выявил их существенное улучшение. В **таблице** приведен сравнительный материальный баланс блоков АТ и ВПм до и после модернизации.

Основные результаты модернизации:

- 1) увеличен выход «светлых» продуктов от их потенциала с 94 до 98%;
- 2) увеличен выход вакуумного газойля с 13,9 до 19,9% на нефть;
- 3) увеличен выход стабильного прямогонного бензина с 17,8 до 20,2% на нефть;
- 4) повышена эффективность работы блока подогрева нефти;
- 5) снижены показатели энергопотребления на переработку 1 т нефти:
 - удельный расход водяного пара — на 0,0203 т;
 - удельный расход оборотной воды — на 8,63 т;
- 6) уменьшено количество загрязненных стоков с установки;
- 7) введена в эксплуатацию распределенная система управления.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2050168 (РФ).
2. Пат. 2073326 (РФ).
3. Пат. 6086721 (США).
4. Цегельский В. Г. К теории двухфазного струйного аппарата // Известия вузов. Машиностроение. — 1977. — №6. — С. 79–85.
5. Цегельский В. Г. Применение теорем термодинамики необратимых процессов в определении режима работы двухфазного струйного аппарата // Известия вузов. Машиностроение. — 1976. — №5. — С. 98–103.
6. Цегельский В. Г. К расчету оптимальной длины камеры смешения ЖГСА // Известия вузов. Машиностроение. — 1988. — №7. — С. 61–67.
7. Цегельский В. Г. Двухфазные струйные аппараты. — М.: Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2003. — 408 с.

И. В. Лубинский, Е. А. Макаревич
ОАО «Ангарский завод полимеров»

Направления развития производства полимерной продукции

Для ангарских нефтехимиков 2008 и 2009 гг. — время юбилеев. Летом 2008 г. отмечает 55-летие ОАО «Ангарская нефтехимическая компания», летом 2009 г. — 35-летие ОАО «Ангарский завод полимеров». Созданный в Ангарске мощный промышленный комплекс отличаются уникальная трудовая история, весомые производственные достижения, собственные научно-техническая школа и традиции, замечательный высокопрофессиональный коллектив.

Создание 1 июля 1974 г. Ангарского завода полимеров (АЗП) в составе ПО «Ангарскнефтехиморгансинтез» (ныне ОАО «АНХК») на базе действующего цеха по производству полистирола и установки по очистке привозного сырья — стирола от ингибиторов явилось первым шагом в развитии промышленности полимерной химии в Восточной Сибири. Одновременно на новой промышленной площадке начались гигантское строительство новых цехов и монтаж оборудования. Был задействован потенциал всей страны. Из Москвы, Ленинграда, Томска, Уфы и других городов приезжали высококлассные специалисты, над решением нестандартных инженерных задач работали многие проектные и профильные научные институты. Оборудование для нового завода изготавливали не только в СССР, но и в странах социалистического содружества.

Начиная с года основания каждый последующий год был отмечен свершениями: 1974 г. — пуском производства стирола; 1975–1976 гг. — вводом в экс-

плуатацию комплекса ЭП-60; 1977 г. — пуском производства этилбензола и стирола; 1978 г. — пуском производства полиэтилена высокого давления (LDPE)... В 1982 г. завершилось начатое еще в 1973 г. строительство производства ЭП-300. В мае этого же года был получен первый этилен. Подобное производство в России было первым, аналогичный комплекс работал лишь на Украине.

Пуск производства ЭП-300 стал значительной вехой в развитии не только завода и нефтехимического комбината, но и всего промышленного комплекса Сибири. Страна получила в большом объеме сибирский этилен, сырьем был обеспечен Саянский химический комбинат. АЗП стал выпускать этилбензол и стирол из собственного бензола. В 1982 г. была введена в эксплуатацию установка Пиротол (производство бензола), в 1987 г. — установка по выработке пара высокого давления для паровых турбин производства ЭП-300.

За скупыми строчками производственных отчетов — миллионы часов напряженной работы, освоение передовых технологий (многие из которых в Ангарске опробовались впервые), создание крупного и единственного в Сибири и на Дальнем Востоке нефтехимического комплекса.

Сегодня ОАО «Ангарский завод полимеров» — одно из крупных промышленных предприятий России по производству полимерной продукции. Ключевое событие прошедшего года — вхождение его в ОАО «НК «Роснефть». Процесс интеграции продолжает-

ся, при этом изменяется структура управления заводом.

Анализ результатов работы завода в 2007 г. показал, что производственная программа выполнена полностью — всего переработано 726 тыс. т сырья, что на 4,2% больше, чем в 2006 г. Это конечно сказалось и на выработке продукции: на 5% больше получено пропилена, на 15,5% — полистирола, на 8,8% — полиэтилена высокого давления.

Спрос на продукцию растет, производственные мощности загружены практически на 100%. Несмотря на отсутствие с 1985 г. существенных внешних финансовых вливаний в модернизацию завода, каждый год все же удается инвестировать в это направление сотни миллионов рублей. Так, в 2002 г. была проведена реконструкция производства стирола с заменой внутренних устройств колонн с тарелок на насадки. Благодаря этому улучшились качественные характеристики данного продукта и уменьшилось количество побочного продукта. Теперь стирол, произведенный в Ангарске, по качеству не уступает аналогам ведущих стран мира.

Программа инвестиций на 2007 г. выполнена полностью, во многом благодаря вхождению завода в состав ОАО «НК «Роснефть». Объем финансирования, направленного на модернизацию и поддержание действующих мощностей, составил 411,5 млн. руб. В 2008 г. запланировано израсходовать на эти цели вдвое больше. Эти средства будут направлены на проектно-исследовательские работы, которые



станут фундаментом для будущих реконструкций и строительства новых мощностей. Немалые средства постоянно инвестируются в промышленную, пожарную и экологическую безопасность, в снижение потребления топливно-энергетических ресурсов.

В декабре 2007 г. продукция АЗП удостоена двух наград в номинации «Продукция производственно-технического назначения» X Юбилейного Всероссийского конкурса программы «100 лучших товаров России»: стирол марки СДЭБ стал лауреатом конкурса и получил золотой знак качества, полистирол вспенивающийся «Элвик» — дипломантом и получил серебряный знак качества. Теперь завод получил право в течение двух лет маркировать данную продукцию соответственно золотым и серебряным логотипами.

Ни для кого не секрет, что главным конкурентом Сибирского региона является Китай. Для конкурентирования с производителями этой страны АЗП обладает всеми возможностями: технологическим превосходством, опытом и квалификацией специалистов, качеством и безопасностью продукции. Сравнение качества готовой продукции, произведенной из стирола

АЗП и китайского, показало, что содержание в изделиях китайского производства токсичного остаточного мономера в два раза выше! В погоне за дешевизной можно нанести существенный вред экологии, а значит, и собственному здоровью.

Непрерывность и уникальность многих производств завода обуславливают повышенные требования к квалификации специалистов. Бесспорно, люди — главный капитал предприятия, они определяют уровень его развития. Поэтому основными направлениями кадровой политики ОАО «АЗП» и ОАО «НК «Роснефть» являются социальная ответственность компании и всестороннее развитие персонала.

Отличительная черта коллектива предприятия в том, что его костяк формировался в период строительства и запуска производств. Средний возраст сотрудников — 41–42 года. Это неплохой показатель, но в ближайшие годы многие сотрудники, которые работают на заводе с первых дней, преодолеют пенсионный рубеж. Сейчас важно сохранить преемственность знаний и опыта, подготовить смену.

Необходимо также обеспечить максимально комфортные

условия для людей, покидающих предприятие. Для этого реализуются две программы: подготовки молодых специалистов и негосударственного пенсионного обеспечения. Кроме того, АЗП участвует в таких социальных программах ОАО «НК «Роснефть», как корпоративная программа ипотечного кредитования, негосударственное пенсионное обеспечение, улучшение социально-бытовых условий.

Такая планомерная и всесторонняя работа с кадрами по заслугам оценена в 2007 г.: ОАО «АЗП» было присуждено звание «Лучший работодатель Иркутской области среди промышленных предприятий». В Ангарском центре занятости населения заводу вручили еще одну награду за победу в аналогичном конкурсе среди промышленных предприятий Ангарска.

В перспективах 2008 г. прежде всего стабильная работа предприятия в привычном режиме со 100%-ной загрузкой производственных мощностей. НК «Роснефть» совместно с АЗП планируют приступить к комплексному развитию завода. Для этого фирмой «Nexant ChemSystems» (Великобритания) в 2008–2012 гг. будет выполняться программа развития АЗП.

План капитальных вложений увеличен по сравнению с 2007 г. почти вдвое. Намечено завершить ряд работ на производстве ЭП-300, что позволит существенно снизить затраты на топливо. Запланированы реконструкция склада сжиженных углеводородных газов, проведение проектно-испытательных работ по строительству новой котельной и многое другое.

Вложения в современное оборудование и передовые технологии — верный способ увеличения конкурентоспособности продукции завода и повышения эффективности производств.

И. Д. Резниченко, Л. Г. Волчатов, Р. Р. Алиев, М. И. Целютина,
О. М. Посохова, А. П. Бочаров

ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»

Новые разработки катализаторов в ОАО «АЗКиОС» и их внедрение в производство

Обобщены данные о новых разработках катализаторов ОАО «АЗКиОС» для предприятий нефтяной, нефтеперерабатывающей и азотной промышленности. Дан краткий анализ результатов работы катализаторов в процессах: гидроочистки дизельного топлива и бензинов, гидродеалкилирования алкилароматических углеводородов, очистки углеводородных газов, парового риформинга углеводородных газов, паровой конверсии оксида углерода.

ОАО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза» (АЗКиОС) уже 55 лет работает на рынке катализаторов для химических и нефтехимических предприятий. Первая продукция — железохромовый катализатор 481-10 была получена 15 сентября 1952 г. на катализаторной фабрике. Этот катализатор планировалось использовать на газовом заводе для получения водорода при конверсии оксида углерода.

Особое внимание на заводе уделяется разработке новых высокоэффективных катализаторов и повышению качества традиционно выпускаемых, созданию современной системы продажи, сервисного обслуживания, модернизации и обновления катализаторного производства. Специалисты завода участвуют в загрузке, пуске катализаторов, проводят мониторинг каталитических процессов с последующей выдачей рекомендаций по их ведению и корректировке. Результат проводимой работы — неуклонное увеличение объема продаж наших катализаторов.

Сотрудничество завода с научными институтами началось в 1953 г. Первым таким партнером стал Государственный институт азотной промышленности. Сегод-

ня у завода установлены тесные контакты и деловые отношения с ведущими научно-исследовательскими институтами в области катализа и каталитических процессов, такими как ВНИИ НП (г. Москва), Институт катализа им. Г. К. Борескова (г. Новосибирск), Институт проблем переработки углеводородов (г. Омск), Институт нефтехимии и катализа РАН (г. Уфа), НПО «ОЛКАТ», НПО «АЛВИГО», ВНИИнефтехим (г. Санкт-Петербург), Иркутский государственный университет, а также со многими предприятиями химической и нефтехимической промышленности: ОАО «КуйбышевАзот», ОАО «Минудобрения» (г. Россошь), ОАО «Нафтан» (г. Новополоцк, Беларусь) и др.

С момента своего основания ОАО «АЗКиОС» является опытной базой для отработки технологии производства различных катализаторов. В разные годы в сотрудничестве с крупнейшими отечественными отраслевыми институтами были разработаны и успешно внедрены в производство катализаторы для многих процессов нефтехимии и нефтепереработки. За последние годы перечень катализаторов значительно обновился, появились новые катализаторы, отвечающие по качеству современным требованиям (табл. 1).

Значительную долю в ассортименте катализаторов, производимых на заводе, составляют катализаторы гидроочистки. В 2005 г. совместно с ОАО «ВНИИ НП» разработана серия катализаторов АГКД-400 [1–3] для процессов гидроочистки нефтяных фракций. Пониженное (16%) содержание активных компонентов, высокая (более 25 Н/мм) механическая прочность, оптимизированная пористая структура выгодно отличают их от ранее разработанных. Данные катализаторы, выпускаемые в зависимости от назначения четырех марок, загружены на четырех установках России и стран СНГ (табл. 2).

Катализатор АГКД-400 показал высокую эффективность в процессе гидроочистки смесового дизельного топлива, бензиновых и бензолтолуолксилольной фракций. На катализаторе, загруженном в новые реакторы установки Л-24/6 Ангарского НПЗ, при проведении фиксированного пробега получено дизельное топливо с содержанием серы 350 и 50 млн⁻¹, т. е. соответствующее стандартам «Евро-3» и «Евро-4». На Бакинском НПЗ им. Гейдара Алиева получают гидроочищенное дизельное топливо с содержанием серы 10 и 50 млн⁻¹ при температуре процесса 310–320°C.

Таблица 1

Катализаторы	Назначение
РБ-33У, РБ-44У, РБ-35 ЮКА	Риформинг бензинов
АГКД-400 БН, АГКД-400 БК	Получение дизельных топлив, соответствующих стандартам «Евро-3», «Евро-4», «Евро-5»
АГКД-400 АН, АГКД-400 АК	Гидроочистка бензинов риформинга и термического крекинга
АКН-М	Первичный риформинг метана, углеводородных газов
АПС	Серопоглотители
ПС-17М	Добавка к катализаторам крекинга для снижения выбросов оксидов серы
КО-10	Добавка к катализаторам крекинга для снижения выбросов оксида углерода
СТК-05	Среднетемпературная конверсия оксида углерода
ФОР-1, ФОР-2	Создание защитного слоя
АПК-2	Очистка хвостовых газов от оксидов азота, оксида углерода, углеводородов
ПК-25А	Очистка газов от горючих примесей, кислорода, ацетилена, диеновых углеводородов
А-601М	Гидрирование альдегидов до спиртов
АГДА	Гидродеалкилирование

Совместно с ВНИИ НП разработана технология получения катализаторов защитного слоя ФОР-1 и ФОР-2. При их применении в реакторах гидроочистки вместо фарфоровых шаров увеличивается срок эксплуатации рабочих катализаторов и предотвращается рост перепада давления по реакторам. С 2000 г. в реакторы гидроочистки различных установок загружено более 50 т катализаторов защитного слоя, выпускаемых в форме колец с гладкой и рифленой наружной поверхностью (см. **рисунок**).

Для установок по производству аммиака и водорода на предприятиях азотной промышленности с 1950 г. производятся катализаторы первичного риформинга углеводородных газов, паровой конверсии оксида углерода и серопоглотители. Новые разработки

таких катализаторов приведены в **табл. 3**.

Катализатор АКН-М, разработанный ОАО «АЗКиОС» в 2005 г. для процесса парового риформинга углеводородных газов, является улучшенной модификацией ранее эксплуатировавшегося катализатора АКН. Он выпускается в виде цилиндров, колец, рифленых колец и перфорированных цилиндров, содержит в своем составе специальные промоторы для работы на тяжелых видах сырья.

В 2005 г. проведен первый этап реконструкции установки по производству железохромового катализатора среднетемпературной конверсии оксида углерода. Этот катализатор выпускался в значительных количествах регулярно с 1952 по 1997 г. Проведенная реконструкция поз-

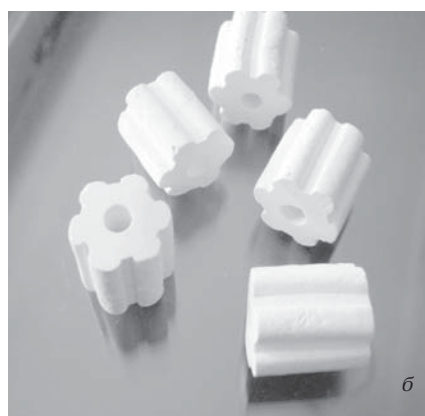
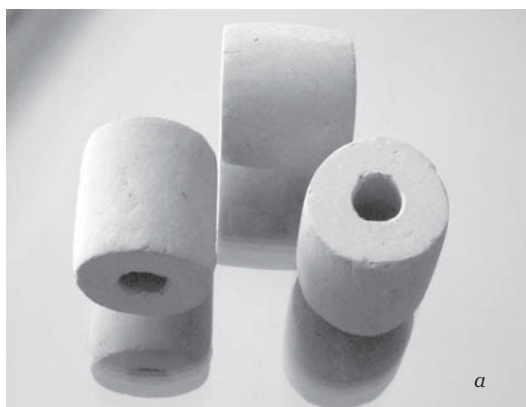
волила выпускать катализатор, максимально приближенный по характеристикам к требованиям потребителей.

Новая разработка железохромового катализатора — АСТК-05 отличается повышенной прочностью и содержанием серы менее 200 млн⁻¹. Этот катализатор загружен в конвертер оксида углерода на агрегате ВТКМ-8 установки по производству водорода в ОАО «КуйбышевАзот» в 2006 г. Катализатор работает при температуре на входе в реактор 320–330°C, давлении 3 МПа и обеспечивает остаточное содержание оксида углерода на уровне 1,5–2% при исходном содержании до 35%.

В 2002 г. завод перешел на новую бессточную технологию получения цинксодежащих поглотителей серы. Катализаторы

Таблица 2

Предприятие, установка	Катализатор	Год загрузки	Объем загрузки, т	Процесс
Ангарский НПЗ, Л-24/6	АГКД-400 БН, АГКД-400 БК	2007	166	Гидроочистка дизельного топлива, соответствующего стандартам «Евро-3», «Евро-4»
Бакинский НПЗ им. Г. Алиева, секция 100	АГКД-400 БН	2007	200	То же
Ангарский завод полимеров, «Пиротол»	АГКД-400 АК	2005	13	Предварительное гидрирование бензиновой фракции термического крекинга
ОАО «Нафтан» (г. Новополоцк), Л-35-11/600	АГКД-400 АН	2007	9,1	Гидроочистка бензина риформинга



Формы катализаторов защитного слоя ФОР-1 и ФОР-2:

а — кольцо с гладкой поверхностью; *б* — кольцо с рифленой поверхностью

получают из высокочистого сырья с использованием ангарской химически очищенной воды, поэтому попадание в технологический газ таких вредных примесей, как свинец, мышьяк, кадмий, исключено. Серопоглотители обладают развитой удельной поверхностью, высокими сероемкостью и прочностью.

Катализаторы-адсорбенты серии АПС [4] выпускаются двух марок: АПС-Т (таблетированный) и АПС-Ф (формованный). В табл. 4 приведены их характеристики. Как видно, диапазон рабочих температур этих серопоглотителей достаточно широкий: 150–400°C, причем уже при 150–200°C гарантируется высокая степень очистки. Эти катализаторы загружены на химическом заводе ОАО «АНХК» и обеспечивают очистку углеводородного газа от сероорганических соединений до

содержания серы менее 0,5 млн⁻¹ при содержании серы в сырье около 30 млн⁻¹.

В 2004–2005 гг. в ОАО «АЗКиОС» разработан катализатор гидродеалкилирования — АГДА-2 [5], не уступающий по основным показателям качества зарубежному аналогу. В 2005 г. в реактор гидродеалкилирования установки «Пиротол» Ангарского завода полимеров загружено 14,3 т этого катализатора. Показатели его качества и для сравнения зарубежного аналога приведены в табл. 5.

Как видно, катализатор АГДА-2 через два года эксплуатации по показателям качества практически не отличается от свежего катализатора, а также от зарубежного аналога и значительно превосходит последний по прочности и конверсии сероорганических соединений. Высокая

активность катализатора АГДА-2 в конверсии сероорганических соединений подтвердилась в процессе его эксплуатации на установке «Пиротол». За все время эксплуатации на установке получался бензол высшей категории качества со средним остаточным содержанием серы 0,2–0,4 млн⁻¹ при норме 1 млн⁻¹.

Все новые разработки катализаторов защищены патентами. На заводе имеется центр исследований и контроля выпускаемой продукции. В его состав входят 25 пилотных установок. Благодаря высокой квалификации работников всех производств продукция завода отвечает самым высоким современным требованиям.

Именем первого руководителя лаборатории, на базе которой вырос наш завод, — д-ра техн. наук Даниила Борисовича Оречкина

Таблица 3

Предприятие	Катализатор	Год загрузки	Объем загрузки, т	Процесс
Ангарский химический завод	АКН, АКН -М	1996	84	Паровой риформинг углеводородных газов (шесть печей)
	АПС	1996	20	Очистка углеводородных газов от сероорганических соединений
ОАО «КуйбышевАзот»	АСТК-05	2006	44	Паровая конверсия оксида углерода
	ПК-25А	2006	1	Очистка азота от кислорода
ОАО «Минудобрения»	АПК-2А	2007	10	Очистка хвостовых газов от оксидов азота

Таблица 4

Показатели	Серопоглотитель	
	АПС-Т	АПС-Ф
Химический состав	ZnO	ZnO + CuO
Форма гранул	Таблетки	Экструдаты
Размер гранул, мм		
диаметр	5	5
высота	5	—
Механическая прочность, МПа	> 3	>3
Сероемкость (%) при температуре, °С		
150	17	17
200	23	27
300	26	28
400	27	—

Таблица 5

Показатели	Зарубежный аналог	Катализатор АГДА-2	
		свежий (2005 г.)	через два года эксплуатации (2007 г.)
Содержание Cr_2O_3 , % мас.	19	18	17,2
Индекс прочности, Н/мм	20	30	34
Удельная поверхность, $\text{м}^2/\text{г}$	87	120	107
Насыпная плотность, $\text{г}/\text{см}^3$	0,9	1,0	1,0
Каталитические свойства:			
конверсия, %			
алкилбензолов	78	82	80
парафино-нафтеновых углеводородов	95	95	95
сероорганических соединений	62	87	99

названа улица нашего города. Широко известен российскому и зарубежному научному сообществу первый директор завода катализаторов и органического синтеза ОАО «АНХК» д-р техн. наук Семен Аронович Эппель. С 2003 г. генеральным директором ОАО «АЗКиОС» является Ирина Дмитриевна Резниченко. Под ее руководством разработаны и освоены следующие виды продукции:

на опытном производстве углеводородов и их соединений: нефтяной эмульсол, основа гидравлического масла АМГ-10, депрессорные присадки ВЭС-410 Д и ВЭС-408, противоизносная присадка, белое масло МГД-9, основы гидравлических масел МГ-7Б и МГ-10Б, компрессорное масло К2-20, вакцинные масла, замасливатели;

на производстве катализаторов: катализатор АГКД-400 для гидроочистки нефтяных фракций, катализатор АГДА-2 для гидродеалкилирования, серопоглотители АПС, железохроммедный катализатор АСТК-05 для средне-температурной конверсии оксида углерода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2286847 (РФ).
2. Пат. 2306978 (РФ).
3. Пат. 2286846 (РФ).
4. Пат. 2311226 (РФ).
5. Пат. 2303485 (РФ).

Вниманию специалистов

Б. П. Туманян

НАУЧНЫЕ И ПРИКЛАДНЫЕ АСПЕКТЫ ТЕОРИИ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Книга посвящена новейшему направлению в изучении нефти и нефтепродуктов – теории и практике нефтяных дисперсных систем. Обобщены собственные изыскания автора, результаты известных научных исследований, характеризующие сущность коллоидно-химических превращений нефтяных дисперсных систем, на базе современных представлений и аналитических методов исследований, позволяющие понять особенности поведения нефтяных дисперсных систем в реальных условиях их существования, в частности в процессах добычи, транспорта, переработки, хранения и применения.

Рассматриваются фундаментальные основы теории нефтяных дисперсных систем на базе классических положений физической и коллоидной химии. Представленный материал является основой создания единых и общих принципов физико-химической механики нефтяных дисперсных систем.

Книга адресована широкому кругу читателей, специалистам в области нефтегазовых технологий.

М.: Издательство «Техника», 2000. — 336 с.

А. Н. Тимофеев, Н. В. Токарев
ОАО «ВОСТСИБМАШ»

Опыт изготовления и ремонта оборудования в ОАО «ВОСТСИБМАШ»

В 1948 г. в составе Ангарского комбината-16 началось строительство Машиностроительного завода, задачей которого было изготовление оборудования для строящегося комбината жидкого топлива и обеспечение последующего ремонта этого оборудования. Приказом министра нефтяной промышленности СССР 5 сентября 1950 г. завод был переименован в Ремонтно-механический и вступил в строй действующих. Этот день считается днем его рождения. Первым начал производственную деятельность деревообрабатывающий цех (ныне модельный участок), затем вступили в строй другие цеха.

В 1990-е годы завод становится единственным в регионе изготовителем и поставщиком оборудования для нефтегазоперерабатывающих, нефтехимических и нефтедобывающих предприятий: теплообменных аппаратов, колонн, емкостей и резервуаров для нефти и нефтепродуктов, элементов технологических трубопроводов, запорной арматуры, змеевиков трубчатых печей, запасных частей и других металлоконструкций.

В 2006 г. по решению акционера — Ангарской нефтехимической компании завод переименован в Восточно-Сибирский машиностроительный завод. Сегодня ОАО «ВОСТСИБМАШ» — современное машиностроительное предприятие, имеющее в своем составе стале- и чугунолитейный, кузнечно-тер-

мический, механосборочный, котельно-сварочный, энергомеханический, инструментальный, эксплуатационно-транспортный цеха и центральную заводскую лабораторию. Все технологические переделы соответствуют требованиям к производству продукции, подведомственной Ростехнадзору.

Основной **котельно-сварочный цех** (КСЦ) расположен в производственном здании площадью 11160 м² и имеет три пролета, в которых располагаются заготовительный, сборочно-сварочные участки с установленными девятью мостовыми кранами грузоподъемностью от 5 до 20 т.

Заготовительный участок оснащен: пятью гильотинными ножницами (максимальная толщина реза до 25 мм); газорезательной установкой СГУ; машиной плазменной резки с числовым программным управлением (ЧПУ); установкой кислородно-флюсовой резки (на этих установках возможна резка проката толщиной до 140 мм из углеродистых сталей и толщиной до 60 мм из легированных сталей); семью листогибочными вальцами (максимальная толщина вальцуемого листа 120 мм); профилегибочной машиной; механическими и гидравлическими прессами с усилием до 250 т; кромкострогальным станком (длина обработки 8 м); координатно-сверлильным станком с ЧПУ; группой из 42 ед. токарно-винторезных, токарно-карусельных (в том числе с ЧПУ, диаметр планшайбы 3150 мм),

обдирочно-шлифовальных и расточных станков.

Сборочно-сварочные участки расположены в двух пролетах, в их составе все необходимые приспособления, стенды и оборудование для осуществления процессов сборки, сварки, испытания и консервации колонного, теплообменного и емкостного оборудования, змеевиков трубчатых печей для нефтехимических предприятий, а также других металлоконструкций. В частности, в цехе установлены: 13 роликовых стендов; трубогибы с механическим приводом, переносные установки и стационарная печь для термообработки сварных швов; сварочные головки для автоматической сварки под слоем флюса, сварочные автоматы типа АДФ-1002, полуавтоматы ПДГ-508 и КМПОВЕЛД для сварки в среде смеси защитных газов (диоксида углерода и аргона).

На каждый заказ конструкторско-технологическая служба разрабатывает комплекты конструкторской и технологической документации. Используемый прокат — из сталей Ст 3, 20, 20К, 15Х5М, 08Х13, 12Х18Н9Т и др., т. е. из сталей практически всех предусмотренных отраслевым стандартом на сосуды и аппараты классов: углеродистых, мартенситных, ферритных, аустенитных.

Производство резервуаров в ОАО «ВОСТСИБМАШ» организовано на специализированном участке в пятом пролете **механосборочного цеха** (МСЦ). На этом

участке смонтированы стенд рулонирования, гильотинные ножницы, сварочное оборудование (для сварки как под слоем флюса, так и в среде смеси защитных газов). Обработка кромок под сварку проводится на продольно-фрезерном и расточном станках. Контроль качества сварных швов осуществляется ультразвуком и рентгеноскопией. Резервуары объемом от 100 до 20 000 м³ изготавливаются рулонированным способом. В пролете установлен мостовой кран грузоподъемностью 300 т, что позволяет проводить ремонт теплообменного оборудования и колонн, имеющих большую массу.

В четырех пролетах (общей площадью 10 000 м²) МСЦ изготавливаются детали для трубопроводов высокого давления и готовой арматуры (клиновые задвижки литые с диаметром условного прохода $D_y = 50, 80, 100, 150, 200, 250$ мм на давление до 4 МПа и стальные с $D_y = 15, 20, 25, 40$ на давление до 6,3 МПа, вентили высокого давления (ВВД РН 160), крепежные детали высокого давления, ведется обработка литых деталей и запасных частей.

Парк металлорежущего оборудования представлен всем спектром, необходимым для выпуска качественной продукции. На токарно-винторезных станках (всего 140) обрабатываются в основном детали диаметром до 300 мм, но есть и станок 1А670 для обработки деталей диаметром 1600 мм, длиной до 10 000 мм и массой до 63 000 кг. Расширить номенклатуру выпускаемой продукции позволяют фрезерные, шлифовальные, токарно-карусельные с наибольшим диаметром обработки 6000 мм и массой до 125 000 кг, в том числе с ЧПУ, резбонакатные, строгальные, сверлильные, долбежные и горизонтально-расточные станки.

В МСЦ имеются также стенды для гидроиспытания трубопро-

водной арматуры давлением до 200 МПа. Есть участок сварки, оснащенный сварочными полуавтоматами, манипуляторами, роликовыми стендами.

Годовая мощность завода по изготовлению колонного, теплообменного, емкостного оборудования, змеевиков трубчатых печей для нефтехимических предприятий и других металлоконструкций составляет 4500 т, трубопроводной арматуры — 150 т, прочей продукции (в том числе запасных частей) и проведения ремонтов оборудования — 1600 т.

Производство запорной арматуры, как и другой продукции, комплектуется поковками, штамповками и отливками собственного изготовления. **Кузнечно-термический цех (КТЦ)** имеет мощности (до 1000 т/год) по изготовлению поковок воротниковых фланцев диаметром до 850 мм и массой до 500 кг, фасонных поковок и горячих штамповок (возможно выполнение и холодной штамповки из листового проката). В цехе установлены два гидропресса усилием 400 т каждый, трех-, двух- и однотонные молоты, манипулятор грузоподъемностью 1 т. На имеющемся оборудовании выпускаются эллиптические днища диаметром до 1400 мм, полулинзы и другая продукция. Есть технологические возможности для термообработки отливок, поковок, заготовок из проката и сварных узлов.

Литейный цех (ЛЦ) предназначен для выпуска фасонных отливок из стали, чугуна и цветных сплавов. Литье осуществляется в песчаные формы, в кокиль, по выплавляемым моделям и центробежным способом. Масса выпускаемых отливок из стали — от 50 г до 3000 кг, из чугуна — от 50 г до 2000 кг.

Центральная заводская лаборатория (ЦЗЛ) оснащена оборудованием и приборами, позволяющими проводить все

виды механических испытаний и определять химический состав образцов из металла и других материалов. Область аккредитации испытательной лаборатории ЦЗЛ распространяется на 13 видов материалов, в том числе на чугуны, стальные отливки, металлопрокат стальной и из цветных металлов. Аттестована лаборатория неразрушающего контроля ЦЗЛ, ее специалистам присвоена квалификация второго и третьего уровней.

Мощности завода позволяют производить продукцию в объеме 6250 т в год. Эта продукция поставляется более 100 потребителям: ОАО «АНХК» НК «РОСНЕФТЬ», ЗАО «АК «АЛ-РОСА» (г. Мирный), ОАО «Верхнечонскнефтегаз» (г. Иркутск), ООО «Торговый дом «ЛУКОЙЛ» (г. Волгоград), ГРК «Катока» (г. Москва), ОАО «СУАЛ» — филиал «ИрКАЗ-СУАЛ» (г. Шелехов), ЗАО «Трест коксохиммонтаж» (г. Ангарск), ОАО «Ново-Уфимский НПЗ», ООО «Стрежевский НПЗ» и др. Коллектив завода достиг стабильного роста объемов производства востребованного оборудования. В 2007 г. продукции произведено на сумму 720 млн. руб., что в два раза превышает объем производства 2005 г.

Учитывая тенденции рынка, потребность в указанной продукции «материнской» компании ОАО «АНХК» и предприятий ОАО «НК «РОСНЕФТЬ», а также имеющиеся свободные производственные мощности, наш завод намерен и в дальнейшем наращивать объем производства, осваивать новые технологические процессы, добиваться продвижения своей продукции на рынке. С этой целью в рамках пятилетней программы развития ежегодно разрабатывается план организационных мероприятий по повышению качества выпускаемой продукции, снижению затрат на производство, повыше-

нию квалификации персонала и замене морально и физически изношенного оборудования.

Для улучшения качества выпускаемой продукции осуществляется входной контроль поступающих материалов, организован жесткий пооперационный контроль изготовления продукции. Приобретено современное диагностическое оборудование («Скаруч», «Сарма») для проведения неразрушающего контроля, твердомеры с микропроцессорами, приборы для цветной дефектоскопии. Закуплено оборудование и совершенствуется технология покраски изготовленной продукции.

С 2006 г. введен 100%-ный входной контроль каждой приобретаемой партии сварочных материалов (независимо от наличия сертификатов качества и свидетельств об аттестации). Сварочная проволока проходит химический анализ, электроды — испытания на сварочно-технологические свойства путем заварки образцов. Кроме того, электроды для сварки легированных сталей проверяются на наличие легирующих элементов в наплавленном металле. Наряду со сварочными материалами лучших отечественных производителей на заводе применяются сварочные материалы ведущих зарубежных производителей — фирм «ESAB» и «BOHLER».

Сегодня технологические процессы сварки аттестованы в соответствии с требованиями Ростехнадзора, получены соответствующие свидетельства НАКС (национальной аттестации контроля и сварки).

Для поддержания высокого качества выпускаемой продукции с 2000 г. на заводе внедрена система менеджмента качества, которая сертифицирована на соответствие требованиям стандарта ИСО 9001 органом по сертификации «Русский регистр».

Сегодня эта система успешно функционирует, что подтвердила ресертификация, проведенная в марте 2007 г. другим органом по сертификации — «Тест-С.-Петербург». Данный орган является официальным партнером международной сертификационной сети IQNet. Выданный им сертификат IQNet дает право получить без дополнительных проверок сертификаты соответствия органов по сертификации в 32 государствах мира на проектирование, изготовление и поставку продукции в эти государства.

В 2007 г. завод сертифицировал выпускаемую продукцию. Сертификаты соответствия получены на аппараты колонные и теплообменные, сосуды и аппараты емкостные, резервуары, задвижки клиновые стальные и литые, арматуру промышленную трубопроводную стальную, фильтры сетчатые, горелки газовые промышленные, запасные части к комплектным технологическим линиям, установкам и агрегатам высокого давления.

За последние два года при остром дефиците оборотных средств предпринимались шаги по модернизации и техническому перевооружению завода. В КСЦ модернизированы системы ЧПУ координатно-сверлильного станка и машины плазменной резки «Енисей», на нагревательных печах установлены вентиляторы наддува, разрабатывается проект модернизации сетей электроснабжения завода. Обстоятельства заставили приобрести и запустить в эксплуатацию установку термомодифицирующего оцинкования деталей запорной арматуры.

Сейчас для сварки сосудов и аппаратов в среде смеси защитных газов используются современные импортные полуавтоматы. Внедрена автоматическая сварка под слоем флюса высококачественными сварочными материалами. Как правило, сварка и

термообработка проводятся на современной сварочной технике фирм «Kemproweld» и «Kempomat» (Финляндия), местная термическая обработка сварных швов — на установке Weldoterm VAS 82 (Германия). Для сварки высоколегированных сталей в качестве защитного газа взамен сварочного диоксида углерода применяются смеси газов на основе аргона, что исключило разбрызгивание металла и способствовало существенному улучшению механических свойств и внешнего вида сварных швов.

После проведения ряда испытаний и опытных работ заменена технология сварки теплоустойчивых сталей типа 15Х5М, применяющихся для изготовления печных змеевиков и технологических трубопроводов. Сейчас для ручной дуговой сварки используются электроды с пониженным содержанием водорода, производимые шведским концерном «ESAB». Освоен полуавтоматический способ сварки в среде защитных газов, а также внедрен полуавтоматический способ сварки алюминия и его сплавов в среде инертных газов.

Большое значение придается приобретению прогрессивных мерительных, механизированных и электрических инструментов, поскольку от них в значительной степени зависит производительность труда и качество работ. За последнее время их закуплено на сумму 3,5 млн. руб., в том числе резбовые резцы со сменными пластинами, калибры-кольца для левой трапецеидальной резьбы, динамометрические ключи для контроля момента затяжки, токарные патроны, специальные вальцовки с регулированием глубины вальцевания, универсальная торцевая фреза фирмы «BOSCH», электроинструменты (шуруповерты, пилы, лобзики, перфораторы, шлифовальные машинки), станочные тиски с гидоприводом,

поворотный стол, делительная головка.

В первом квартале 2007 г. при завершении программы технического перевооружения, намеченной на 2006 г., были получены два гайковерта пневмоприводных с мультипликатором (Англия), ленточнопильный станок НВ-550 (Германия), сварочный полуавтомат «Кемромат 4200» (Финляндия), два универсальных сварочных вращателя М-11050А (Украина) и передвижная пневмобалансировочная установка DAS-11-Dominator (США) для развальцовки труб; внедрена резка сортового проката ленточными пилами; запущен в эксплуатацию объект (ранее законсервированный цех ребристых труб) для сборки колонн линии изомеризации; организован участок сборки металлоконструкций на свободных площадях МСЦ (с целью увеличения объемов производства востребованной продукции). Таким образом, был создан задел для дальнейшего технического перевооружения предприятия.

На 2008 г., так же как и на предыдущие, разработаны соответствующие программы развития завода. Запланировано приобретение и запуск в эксплуатацию оборудования для обработки металлопроката: пресс-ножницы мод. НГ5223, вальцы с диамет-

ром валков до 300 мм, мостовой кран грузоподъемностью 30,5 т, сварочное оборудование (10 ед). Это позволит начать в МСЦ производство емкостного оборудования необходимого качества по полному предметно-замкнутому циклу.

В 2006 г. на предприятии внедрена автоматизированная система программированного учета и управления «1:С Предприятие 8.0». Для этого была приобретена компьютерная техника на сумму 2,1 млн. руб. Все персональные компьютеры работают в едином информационном поле локальной сети. Сегодня завершены работы по автоматизации бухгалтерских процессов. Совершенствуется система документооборота. Специалисты завода разработали локальные программы по контролю качества изделий, входному контролю применяемых материалов, техническому обслуживанию и ремонту оборудования. Ведутся работы по созданию электронного архива проектно-технической документации. Все цеха и склады подключены к локальной сети.

В результате компьютеризации завод вышел на более высокий уровень организации производства, что позволило повысить качество конструкторско-технологических разработок выпускаемой продукции, сократить время на

выполнение работ по подготовке производства, улучшить учет материальных ресурсов.

Не менее важным направлением развития завода является повышение квалификации специалистов, занятых изготовлением продукции. За последние два года свою квалификацию повысили 142 рабочих разных специальностей: формовщики, сталевары, модельщики, токари, фрезеровщики, котельщики, сварщики. Новую специальность получили 24 рабочих, прошли аттестацию все инженерно-технические работники.

Необходимо отметить тесное сотрудничество завода с ОАО «ИркутскНИИХиммаш» практически во всех областях производственной деятельности, в том числе в области обучения и аттестации специалистов методам неразрушающего контроля.

Складывающаяся ситуация в экономике страны и на рынке машиностроительной продукции, где конкуренция диктует свои условия, не позволяет ни на минуту остановиться в продвижении вперед. Сегодня есть уверенность в том, что ОАО «ВОСТСИБМАШ» — хорошо организованное и сбалансированное предприятие способно решить все стоящие перед ним задачи.

Вниманию специалистов

В. Е. Емельянов

ПРОИЗВОДСТВО АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ

В книге изложены требования к качеству вырабатываемых и перспективных автомобильных бензинов.

Приведено краткое описание современных технологических процессов переработки нефти с целью получения бензиновых компонентов. Рассмотрено производство различных оксигенатов — высокооктановых кислородсодержащих соединений, применяемых в составе автобензинов.

Подробно охарактеризованы физические, химические и эксплуатационные свойства различных бензиновых компонентов, а также присадок и добавок для улучшения эксплуатационных свойств.

Рассмотрены вопросы контроля качества, транспортирования, хранения и применения автобензинов.

Монография предназначена для инженерно-технических работников предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, работников автотранспортных предприятий, а также бизнесменов, экономистов и менеджеров этих отраслей.

М.: Издательство «Техника», 2008. — 192 с.