

Химия и технология топлив и масел

1 (551) '2009

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

Учредители

Министерство 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

Зам. главного редактора
Б. П. Туманян

Редакционная коллегия

И. Б. Грудников
Л. Е. Злотников
Ю. Л. Ищук
И. П. Карлин
В. Л. Лашхи
А. Лукса
Б. К. Нефедов
Е. Д. Радченко
В. А. Рябов
Е. П. Серегин
И. Г. Фукс

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

Содержание

К ЮБИЛЕЮ ИНСТИТУТА

- В. М. Капустин.* 3
80 лет проектирования на благо России
- В. М. Шуверов.* 6
Потенциал ОАО «ВНИПИнефть» как инжиниринговой компании
- И. С. Карякина.* 8
Квалифицированные и мотивированные кадры —
залог успеха компании
- Становление ОАО «ВНИПИнефть»:
официальные даты 11
- Хроника проектирования
предприятий и производств 12

ПО ПРОЕКТАМ ИНСТИТУТА

- В. Ю. Жуков, В. И. Якунин,* 17
В. М. Капустин, В. Н. Семенов.
Установка гидрокрекинга T-Star
ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»
- В. В. Пресняков, А. А. Бабынин, А. К. Калимуллин,* 20
В. М. Капустин, Е. Н. Забелинская, В. А. Хавкин.
Установка каталитического крекинга
ОАО «ТАИФ-НК»
- А. И. Луговской, В. Г. Соловкин, В. М. Капустин,* 24
Д. В. Бедарев, В. П. Ермаков, Е. И. Газизова.
Реконструкция установки каталитического крекинга
Рязанской нефтеперерабатывающей компании
- В. М. Капустин, Х. А. Багманов, А. Ф. Вайсман, В. Н. Кутикова.* 28
Комплекс нефтеперерабатывающих
и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО»
- А. А. Мелинг, В. И. Денисов, В. М. Шуверов,* 31
В. М. Капустин, М. Д. Викторова,
Н. М. Цветкова, Л. Т. Юшинский.
Выбор оптимального варианта
модернизации Московского НПЗ
- В. В. Братчиков, В. М. Капустин,* 34
Е. Н. Забелинская, А. С. Камлык.
Установка ВДУ-5 вакуумной разгонки мазута
ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»
- В. М. Шуверов, В. И. Якунин, А. Н. Фоминых, В. И. Долгих.* 39
Установка 21-10/ЗМ замедленного коксования
ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»
- В. С. Врублевский, Г. Я. Перевозская.* 42
Комплекс сооружений по предохранению р. Пыж
от загрязнения нефтепродуктами
- А. И. Ащепков, М. М. Королева, Е. Н. Забелинская.* 44
Реконструкция установки АВТ-1
с получением неокисленных битумов
в ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка»
- В. Н. Семенов.* 46
Газохимический комплекс по переработке
углеводородного сырья Северного Каспия
- Ю. Н. Шебеко, В. Л. Карпов, М. И. Тигашов.* 48
Обеспечение пожарной безопасности предприятий
при проектировании
- А. Ш. Бикмурзин, Н. Г. Колесова.* 50
Реконструкция этиленового производства ЭП-450
в ОАО «Нижнекамскнефтехим»
- В. С. Щербель.* 51
Проект «Сахалин-1»
- А. Н. Харламов.* 53
Обустройство Ванкорской группы месторождений»

Chemistry and Technology of Fuels and Oils

1 (551) '2009

Свидетельство о регистрации
№ 01441.

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

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

Редактор

С. Е. Шанурина

Компьютерный набор,
графика и верстка

В. В. Земсков

Адрес редакции:

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

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

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

Отпечатано ООО «Стринг»
E-mail: String_25@mail.ru

Contents

BY THE JUBILEE OF THE INSTITUTE

- V. M. Kapustin. 3
80 Years of Designing for the Welfare of Russia
- V. M. Shuverov. 6
Potential of the VNIPlneft' Open Joint Stock Company
as an Engineering Company
- I. S. Karyakina. 8
Qualified and Reasoned Staff as a Company Keystone to Success
- Coming-to-be of the VNIPlneft' Open Joint Stock Company:
Official Dates 11
- The Chronicle of Events in Designing
of the Enterprises and Manufactures 12

ACCORDING TO PROJECTS OF THE INSTITUTE

- V. Yu. Zhukov, V. I. Yakunin,
V. M. Kapustin, and V. N. Semenov. 17
T-Star Hydrocracking Unit
of LUKOIL-PERMNEFTEORGSINTEZ LTD
- V. V. Presnyakov, A. A. Babynin, A. K. Kalimullin,
V. M. Kapustin, E. N. Zabelinskaya, and V. A. Havkin. 20
The Catcracking Unit of the TAIF-NK Open Joint Venture Company
- A. I. Lugovskoi, V. G. Solovkin, V. M. Kapustin,
D. V. Bedarev, V. P. Ermakov, and E. I. Gazizova. 24
Revamping of the Catcracking Unit
at the Ryazan' Oil Refining Company
- V. M. Kapustin, K. A. Bagmanov, A. F. Vaisman and V. N. Kutikova. 28
Complex of Oil Refining and Petrochemical Plants
of the TANEKO Open Joint Venture Company
- A. A. Meling, V. I. Denisov, V. M. Shuverov,
V. M. Kapustin, M. D. Viktorova, N. M. Tsvetkova,
and L. T. Yushinskii. 31
Optimum Variant of the Moscow Refinery Revamping
- V. V. Bratchikov, V. M. Kapustin,
E. N. Zabelinskaya, and A. S. Kamlyk. 34
Black Oil Vacuum Distillation VDU-5 Unit
of LUKOIL-PERMNEFTEORGSINTEZ LTD
- V. M. Shuverov, V. I. Yakunin, A. N. Fominykh, and V. I. Dolgikh. 39
Retarded Coking 21-10/3M Unit M
of LUKOIL-PERMNEFTEORGSINTEZ LTD
- V. S. Vrublevskii and G. Ya. Perevozskaya. 42
Complex of Installations to Protect
the Pyzh River from Oil Pollution
- A. I. Ashchepkov, M. M. Koroleva, and E. N. Zabelinskaya. 44
Revamping of the AVT-1 Unit to Manufacture
of Unoxidized Bitumen
at LUKOIL-UKHTANEFTEPERERABOTKA LTD
- V. N. Semenov. 46
Gaz Chemical Complex for Processing the Hydrocarbon Feedstock
of the Northern Caspian Sea
- Yu. N. Shebeko, V. L. Karpov, and M. I. Tigashov. 48
Enterprise Fire Safety Proofing at the Stage of Designing
- A. Sh. Bikmurzin and N. G. Kolesova. 50
Revamping the EP-450 Ethylene Production
at the NIZHNEKAMSKNEFTEKHIM Open Joint Venture Company
- V. S. Shcherbel'. 51
The Sakhalin-1 Project
- A. N. Kharlamov. 53
Arrangement of the Vankorsk Oilfield Group



В. М. Капустин,
генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть»

80 лет проектирования на благо России



Один из старейших проектных институтов России — Научно-исследовательский и проектный институт нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности — ВНИПИнефть был образован 9 февраля 1929 г. С 1969 г. он являлся главным среди основных научно-исследовательских и проектных организаций СССР в области нефтепереработки и нефтехимии. В 1994 г. ВНИПИнефть был преобразован в открытое акционерное общество (ОАО), контрольный пакет которого принадлежит государству. Указом Президента России № 109 от 4.08.2004 ОАО «ВНИПИнефть» включено в перечень стратегических предприятий и акционерных обществ.

С момента создания институт осуществляет комплексное проектирование нефтегазоперерабатывающих и нефтехимических предприятий, технологических установок, объектов подготовки, хранения и транспортирования нефти и нефтепродуктов.

Уже в начале 30-х годов прошлого столетия были разработаны первые отечественные установки атмосферной и атмосферно-вакуумной перегонки нефти, термического крекинга, производства битума и кокса. В эти же годы по проектам института были построены первые нефтеперерабатывающие заводы в Саратове и Хабаровске.

В последующие годы совместно с другими отечественными проектными институтами были спроектированы и построены нефтеперерабатывающие заводы в Ангарске, Ачинске, Волгограде, Горьком, Куйбышеве, Москве, Надворном, Омске, Перми, Рязани, Салавате, Уфе, Фергане, Ярославле. В целом по проектам института построено 40 заводов, более 350 нефтеперерабатывающих и нефтехимических установок как в России и странах СНГ, так и за рубежом, в том числе в Болгарии, Венгрии, Египте, Индии, на Кубе, в Польше, Турции, Эфиопии.

С 1960-х годов ВНИПИнефть возглавлял разработку генеральных схем развития и размещения нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности на перспективу — на 15–20 лет при участии отраслевых научно-исследовательских и проектных институтов. Полученные при этом выводы и предложения учитывались при составлении пятилетних планов развития народного хозяйства.

С конца 1990-х годов ОАО «ВНИПИнефть» по заданиям правительственных органов разрабатывает предложения по модернизации и развитию отечественных нефтеперерабатывающих заводов.

Много десятилетий институт выполняет совместное проектирование с ведущими зарубежными компаниями, такими как «Bechtel» (США), «СВІ Lummus» (США), «ЕххонMobil» (США), «Fluor» (США), «FMC» (США), «Foster Wheeler» (Великобритания), «JGC» (Япония), «Lavalin» (Канада), «Linde» (Германия), «Petrofac» (США), «Shell» (Нидерланды), «Technip» (Франция), «Tecnimont» (Италия), «Toyo Engineering» (Япония), «UOP» (США), «WorleyParsons» (Австралия).

В середине 1990-х годов в ОАО «ВНИПИнефть» реализован ряд мер, существенно повысивших его конкурентоспособность. Наиболее важные из них:

- ▶ разработка и внедрение систем управления качеством и окружающей средой;
- ▶ внедрение системы руководства проектами, планирования и контроля за ходом выполнения проектов;
- ▶ оснащение института современными средствами информационной технологии.

В основу внедренной системы управления качеством была положена система компании «АВВ Lummus Global» (США), что позволило аккумулировать накопленный за длительное время опыт одной

их ведущих в мире инженерных фирм. В апреле 2000 года ОАО «ВНИПИнефть» первым из российских институтов, работающих в области нефтегазопереработки и нефтехимии, получило международный сертификат соответствия своей системы качества требованиям ГОСТ Р ИСО 9001–96 и ISO-9001, а в феврале 2003 года — международный сертификат соответствия разработанной системы управления окружающей средой требованиям стандарта ISO 14001:1996.

В основе внедренной методологии руководства проектами, планирования и контроля за ходом выполнения проектов лежат: повышение прав и ответственности руководителей проектов; планирование объемов и сроков выполнения проектов на основе сетевых графиков, построенных с использованием программного средства Primavera Project Planner; постоянный контроль за ходом выполнения проектов и их экономической эффективностью на основе анализа сетевых графиков и перечней выпуска документации. Системы планирования и контроля проектов ОАО «ВНИПИнефть» полностью соответствуют международным требованиям, о чем свидетельствует их успешное использование при работе с ведущими зарубежными компаниями.

Для оснащения ОАО «ВНИПИнефть» современными средствами информационной технологии полностью обновлен парк вычислительной техники, периферийного и множительного оборудования; создана единая информационная инфраструктура, объединяющая всех сотрудников института и позволяющая полностью автоматизировать процесс проектирования, а также направлять заказчикам проектную документацию в электронном виде. Значительное влияние на процесс проектирования оказало внедрение систем автоматизированного документооборота и электронного архивирования проектной документации.

Принципиально важным для технологии проектирования явилось внедрение системы трехмерного проектирования на основе пакета PDMS. Данная система позволяет объединить все части проекта в единую проектную среду, в которой результаты работы каждого проектировщика становятся доступны для контроля и анализа сразу же по завершении проектирования. Такая технология проектирования позволяет отказаться от использования компьютера в качестве «электронного кульмана». Задачей проектировщика становится выработка наилучшего технического решения и его реализация в модели.

Важным фактором дальнейшего успешного продвижения ОАО «ВНИПИнефть» на рынке инжиниринговых услуг стала разработка стратегии его развития на долгосрочную перспективу. Одной из ключевых стратегических задач является преобразование ОАО «ВНИПИнефть» в современную инжиниринговую компанию, способную оказывать полный набор необходимых на рынке услуг «под ключ», в том числе по финансовому инжинирингу, управлению проектом, проектированию, поставке оборудования и материалов, строительству, монтажу, пусконаладке и вводу промышленных объектов в эксплуатацию.

Другой важной стратегической задачей является расширение областей деятельности института, прежде всего в области нефтегазодобычи. Эта деятельность началась в конце 1990-х годов с разработки комплекса береговых сооружений подготовки нефти и газа для проекта «Сахалин-1». Рабочее проектирование комплекса выполнялось в 2004–2006 годах по контракту с компанией «Exxon Neftegaz Limited» (США). Полученный в рамках этого проекта обширный опыт используется нами при проектировании обустройства нефтяного месторождения Ванкор по контракту с ОАО «Роснефть».

Для дальнейшего расширения деятельности в данном направлении в 2007 году был создан филиал в г. Перми. Основной его задачей является осуществление инжиниринговой деятельности в области обустройства нефтегазовых месторождений. Филиал, насчитывающий в штате более 250 человек и оснащенный современными средствами проектирования, продолжает быстро развиваться.

Важное направление деятельности ОАО «ВНИПИнефть» — оказание услуг по поставке оборудования и материалов для нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий. Институт предпринимает заметные усилия для расширения своего присутствия на данном рынке, тесно сотрудничая с ведущими отечественными и зарубежными изготовителями оборудования.

ОАО «ВНИПИнефть» является российским лидером по организации инновационной деятельности в области создания и внедрения в промышленность конкурентоспособных отечественных техноло-



гий атмосферной и вакуумной перегонки нефти, каталитического крекинга, гидроочистки бензина, гидрокрекинга вакуумного газойля. Наряду с промышленно отработанными процессами на стадии внедрения находятся новые перспективные процессы. К их числу относится разработанный совместно с Институтом катализа СО РАН и ОАО «НИПИГазопереработка» процесс производства ароматических углеводородов из попутных газов. Для этого процесса ведется строительство первой промышленной установки в ОАО «Сибур».

Для повышения конкурентоспособности институт сотрудничает с крупными российскими строительно-монтажными организациями, поставщиками оборудования, ведущими зарубежными инжиниринговыми компаниями.

Сегодня ОАО «ВНИПИнефть» по своим техническим возможностям, масштабу получаемых заказов, объему выполняемых работ является ведущей в России компанией в области проектирования объектов нефтепереработки и нефтехимии. Лидерство института подтверждается присвоением ему в 2006 и 2007 годах первого места в рейтинге Росстроя среди отечественных проектных, изыскательских и строительных организаций.

За последние годы по проектам ОАО «ВНИПИнефть» построены и внедрены в эксплуатацию: комплексы глубокой переработки нефти в ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез» и ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез»; комплекс каталитического крекинга и установка висбрекинга в ОАО «ТАИФ-НК»; установки легкого гидрокрекинга, изомеризации и алкилирования в ЗАО «Рязанская НПК»; производство метил-*трет*-бутилового эфира в ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез»; установка производства полипропилена в ОАО «Нижнекамскнефтехим». Проведена модернизация комплекса каталитического крекинга в ЗАО «Рязанская НПК», установок производства этилена в ОАО «Нижнекамскнефтехим» и ОАО «Казаньоргсинтез».

Коммерческой службой совместно с другими подразделениями института проводится значительная работа по увеличению портфеля заказов. В результате выручка от продажи выполненных работ и услуг увеличилась за последние три года в ~4 раза. За этот период выигран ряд крупных тендеров, в том числе международных, на разработку обоснований инвестиций в строительство нефтехимического комплекса ЗАО «ЛУКОЙЛ—Нефтехим»: реконструкцию и модернизацию ОАО «Московский НПЗ» и ПО «Полимир»; на разработку проектной документации строительства Кропоткинского НПЗ; на проектирование установок первичной переработки нефти для ООО «ЛУКОЙЛ—Волгограднефтепереработка», ОАО «ТАНЕКО» и ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», установок вакуумной перегонки мазута ОАО «Роснефть—Туапсинский НПЗ» и ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка», комплекса каталитического крекинга для ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез», комплексов смешения масел для ЗАО «Шелл Нефть» и ТНК—BP.

ОАО «ВНИПИнефть» является генеральным проектировщиком нового комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО». Разработанная им проектная документация позволила в короткий срок получить разрешение на строительство комплекса. Кроме того, для этого комплекса осуществляется проектирование установки первичной переработки нефти и объектов общезаводского хозяйства.

Значительный объем работ предстоит выполнить по разработке проектов в области нефтехимии. К числу наиболее важных относятся: проекты новых комплексов ООО «Сибур» по дегидрированию пропана и производству полипропилена в Тобольске, производству этилена, полиэтилена и полипропилена в Томске, производству этилена, полистирола и этилбензола в Перми — в этих проектах ОАО «ВНИПИнефть» выступает в качестве генерального проектировщика; проект комплекса ОАО «Газпром» по производству этилена и полипропилена в Новом Уренгое; проекты модернизации производств этилена в ОАО «Нижнекамскнефтехим» и ОАО «Казаньоргсинтез».

Значительные производственные достижения, стабильная работа, рост численности персонала, особенно за счет молодых специалистов, — залог дальнейшего успешного развития ОАО «ВНИПИнефть». Все это позволяет коллективу института с оптимизмом смотреть в будущее.

В. М. Шуверов,
технический директор ОАО «ВНИПИнефть»

Потенциал ОАО «ВНИПИнефть» как инжиниринговой компании

ОАО «ВНИПИнефть» в стратегии своего развития на 2007–2020 годы поставило целью стать инжиниринговой компанией международного уровня, конкурентоспособной на российском и международных рынках.

Для оказания комплекса сервисных инженерных услуг высокого качества институт обладает крупными технологическими отделами и отделами главных инженеров в Москве и Перми, укомплектованными специалистами высокой квалификации с богатым опытом. Это позволяет самостоятельно выполнять крупные проекты, включая проекты строительства новых предприятий, частичной или полной реконструкции действующих нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий для доведения их до современных международных требований.

Современное предприятие должно обеспечивать высокий уровень качества продукции при низком уровне затрат, к которым относятся не только материальные затраты (сырье, энергия), но и затраты, связанные с предотвращением отрицательного воздействия деятельности предприятия на окружающую среду. Последние являются вынужденной платой общества за производство материальных благ. Поэтому деятельность каждого работника института нацелена

на решение именно этих задач на основе анализа как возникающих у клиента проблем, так и возможностей клиента для их решения.

Накопленные знания и опыт позволили ОАО «ВНИПИнефть» быть конкурентоспособным на рынке ряда технологий.

- В последние годы институт регулярно выигрывает тендеры на разработку базовых проектов и проектной документации установок АВТ.

- Спроектированная совместно с компанией «АВВ Lummus Global» (США) установка получения масляных фракций для ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез» до сих пор является одной из лучших в мире.

- Совместно с ведущими фирмами мира выполнены проекты установок гидрокрекинга, очень эффективно работающих в Ярославле и Перми.

- Многие годы успешно выполняются проекты установок по производству водорода.

- Совместно с иностранными партнерами выигран ряд тендеров на проектирование установок гидроочистки и каталитического крекинга дистиллятов (1 млн т/год в ОАО «ТАИФ-НК», г. Нижнекамск) с использованием как зарубежных, так и отечественной технологий.

По собственной технологии построена и успешно эксплуатируется установка сероочистки бензина ка-

талитического крекинга на заводе ОАО «ТАИФ-НК» в Нижнекамске, обеспечивающая снижение содержания серы с 3500–3800 до 40 мг⁻¹ при минимальной потере октанового числа.

- Успешным признан совместный с компанией «Foster Wheeler» проект по реконструкции установки замедленного коксования с наращиванием мощности в г. Перми.

- Успешно реализован совместно с компаниями «Worley Parsons» и «Fluor» проект обустройства нефтяных месторождений «Сахалин-1», завершаются работы по обустройству Ванкорского нефтяного месторождения, что позволило институту по проектам в этой области стать лидером среди проектных организаций бывшего Советского Союза.

Обладая высококвалифицированными специалистами по промышленной экологии, ОАО «ВНИПИнефть» сумело найти решения для регионов с очень сложной экологической обстановкой.

- В Нижнекамске создана единая санитарно-защитная промышленная зона с размещением в ней комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов по переработке высокосернистой татарской нефти с одновременным резким снижением экологической нагрузки.

- Обоснованы инвестиции в реконструкцию ОАО «Московский



НПЗ» с одновременным резким сокращением санитарно-защитной зоны и снижением экологической нагрузки на селитебную зону.

- Обоснованы инвестиции в переработку сырья, добываемого в Северном Каспии, на Буденовском заводе ЗАО «ЛУКОЙЛ—Нефтехим» без увеличения нагрузки на окружающую среду при росте объема производства в 3 раза.

Реконструкция нефтеперерабатывающих предприятий в большей части случаев возможна только без расширения занимаемой ими территории. При этом риски для жизни и здоровья людей должны быть минимизированы, как правило, на два порядка: с 10^{-2} до 10^{-4} и менее в год. Такая ситуация потребовала создания специальных технических условий (СТУ). И здесь услуги ОАО «ВНИПИнефть», обладающего опытными и креативными специалистами в области пожарной, промышленной безопасности и чрезвычайных ситуаций, оказались востребованными.

Как правило, подобные услуги требуются и новому строительству, так как хороших площадок для строительства мало и их размеры ограничены. Так, на площадке ОАО «ТАНЕКО» в 390 га удалось расположить три завода, хотя по стандартной схеме требовалось 560 га, которых в этом регионе не было.

Для надежной безаварийной работы предприятия очень важно высокое качество электроснабжения и систем автоматического

управления процессами. Такое качество обеспечивают отделы КИПиА и электротехнический, укомплектованные опытными специалистами.

Монтажный отдел широко использует в своей работе трехмерное проектирование, что позволяет Заказчику и Подрядчику применять индустриальные методы строительства, обеспечивающие огромную экономию времени и денежных средств. Так было при проектировании и строительстве комплекса «Сахалин-1», так происходит сегодня в ОАО «ТАНЕКО».

ОАО «ВНИПИнефть» имеет комплексный строительный отдел, включающий кроме традиционных инженеров-строителей и архитекторов секторы водоснабжения и канализации, вентиляции и отопления, генерального плана и транспорта.

Механический отдел института имеет возможность разрабатывать технические проекты оборудования, предназначенного для эксплуатации при давлении до 16 МПа, а совместно с партнерами — до 250 МПа. Полностью восстановлен сектор проектирования технологических печей, на рынке которых в прошлом институт занимал одну из ведущих позиций. Сегодня наши печи снова конкурентоспособны.

За изменяющимися нормами и их трактовкой четко следит технический отдел. Специалисты отдела, имеющие огромный опыт, участвуют в составе рабочих групп при создании отраслевых норм и

регламентов, а также как эксперты и консультанты при решении возникающих сложных вопросов. Это позволяет защищать интересы отрасли и более четко понимать возможности правильного пользования нормами и правилами.

Ни один проект не будет реализовываться, если у Заказчика, Инвестора и Кредитора нет твердой уверенности, что он будет иметь хорошую окупаемость и положительный NPV. Специалисты западных банков неоднократно отмечали высокое качество оценок инвестиций, выполненных в ОАО «ВНИПИнефть» отделом реализации строительства и смет.

В технологическом отделе есть достаточно большой экономический сектор, который занимается анализом рынка и нэт-бэк цен; оптимизацией структуры продаж, в том числе с применением системы RPMS; оптимизацией структуры управления предприятием и численности персонала; выбором на основе сравнительного анализа оптимального варианта проекта и предоставляет развернутые экономические показатели.

У ОАО «ВНИПИнефть» сложились долгосрочные доверительные связи со многими первоклассными партнерами, являющимися лидерами в своих сегментах рынка: экологии, пожарной и промышленной безопасности, строительстве, технологий. В разработке крупных проектов институт участвует как равноправный партнер мировых лидеров, а иногда является и лидером проекта.

И. С. Карякина,
директор по персоналу и административному управлению

Квалифицированные и мотивированные кадры — залог успеха компании

Успешное развитие ОАО «ВНИПИнефть» объясняется продуманной кадровой политикой. Перед институтом три года назад были поставлены новые стратегические цели — стать крупнейшей и конкурентоспособной инжиниринговой компанией международного уровня, занять лидирующие позиции на рынках по проектированию нефтеперерабатывающих предприятий. В этой ситуации квалифицированные и мотивированные работники, настроенные на работу с максимальной эффективностью и объединенные общей идеей в достижении результата, рассматриваются как конкурентное преимущество компании. Именно работники ежедневно решают производственные, коммерческие, финансовые и управленческие вопросы.

Важной задачей в работе с персоналом является создание максимально благоприятных условий для работы, развития и раскрытия творческого потенциала каждого работника, обоснованного сочетания его материального и морального стимулирования с оптимальной структурой управления.

Коллектив ОАО «ВНИПИнефть» составляют высокопрофессиональные сотрудники, обладающие уникальным опытом в области проектирования нефтегазовых объектов. Мощнейший научный потенциал организации подтверждается работой в штате одного доктора и двенадцати кандидатов наук, двух

лауреатов Премии Правительства Российской Федерации в области науки и техники. За 80-летнюю историю институтом было реализовано более 300 сложнейших проектов нефтегазовой отрасли как в России, так и за ее пределами, получено девять патентов на способы осуществления технологических процессов нефтепереработки, еще ряд патентов находятся в стадии оформления.

Высокий уровень профессионализма работников института поддерживается и развивается в системе постоянного обучения и повышения квалификации. В основу этой системы положен подход, предполагающий выявление потребностей в обучении в соответствии с моделями компетенций, планирование, организацию и оценку проведенных мероприятий. Основной акцент в данном процессе делается на внутреннее обучение, которое может выступать в разнообразных формах, например стажировки, наставничества, корпоративных семинаров и тренингов. Стремление сотрудников к повышению квалификации поддерживается и стимулируется руководством института как морально, так и материально. Институт компенсирует затраты на обучение сотрудников знаниям и умениям, необходимым для более эффективной работы и соответствующим потребностям функционирования подразделений. Своевременное и качественное обучение не только обеспечивает необходимый для решения производственных задач

уровень квалификации работников, но и способствует росту приверженности работников организации, формирует благоприятный социально-психологический климат в коллективе, оказывает непосредственное воздействие на развитие корпоративной культуры.

С процессом обучения неразрывно связаны адаптация, стажировка и наставничество для молодых специалистов, пришедших во ВНИПИнефть с институтской скамьи. Около 35% работников ОАО «ВНИПИнефть» — сотрудники, возраст которых не превышает 30 лет. Немалая часть из них вчерашние выпускники профильных вузов. Приходя на работу, они не чувствуют себя в одиночестве. Для новых работников созданы программы адаптации и стажировки. Система нацелена на то, чтобы в компании работали не пассивные и индифферентные сотрудники, а люди, которые осознанно выполняют свою работу и имеют чувство причастности к общему делу.

На период адаптации каждому новому сотруднику назначается наставник. С его помощью сотрудник овладевает основными профессиональными навыками по специальности, изучает методы эффективного использования достижений и разработок института, приобретает навыки самостоятельного и качественного выполнения поставленных задач. После окончания адаптационного периода наставник составляет заключение по его итогам и совмест-



но с руководителем структурного подразделения принимает решение о необходимости дальнейшей стажировки в условиях работы с реальным проектом. В период стажировки новый специалист применяет все знания, навыки и умения для раскрытия своего творческого потенциала, который в полной мере проявляется в последующей работе над проектами нефтегазовой отрасли.

В институте по инициативе молодежи в апреле 2008 г. создана молодежная организация — Совет молодых специалистов. Молодым специалистом считается сотрудник, который видит цель и не видит препятствий для ее достижения, готов к постоянному саморазвитию, стремится к приобретению новых знаний и повышению своей квалификации, поддерживая при этом активный образ жизни. Генеральный директор института В. М. Капустин и технический директор В. М. Шуверов подтвердили свое согласие на работу Совета в трех направлениях с выделением приоритета работы Совета над мероприятиями по повышению квалификации сотрудников, созданию обучающих программ, направленных на развитие сотрудников института.

В Совет молодых специалистов входят двенадцать инициативных сотрудников института из разных отделов, что позволяет наиболее полно изучить потребности молодых специалистов каждого отдела. С момента создания Совета прошло не так много времени, но уже есть результаты. Первым мероприятием, организованным для молодых специалистов, явилась экскурсия в Оружейную палату. На Дне химика была организована викторина «Самый умный нефтехимик», проведен шахматный турнир. Около сотни молодых специалистов по собственной инициативе посетили ОАО «Московский НПЗ» с целью ознакомления с объектами проек-

тирования: установками ЭЛОУ — АВТ, каталитического риформинга, каталитического крекинга. Многие вопросы были обсуждены с начальниками установок.

По рекомендации руководства ОАО «ВНИПИнефть» и Совета молодых специалистов ряду сотрудников предоставлена возможность получения второго высшего образования и обучения в аспирантуре с поддержкой от института.

Достижение стратегических целей компании невозможно без наличия подготовленной профессиональной команды инженеров и управленцев. Наличие кадрового резерва позволяет достигать эти цели в кратчайшие сроки. Одним из элементов мотивации сотрудников является карьерное продвижение. Под этим термином понимается непрерывный и последовательный процесс подготовки сотрудника, состоящего в резерве кадров, к выдвижению на высшие должности. Так, только в 2007 г. на новые должности были назначены состоящие в резерве сотрудники, численность которых составила около 21% от общего числа кадрового потенциала института. Создание кадрового резерва сделало процесс перемещений (ротации) в компании плановым и управляемым.

Регулярная и объективная оценка результатов трудовой деятельности и уровня квалификации и соответствия работников достигается путем проведения аттестации, итогом которой, как правило, являются кадровые перемещения, зачисление в резерв, повышение уровня заработной платы. Оценка профессионального уровня сотрудников и качества выполнения ими функциональных обязанностей проводится в соответствии с разработанной моделью компетенций для различных категорий персонала.

Одним из обязательных атрибутов социально-ориенти-

рованной организации является приверженность к соблюдению прав человека в соответствии с Конституцией РФ и российским законодательством. Социальная ответственность института не ограничивается положениями документов Трудового законодательства РФ. В ОАО «ВНИПИнефть» действует коллективный договор с сотрудниками, который расширяет их социальные гарантии. В качестве примеров подобного расширения можно привести предоставление оплачиваемого дня отдыха 1 сентября матерям либо лицам, воспитывающим детей от 6 до 14 лет, выплата материальной помощи в случае рождения ребенка, юбилейной даты или ухода работника на пенсию. Детям сотрудников предоставляются льготные путевки в оздоровительные лагеря и санатории, стоимость которых на 50% дотируется за счет фонда социального страхования. Работники института обеспечиваются горячим питанием. Часть расходов на питание компенсируется из средств работодателя.

Самым важным пунктом социальной программы является забота о здоровье работников. Организовано оказание квалифицированной медицинской помощи работникам, своевременно проводятся профилактические осмотры с целью ранней диагностики профессиональных заболеваний и своевременного принятия необходимых мер. Заключен договор добровольного медицинского страхования, который с 2007 г. охватывает и стоматологию.

Перечисляя социальные гарантии, следует отметить систему вознаграждения и мотивации сотрудников. Основную роль в ней играют взаимосвязанные и взаимодополняющие элементы — материальное вознаграждение, моральное стимулирование и карьерное продвижение. Ведущий элемент — материальное вознагра-

граждение сотрудников состоит из фиксированной части — заработной платы (оклада, тарифной ставки), а также доплат, надбавок, квартальных и годовых премий — переменной части, которая является функцией результативности деятельности конкретного сотрудника, его подразделения и института в целом. В годовой бюджет затрат закладывается увеличение заработной платы сотрудников дважды в год. Также в организации практикуется доплата за совмещение должностей, сверхурочную работу и за выполнение особо важных поручений.

Особое внимание уделяется новой мотивационной программе ОАО «ВНИПИнефть». Указанная программа ставит своей целью мотивацию каждой возрастной группы работников. Для работников не старше 35 лет — это 10-летняя программа накопительного страхования. Для ветеранов — программа «полная медицинская защита», которая включает и возможность госпитализации и вызова «Скорой помощи». Ветераны представляют высокооплачиваемую категорию работников.

Для сотрудников средней возрастной категории организовано пенсионное страхование, позволяющее сформировать дополнительные пенсионные накопления за счет работодателя. Таким образом, в конце трудового периода сотрудники дополнительно к государственной пенсии могут получать корпоративную пенсию.

Для укрепления корпоративной культуры проводятся общеинститутские мероприятия, направленные на воспитание у сотрудников чувства общности, принадлежности к коллективу института, лояльности и надежности в работе. В институте стали традиционными выездные мероприятия на природе в День химика и в День нефтяника. В программу включаются спортивные состязания, тематические игры. Ежегодно проводятся Новогодние вечера, во время которых подводятся итоги трудовой деятельности и вручаются призы и подарки в различных номинациях по специальности: Лучший проектировщик, Лучший электрик, Лучший строитель, Лучший технолог и т.д. Проводится Новогодняя елка

для детей. Все мероприятия стали для коллектива традицией, и с каждым годом этих замечательных традиций становится все больше.

Ответственность за эффективную реализацию кадровой политики института возлагается на отдел по работе с персоналом, который осуществляет решение поставленных задач в тесном взаимодействии с подразделениями и руководителями. Кадровая политика института направлена на сохранение квалифицированного персонала, более полное и эффективное использование его интеллектуального потенциала, привлечение новых молодых специалистов, их обучение и адаптацию к специфике организации, формирование высокой корпоративной культуры. Важнейшие требования, предъявляемые к персоналу, заключаются в ориентации на потребности клиентов, в формировании способности и готовности адаптироваться к быстро меняющемуся рынку при высоком профессионализме и квалификации и повышении эффективности работы.





Становление ОАО «ВНИПИнефть»: официальные даты

- 1929.** **9 февраля.** Приказ ВСНХ СССР на основании Постановления ЦИК и СНК СССР от 18 января о создании Государственного института по проектированию новых сооружений в нефтяной промышленности — Гипронефть.
6 апреля. Приказ ВСНХ № 600 о назначении первого директора института — К.С.Рябовол.
- 1933.** Гипронефть переименован в институт «Нефтепроект».
- 1935.** Филиалы института «Нефтепроект» в Баку и Грозном преобразованы в самостоятельные институты — Гипроазнефть и Гипрогрознефть.
- 1936.** Институт «Нефтепроект» переименован в трест «Нефтезаводпроект».
- 1951.** Трест «Нефтезаводпроект» преобразован в Государственный институт по проектированию нефтеперерабатывающих заводов — Гипронефтезаводы.
- 1968.** **9 апреля.** Решение коллегии Государственного комитета Совета Министров СССР по науке и технике о преобразовании Гипронефтезаводы во Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности — ВНИПИнефть.
- 1969.** **11 марта.** Приказ Министерства нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР № 176 о присоединении к ВНИПИнефть Государственного института по проектированию предприятий промышленности жидкого топлива и газа — Гипрогазтоппрома, разработывавшего с 1932 г. проекты по производству газа, искусственного жидкого топлива и нефтехимических производств, и создании на базе ВНИПИнефть Всесоюзного объединения «Нефтехим» с образованием научной части из трех отделений: ЦНИОпроект, ЦНИОсистем и ЦНИОэкономика.

В период деятельности института было образовано шесть филиалов: Ангарский, Горьковский, Куйбышевский, Омский, Ростовский-на-Дону, Уфимский, которые в последующем выделились в самостоятельные институты.

- 1994.** **25 мая.** ВНИПИнефть преобразован в Открытое акционерное общество «ВНИПИнефть».
- 2007.** Открыт Пермский филиал ОАО «ВНИПИнефть».

В разные годы институтом руководили: К. С. Рябовол, Е. А. Шапиро, Н. А. Крысин, И. С. Поляков, И. В. Ефременко, Б. Н. Карпов, Н. И. Сорокин, К. М. Драшковский, В. С. Акимов, В. В. Федоров, П. С. Дейнеко, В. М. Никитин.

С 2004 г. институт возглавляет доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина В. М. Капустин.

За 80 лет деятельности ОАО «ВНИПИнефть» внес большой вклад в развитие нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Институт был и остается флагманом российских проектных организаций, работающих в области нефтепереработки и нефтехимии. Об этом свидетельствуют его международная известность, возможность выполнения проектов для зарубежных заказчиков по нормативам страны строительства объекта и для зарубежных фирм, ведущих проектирование и строительство на территории России, многочисленные успешно реализованные проекты, большое количество наград и сертификатов.

Хроника проектирования предприятий и производств

1929–1941 гг.

- Разработаны первые проекты отечественных установок атмосферной и атмосферно-вакуумной перегонки нефти, термического крекинга, кислотной и щелочной очистки нефтепродуктов, производства битума для нефтеперерабатывающих заводов в Баку, Бердянске, Грозном, Ишимбае, Комсомольске-на-Амуре, Красноводске, Москве, Одессе, Орске, Саратове, Сызрани, Уфе, Хабаровске, Херсоне.
- Спроектированы и сооружены установки термохимической подготовки нефтей, атмосферной и атмосферно-вакуумной перегонки нефти (АТ, АВТ), стабилизации бензинов, глубокой вакуумной перегонки мазутов, непрерывного пиролиза керосино-газойлевой фракции для получения ароматических углеводородов, в первую очередь толуола для оборонных нужд, производство малосернистого электродного кокса в кубах, производство смазочных масел на нефтемаслозаводе под Ярославлем.
- Создается одна из лучших для своего времени установка термического крекинга мазута, широко известная под названием двухпечный крекинг Нефтезаводпроекта.
- Ведется проектирование Гипрогазтоппромом производства горючих газов из твердых топлив.
- Спроектированы и сооружены 120 газогенераторных станций на различных заводах страны, первый в СССР опытно-промышленный завод по производству искусственного жидкого топлива из черемховского угля в Кемерово.
- Спроектированы и сооружены первые в стране промышленные установки по производству кислорода для нужд металлургии, получения гелия для дирижаблей, сажевые заводы для нужд шинной и резино-технической промышленности.
- Разработаны проекты газопроводов Бугуруслан — Куйбышев и Елшанка — Саратов.

1941–1945 гг.

- С началом Великой Отечественной войны институт, по решению Государственного комитета обороны, был реорганизован в отдельные бригады, направленные в основные центры нефтеперерабатывающей промышленности на востоке страны. Бригады проектировщиков на месте оперативно решали вопросы и выдавали документацию по реконструкции действующих производств, строительству новых производств, монтажу оборудования перевезенных на восток заводов. В частности, бригада, возглавляемая Н. И. Сорокиным, работала на Орском НПЗ, Я. Н. Френкелем — на Краснокамском НПЗ, П. А. Смирновым — на Куйбышевском НПЗ.
- Создаются мощности по выпуску новых видов нефтепродуктов и веществ для нужд фронта и заводов — изготовителей военной техники и боеприпасов, а также инженерный задел для дальнейшего развития отрасли, перехода на переработку сернистых нефтей.
- Возобновляются в 1943 г. прерванные войной работы по созданию отечественной модели каталитического крекинга — нового эффективного процесса получения высокооктановых бензинов и производства катализаторов для этого процесса.

1945–1960 гг.

- Разворачивается проектирование новых заводов, перерабатывающих сернистые нефти на базе современных технологических процессов и нового оборудования.
- Спроектированы установки практически по всем процессам, составляющим схему современного завода: электрообессоливания нефти; атмосферной и вакуумной перегонки нефти мощностью до 3 млн.т в год; термического крекинга; каталитического крекинга на шариковом катализаторе с газофракционированием и производством катализатора; сернокислотного алкилирования с вертикальными реакторами; производства и разделения ароматических углеводородов на основе процессов гидроформинга и азеотропной перегонки; вторичной перегонки бензинов; замедленного коксования гудронов мощностью 300 тыс.т в год.



- Спроектирован на базе отечественных технологических процессов и оборудования совместно с другими проектными институтами, а затем построен ряд нефтеперерабатывающих заводов, в том числе флагманы переработки восточных нефтей — Ново-Уфимский и Новокуйбышевский заводы в 1951 г.
- Построены за шесть лет начиная с 1955 г. еще 11 НПЗ: в Ангарске, Волгограде, Горьком, Надворном, Омске, Перми, Рязани, Салавате, Уфе, Фергане, Ярославле.
- Создан проект отечественной системы каталитического крекинга на шариковом катализаторе типа 43-102 с разработкой этого катализатора и предварительной отработкой технологии на опытно-промышленных установках 43-1 и 43-2, расположенных на грозненских заводах.
- Построены по типовому проекту Гипронефтезаводов 24 блока каталитического крекинга на девяти заводах, из них 16 — в 1952–1955 гг., остальные — в период до 1964 г. Ввод в действие этих установок обеспечил решение проблемы производства высокооктановых авиационных и автомобильных бензинов в Советском Союзе. Работы выполнялись творческим коллективом ученых и проектировщиков Москвы, Грозного и Ленинграда. В исследовательской разработке процесса и катализаторов ключевыми фигурами были С. К. Макаров, А. В. Агафонов, И. Э. Гельм (ЦИАТИМ), Б. Л. Молдавский (ЛенНИИ), в инженерной разработке — И. И. Штейнгольц (главный инженер проекта), В. В. Хвастунов, Н. А. Суминов, М. М. Осканян (Гипронефтезаводы).
- Созданы совместно с ЦИАТИМ проекты полного комплекта установок, составляющих блок производства смазочных масел и тиражировавшихся затем на большую часть заводов страны. В короткие сроки на базе лабораторных и пилотных исследований были разработаны технологические схемы и основные процессы производства масел: вакуумной перегонки мазутов, деасфальтизации гудрона пропаном, селективной очистки фенолом, депарафинизации и обезмасливания с применением парных растворителей и последующей контактной доочисткой. Исследовательскими работами руководили Л. Г. Жердева, А. А. Карасева, Е. В. Вознесенская, проектными — Н. В. Махнович и Я. А. Барашков. Маслблоки по этим проектам были построены на 15 нефтеперерабатывающих заводах Советского Союза. Первые маслблоки, работающие на восточных нефтях, были построены на Новокуйбышевском (1953 г.) и Ново-Уфимском (1954 г.) НПЗ.
- Проектируются и строятся различные установки на действующих предприятиях в Орске, Гурьеве, Красноводске, Саратове, Москве.
- Спроектированы и введены в эксплуатацию крупнейший в Сибири Ангарский нефтехимический комбинат, заводы по производству искусственного жидкого и газового топлив в Новочеркасске и Шекино, а также первый в стране магистральный газопровод Саратов — Москва протяженностью около 800 км с газосборными сетями промыслов, компрессорными и газораспределительными станциями.
- Спроектированы первые в стране установки каталитического риформинга бензинов и гидроочистки дизельных топлив, введенные в эксплуатацию в 1956–1958 гг. в Уфе и Куйбышеве.

1960–1969 гг.

- В соответствии с решением правительства о всестороннем развитии нефтехимической и химической промышленности начато проектирование новых установок по производству основных мономеров — этилена и пропилена для нефтехимических производств.
- Введены по проектам института в эксплуатацию первые отечественные установки по производству из этана этилена и пропилена мощностью 60 и 100 тыс. т/год.
- Начато проектирование первого в стране промышленного производства полиэтилена высокого давления, введенного в эксплуатацию в 1962 г. на Салаватском нефтехимкомбинате на базе комплектного импортного оборудования, поставляемого фирмой «Linde» из ФРГ для газоразделения и фирмой «Зальциттер» для производства полиэтилена.
- Спроектированы и выведены на проектную мощность производства полиэтилена на Уфимском заводе синтетического спирта, Казанском заводе органического синтеза, Новополоцком и Сумгайтском нефтехимкомбинатах.
- Разработаны проекты реконструкции первых трех производств полиэтилена высокого давления с целью увеличения их мощности на 55%.
- Совместно с Институтом химической физики АН СССР и Московским НПЗ спроектировано первое в Советском Союзе производство полипропилена, введенное в эксплуатацию в 1966 г.
- Выполнены десятки проектов водородных установок, ряд проектов производства спиртов методом оксосинтеза. По этим проектам сооружены и пущены промышленные производства спиртов C_6-C_8 на Ангарском и бутиловых спиртов на Салаватском и Пермском нефтехимкомбинатах.

- Проектируются укрупненные и комбинированные нефтеперерабатывающие установки третьего поколения: атмосферной и атмосферно-вакуумной перегонки нефти производительностью 6 млн. т/год с электрообессоливанием, стабилизацией и вторичной перегонкой бензина; замедленного коксования нефтяных остатков производительностью 600 тыс. т/год; каталитического крекинга на микросферическом катализаторе производительностью 1,2 млн. т/год; сернокислотного алкилирования производительностью 90 тыс. т/год по алкилату с каскадным реактором.

- Продолжается разработка проектов на основе новых процессов нефтепереработки: карбамидной депарафинизации, адсорбционной очистки, сверхчеткой ректификации, выделения индивидуальных ароматических углеводородов. Сооружено и пущено более десяти установок по этим процессам.

- Ведется проектирование заводов и установок, сооружаемых при техническом содействии СССР за рубежом, в Болгарии, Венгрии, Египте, Индии, Эфиопии.

1970–1989 гг.

- Спроектирован новый Ачинский НПЗ, выполнены проекты по расширению Рязанского НПЗ и реконструкции Московского НПЗ с удвоением его мощности.

- Широко ведется разработка проектов по реконструкции и наращиванию мощности созданных ранее установок и производств, в том числе установок ЭЛОУ–АТ-6 и ЭЛОУ–АВТ-6 — до 7–8 млн. т/год по нефти, установки каталитического крекинга — с 1,2 до 1,5 млн. т/год.

- Значительное место занимает проектирование и строительство высокопроизводительных комплексов и установок на базе импортного оборудования, в том числе: крупнейших комплексов производства этилена в Калуше и Нижнекамске; ароматических углеводородов в Омске и Уфе; гидрокрекинга в Уфе; демеркаптанизации фракций в Куйбышеве, Новополоцке, Уфе; прокалики кокса в Волгограде, Гурьеве, Краснодарске, Фергане; производства водорода в Грозном, Лисичанске, Мажейкяе, Омске, Уфе.

- Проект установки ЭЛОУ–АВТ-6 принят к тиражированию с поставкой комплектного оборудования из ГДР. Строительство этих установок осуществлено на восьми заводах страны.

- Спроектированы и сооружены первые в стране этиленопроводы Нижнекамск — Казань и Нижнекамск — Уфа — Стерлитамак — Салават.

- По проектам института построены установки и производства на действующих предприятиях: производство синтетических спиртов C_7 – C_9 в Донецке; производство водорода на НПЗ в Москве, Мажейкяе, Омске, Киришах, Павлодаре, Лисичанске, Уфе и др., а также в Болгарии и Югославии; этиленовая установка второго поколения в Томске.

- Спроектированы крупные установки вакуумной перегонки мазута в Ярославле, Рязани, Полоцке.

- Продолжается проектирование объектов для строительства за рубежом: вводятся в эксплуатацию заводы и установки в Матхуре (Индия), Измире (Турция), Плевене и Бургасе (Болгария), Сант-Яго (Куба).

- Разработан типовой проект малотоннажного завода по переработке нефтяного сырья.

1990–2008 гг.

- Впервые разработан по отечественной технологии рабочий проект комплекса гидрокрекинга для ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез» мощностью ~1 млн т/год.

- Выполнено рабочее проектирование установок гидрокрекинга по исходным данным зарубежных фирм для ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез» и ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез».

- Разработана совместно с французской фирмой «Technip» рабочая документация нового НПЗ в Бухаре.

- Разработаны технико-экономические обоснования для строительства новых Калужского, Ставропольского, Торгилинского и Южного НПЗ, реконструкции действующих предприятий нефтепереработки и нефтехимии: ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез», ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Рязанский НПЗ», ОАО «Саратовский НПЗ», Томский НХК, ОАО «Московский НПЗ».

- Разработана рабочая документация для строительства новых и реконструкции действующих нефтеперерабатывающих установок:

- первичной переработки нефти для Чарджоуского НПЗ, ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», ОАО «Саратовский НПЗ», ОАО «Московский НПЗ»;



- * вакуумной перегонки мазута для ОАО «Рязанский НПЗ», ОАО «Нижнекамскнефтехим», ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез», ОАО «Роснефть—Туапсинский НПЗ»;
 - * каталитического крекинга для ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «Рязанский НПЗ», ОАО «Московский НПЗ, ОАО «ТАИФ-НК»;
 - * висбрекинга для ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез», ОАО «Рязанский НПЗ», ОАО «Нижнекамский НПЗ»;
 - * гидроочистки вакуумного газойля для ЗАО «Рязанская НПК»;
 - * установки по переработке предельных и непредельных газов для ООО «ЛУКОЙЛ—Волгограднефтепереработка»;
 - * ЭЛОУ—АВТ для ОАО «ЛУКОЙЛ—Волгограднефтепереработка»;
 - * сернокислотного алкилирования для LUKOIL Neftochim Bourgas AD;
 - * по производству битума для ОАО «Рязанский НПЗ», Чарджоусского НПЗ, ОАО «Салаватнефтеоргсинтез», ОАО «Саратовский НПЗ»;
 - * по производству метил-*трет*-бутилового эфира для ОАО «Лисичанскнефтеоргсинтез», ОАО «Московский НПЗ», ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез»;
 - * отпарки кислых стоков для ООО «ЛУКОЙЛ—Волгограднефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»;
 - * регенерации раствора моноэтаноламина для ООО «ЛУКОЙЛ—Волгограднефтепереработка», ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»;
 - * по производству серы для ООО «ЛУКОЙЛ—Волгограднефтепереработка» и ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»;
 - * изомеризации и алкилирования для ЗАО «Рязанская НПК».
- Разработаны технико-экономическое обоснование и рабочая документация малотоннажных установок переработки нефти для регионов с различными климатическими условиями (Тюмень, Свердловская область, Северо-Енисейск, Ставропольский край, Республика Саха, Тихорецк).
 - Разработана рабочая документация привязки установки концентрирования водорода методом короткоциклового адсорбции для ЗАО «ЛИНИК» (г. Лисичанск).
 - Завершена работа по проекту в области нефте- и газодобычи («Сахалин-1»).
 - Выполнено значительное количество рабочих проектов для объектов нефтехимии, в том числе:
 - * производства низших олефинов на Ново-Уренгойском ГХК, в ОАО «Казаньоргсинтез», ОАО «Нижнекамскнефтехим» и ОАО «Ставропольполимер»;
 - * производства водорода в ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез», ОАО «Славнефть—Ярославнефтеоргсинтез»;
 - * производства полиэтилена на Ново-Уренгойском ГХК;
 - * комплекса производств этилена и его производных (обоснование инвестиций) в ЗАО «ЛУКОЙЛ—Нефтехим»;
 - * производства полипропилена и его переработки в изделия в ОАО «Московский НПЗ», ОАО «Уфимский НПЗ», ОАО «Нижнекамскнефтехим»;
 - * модернизации производства цеолитов в ОАО «Сибнефть—Омский НПЗ».
 - Ведутся работы по проектированию:
 - * строительства нового комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов в ОАО «ТАНЕКО»;
 - * установки вакуумной переработки и висбрекинга для ООО «ПО «Киришнефтеоргсинтез»;
 - * обустройства нефтяного месторождения Ванкор (ОАО «Роснефть»);
 - * установки производства этилена и полиэтилена (рабочий проект) для ООО «Ново-Уренгойский ГХК»;
 - * нефтеперерабатывающего предприятия ЗАО «НАФТАТРАНС» в Краснодарском крае.

Основные партнеры

Российские компании



Зарубежные компании



GE imagination at work



A Honeywell Company



WorleyParsons
resources & energy





В. Ю. Жуков, В. И. Якунин,
В. М. Капустин, В. Н. Семенов
ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»,
ОАО «ВНИПИнефть»

Установка гидрокрекинга T-Star ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»

Первая и единственная на сегодня в России комбинированная установка гидрокрекинга производительностью 3,5 млн. т в год по сырью с непрерывной регенерацией катализатора была сдана в эксплуатацию в сентябре 2004 г. в составе комплекса глубокой переработки нефти (см. рисунок) в ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез». В основу проектирования установки была положена лицензионная технология гидроочистки, или мягкого гидрокрекинга компании «Техасо Development CORPORATION» — процесс T-Star (Texasco Strategic Total Activity Retention), осуществляемый в трехфазной системе на расширенном (эбулированном) слое катализатора.

Согласно базовому проекту, в качестве компонентов сырья возможно использование прямыхгонных вакуумных газойлей, газойлей замедленного коксования, легкого газойля каталитического крекинга, ароматических экстрактов селективной очистки масел. Процесс проводится в мягких условиях — давление 10,6 МПа, температура 430°C и направлен на гидроочистку сырья для установки каталитического крекинга и получение дополнительного количества бензина для установки риформинга, керосиновых и дизельных фракций при конверсии сырья 30% об. Получение дополнительной продукции из вакуумных газойлей равноценно переработке около 4 млн. т/год нефти.

Перерабатываемое на установке в 2007 г. сырье имело следу-

ющие физико-химические показатели: плотность при 20°C — 902 кг/м³; содержание фракции н.к. — 350°C — 22,3% об.; содержание серы — 1,53% мас., азота — 1800 млн⁻¹; коксуемость (по ASTM D 524) — 0,18% мас. Содержание серы и азота в продуктах гидрокрекинга приведено в табл. 1.

Основные эксплуатационные показатели процесса T-Star, достигнутые за 2007 г.: степень обессеривания и деазотирования сырья — соответственно 96,5 и 73% мас.; конверсия сырья — 35,5% об.; средневзвешенная температура в реакторе — 423,5°C; объемная скорость подачи сырья — 1,4 ч⁻¹; потребление водорода блоками

гидрокрекинга и гидродеароматизации — 1,43% мас. на сырье установки.

Установка гидрокрекинга состоит из трех блоков: гидрокрекинга T-Star, регенерации катализатора и гидродеароматизации дизельного топлива. Детальное проектирование установки T-Star осуществило ОАО «ВНИПИнефть», выбор которого был не случайным. С начала 70-х годов прошлого столетия институт совместно с ВНИИ НП работал над созданием отечественных установок гидрокрекинга 68-2к и 68-3к. Были собраны материалы разработок предыдущих установок и документация.

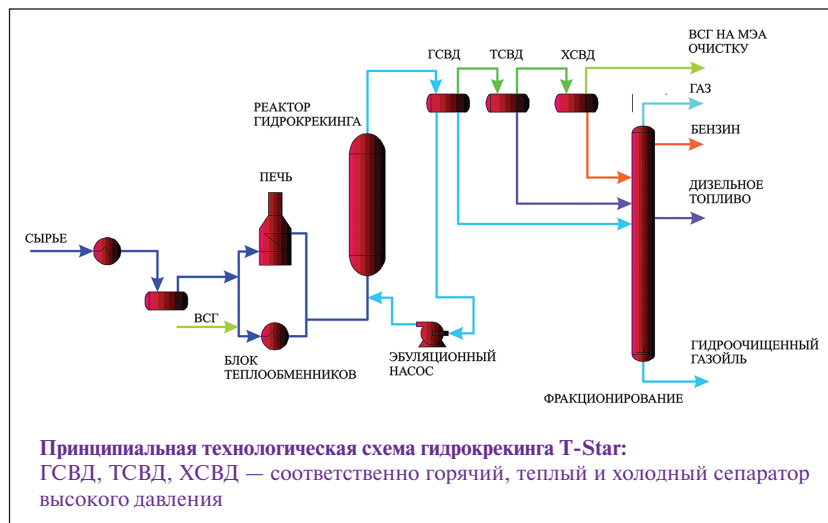


Таблица 1

Продукты гидрокрекинга	Содержание, млн ⁻¹	
	серы	азота
Гидроочищенный вакуумный газойль	850	650
Дизельное топливо	185	110
Керосин	70	27
Бензин	60	2,5

Для сокращения площадей и оборудования вспомогательных систем установка гидрокрекинга была скомбинирована с установкой производства водорода. Габариты комбинированной установки в плане составляют 332×116 м. Преимуществами технологии T-Star, реализованной в ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез», по сравнению с традиционными технологиями гидрокрекинга при умеренном давлении на стационарном слое катализатора являются:

- проведение процесса в трехфазной системе на расширенном слое катализатора, что повышает его изотермичность;
- перепад температур по высоте реактора не превышает 3–4°;
- отсутствие сложных внутренних устройств для распределения жидкости по слою катализатора и подачи квенч-газа;
- отсутствие подачи охлаждающего квенч-газа и, как следствие, уменьшение размеров циркуляционного компрессора и затрат на компримирование циркуляционного газа;
- поддержание постоянной активности катализатора благодаря периодической замене части отработанного катализатора свежим или регенерированным в ходе процесса без остановки производства, что обеспечивает постоянную температуру в реакторе и соответственно требуемые выход и качество продукции;
- отсутствие роста перепада давления в реакторе;
- осуществление контроля продолжительности пробега установки по состоянию оборудования, а не по потере активности катализатора;
- отсутствие затрат на транспортировку катализатора к месту регенерации.

Реактор представляет собой пустотелый вертикальный цилиндрический аппарат без внутрен-

них устройств, на дно которого засыпается катализатор Criterion (размер частиц 1,3–1,4 мм). По рабочим чертежам, выполненным ОАО «ВНИПНефть», он был изготовлен в ООО «Ижорские заводы». Масса реактора составляет 840 т.

Сырье и водород, подаваемые в реактор снизу, поднимаясь, расширяют слой катализатора, что способствует равномерному распределению газообразной и жидкой фаз по поперечному сечению реактора при низком перепаде давления и исключению возможности закупорки реактора. Большая часть жидких продуктов реакции забирается специальным эбулейтинг-насосом и подается в сырьевой поток перед реактором для обеспечения расширения и подъема слоя катализатора. Высота расширенного, или эбулированного слоя катализатора регулируется частотой вращения электродвигателя эбулейтинг-насоса.

В нижней части реактора предусмотрен штуцер для отвода или добавки катализатора,

который выводится в виде суспензии в сырье в емкость регенерации. Управление системой добавки/отвода осуществляется по специальной программе с помощью пневмоотсекателей. Регенерированный катализатор с помощью системы пневмотранспорта в плотной фазе направляется в бункер-весы, затем смачивается нефтепродуктом и возвращается в реактор либо направляется в бункер хранения.

К недостаткам реактора T-Star относится обратное перемешивание реагирующих веществ, что приближает процесс к режиму идеального смешивания. Это снижает эффективность использования объема реактора при проведении реакций гидрообессеривания и гидрокрекинга с высокой степенью конверсии сырья, а также реакций, достигающих термодинамического равновесия, например гидродеароматизации.

Дизельное топливо (ДТ) с установки гидрокрекинга (ГК) не удовлетворяет требованиям стандарта «Евро-4» по плотности и содержанию серы. Соответствие

Таблица 2

Показатели	ДТ с установки гидрокрекинга	Сырье блока ГДА: ДТ ГК + керосин ГК	ДТ	
			после первого реактора	с блока ГДА без присадок
Плотность при 15°С, кг/м ³	854	849,3	848	842
Фракционный состав, °С				
н.к.	196	176	188	185
20%	243	223	236	232
50%	280	271	278	275
90%	331	326	329	324
к.к.	350	346	347	346
Содержание ароматических углеводородов, % мас.				
моноциклических	38,6	34,89	38,75	25,27
полициклических	7,03	6,07	1,46	0,51
Содержание, млн ⁻¹				
серы	230	220	39	3
азота	107	99	7,5	0
Цетановое число	47	47	50	51



Таблица 3

Показатели	Реактор	
	гидроочистки (первый)	гидродеароматизации-гидроочистки (второй)
Тип катализатора	Ni-Mo на Al ₂ O ₃	Ni-W на Al ₂ O ₃ Ni-Mo на Al ₂ O ₃ (3-й слой)
Количество слоев катализатора	2	3
Температура в слое катализатора, °С		
первом	320–340	330–350
втором	320–340	330–350
третьем	—	320–340
Давление, МПа	10,8	10,7
Объемная скорость подачи сырья, ч ⁻¹	2,45	2,69

Таблица 4

Показатели	2003 г.	2004 г.	2005 г.	2006 г.	2007 г.
Глубина переработки, % мас.	81,2	84,6	88,0	85,3	84,2
Выход светлых нефтепродуктов, % мас.	51,1	52,1	57,2	57,2	58,1
Доля высокооктановых бензинов в общем объеме выпуска автобензинов, % мас.	62,5	63,5	69,4	75,9	84,6
Доля экологически чистого дизельного топлива в общем объеме его выпуска, % мас.	43,0	46,8	78,9	84,8	91,3

качества дизельного топлива требованиям мировых стандартов (табл. 2) достигается в блоке гидродеароматизации (ГДА), входящем в состав комбинированной установки гидрокрекинга. Базовая технология процесса ГДА разработана фирмой «Техасо». Процесс проводится в две ступени в реакторах с неподвижным слоем катализатора (табл. 3). Установка гидрокрекинга и блок ГДА имеют единый контур циркуляционного газа.

Установка T-Star включает комплекс уникального, сложного и современного оборудования. На установке более 400 позиций оборудования, в том числе три реактора, восемь колонных аппаратов, три нагревательные печи, семь компрессоров, восемь насосов высокого давления. Ведущими изготовителями США и Европы поставлено 40% оборудования, а 60% оборудования изготовлено на российских предприятиях. В изготовлении оборудования принимало участие более 90 отечественных пред-

приятий и более 25 зарубежных компаний.

Среди производителей оборудования мировые лидеры машиностроения, в том числе «Dresser-Rand» (подпиточные компрессоры), «Mannesmann Demag Delaval» (циркуляционный компрессор), «Buhler Inc.» (система пневмотранспорта катализатора в плотной фазе), «Hamon Cooling Towers» (аппараты воздушного охлаждения), АО «Ливгидромаш», концерн «Российские насосы», ОАО «Волгограднефтемаш» (насосы низкого давления), «BW/IP International Inc.» (эбулейтинг-насос), «Zulzer» (внутренние устройства колонных аппаратов), ООО «РАР» и «Flowserve» (торцовые уплотнения насосов), «Air Liquid Engineering» (мембранные сепараторы), АО «Ижорские заводы» (реактор T-Star), «Pall» (фильтры), «Bopp & Reuther» (предохранительные клапаны), «Fisher Rosemaund» (регулирующие клапаны).

Пуск комбинированной установки гидрокрекин-

га позволил ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»:

- увеличить производство высококачественного дизельного топлива на 1 млн т/год;

- получить синергический эффект на установке каталитического крекинга за счет переработки гидрооблагороженного сырья (выход бензина увеличился на 5–7% мас. при одновременном снижении содержания в нем серы в 30 раз);

- повысить показатели и технический уровень предприятия в целом.

Основные показатели работы ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез» до и после строительства установки гидрокрекинга представлены в табл. 4. Как видно, после ввода в действие установки гидрокрекинга глубина переработки нефти на предприятии увеличилась на 3% мас. и составила в 2007 г. 84,2% мас. Выход светлых нефтепродуктов увеличился на 7% мас. и составил 58,1% мас.

В настоящее время установка работает стабильно и динамично. Практически все проектные решения базовой технологии, принятые ОАО «ВНИПинефть» в ходе детального проектирования и строительства установки, доказали свою работоспособность. Залогом успешного проектирования, строительства и пуска уникальной для нашей страны установки гидрокрекинга по процессу T-Star явились надежность технологии, грамотно выполненный проект базовой документации, опыт ВНИПинефть в проектировании установок гидрокрекинга, тщательный подбор специалистов на всех этапах реализации проекта, тесная связь проектного института со службами эксплуатации будущей установки и организациями, осуществляющими строительно-монтажные работы, выбор заводов-изготовителей.

В. В. Пресняков, А. А. Бабынин, А. К. Калимуллин,
В. М. Капустин, Е. Н. Забелинская, В. А. Хавкин

ОАО «ТАИФ-НК», ОАО «ВНИПИнефть», ОАО «ВНИИ НП»

Установка каталитического крекинга ОАО «ТАИФ-НК»

Ввод в эксплуатацию в 2005 г. промышленной установки каталитического крекинга в г. Нижнекамске (Республика Татарстан) явился знаковым событием, открывшим новую страницу в развитии данного процесса в нашей стране. До этого установки каталитического крекинга по отечественным проектам не создавались в России более 25 лет.

В 1999 г. ОАО «ВНИПИнефть» выполнило по заказу ОАО «ТАИФ-НК» предпроектную проработку реконструкции установки дегидрирования изопентана под процесс каталитического крекинга, выявившую объем ее модернизации. Были определены общие затраты в размере 40–45 млн. дол. США (без учета НДС) и расчетный срок их окупаемости — три года (без учета срока строительства и уценки денежных средств во времени). Установка каталитического крекинга позволяла обеспечить потребность Республики Татарстан в высококачественном автомобильном бензине собственного производства.

На основании этих данных ОАО «ТАИФ-НК» приняло решение о начале проектных работ.

ОАО «ВНИПИнефть» как генеральный проектировщик выполнило в 2000–2001 г. базовый проект реконструкции установки дегидрирования изопентана под процесс каталитического крекинга. Производительность установки была принята равной 800 тыс. т/год с учетом устойчивой работы оборудования при производительности 60–110% от расчетной.

Длительность эксплуатации в году — 8000 ч.

В качестве сырья был принят негидроочищенный вакуумный газойль, физико-химические характеристики которого приведены в **таблице**.

Технологии процессов разработали: каталитического крекинга — ОАО «ВНИИ НП»; гидроочистки бензина, газоразделения и регенерации моноэтаноламина (МЭА) — ОАО «ВНИПИнефть»; фракционирования продуктов реакции и очистки технологического водного конденсата — ООО «ЭЛИСТЕК ИНЖИНИРИНГ».

Технология процесса каталитического крекинга направлена на максимальное извлечение высокооктанового компонента товарного бензина и получение пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций (ППФ и ББФ) — сырья для нефтехимии.

Процесс получения высокооктанового компонента выполнен в один технологический поток и состоит из следующих стадий:

- нагревания и каталитического крекинга сырья;
- фракционирования продуктов каталитического крекинга;
- газоразделения, очистки газов от сероводорода и стабилизации бензина;

- гидроочистки бензина и очистки водородсодержащего газа;
- регенерации МЭА и очистки конденсата (отпарки кислых стоков).

Материальный баланс установки каталитического крекинга

Взято, % мас.

Сырье — вакуумный газойль.....100

Получено, % мас.

Сухой газ.....3,0
ППФ.....6,4
ББФ.....9,1
Бензиновая фракция до 210°С.....51,8
Легкий газойль.....13,9
Тяжелый газойль (фракция >360°С).....8,8
Кокс (выжигаемый).....4,4
Кислый газ (H₂S+CO₂).....1,7
Потери.....0,9

Проект разработан с использованием преимущественно отечественного оборудования. По импорту были закуплены только компрессорное оборудование, система управления и противоаварийной защиты, отдельные приборы и насосы, специальная арматура.

В этом проекте удалось создать новые элементы технологии и конструктивного оформления реакторного блока.

Показатели	Сырье	
	проектные данные	фактические данные
Содержание серы, % мас.	1,98	2,2–2,5
Фракционный состав (по ASTM D 1160), °С		
н.к.	315	325–330
к.к.	530	540–550



На установке применен новый прямоточный реактор с коротким временем контактирования углеводородных паров с катализатором в условиях, приближающихся к идеальному вытеснению. Прямоточный реактор оборудован усовершенствованными узлами ввода сырья, рециркулятов с радиальными щелевыми форсунками. Предложенная система ввода сырья обеспечивает практически однократный контакт капель сырья с частицами катализатора.

Для предотвращения перекеживания сырья на выходе из прямоточного реактора предусмотрено сепарационное устройство, позволяющее быстро и эффективно отделять основную часть катализатора от паров нефтепродуктов.

В регенераторе предусмотрен новый узел ввода закоксованного катализатора. Его конструкция обеспечивает равномерное распределение катализатора по сечению регенератора. Благодаря организации противоточного движения катализатора и воздуха в нижней части слоя повышается эффективность регенерации.

Воздух равномерно распределяется в регенераторе по сечению псевдооживленного слоя катализатора трубчатым воздушораспределителем, отводы которого снабжены ниппелями. Специальная конструкция ниппелей (выходной участок канала ниппеля имеет больший диаметр) обеспечивает полное расширение воздушной струи с равномерным ее распределением и одновременно снижение эрозионного износа ниппелей. Применение такого воздушораспределителя способствовало повышению эффективности регенерации, уменьшению объема катализатора в системе и обеспечению требуемого для процесса крекинга низкого содержания остаточного кокса на регенерированном катализаторе.

На установке предусмотрена выносная система пылеулавливания. Выносные циклоны позволяют улавливать катализаторную пыль размером менее 20 мкм. Остаточная запыленность выбрасываемых газов после выносной системы пылеулавливания не превышает $0,15 \text{ г/м}^3$.

Расположение существующих аппаратов потребовало разработки оригинальной системы транспортирования катализатора, позволяющей обеспечить устойчивое транспортирование с минимальным эрозионным изнашиванием линий и истиранием катализатора.

При разработке блока фракционирования был учтен опыт промышленной эксплуатации установок каталитического крекинга и оптимизации работы главной фракционирующей колонны для удовлетворения требований, предъявляемых к 90%-ной точке кипения бензина.

Тепло циркуляционных орошений главной фракционирующей колонны распределено с целью максимального его использования на нагревание сырья и для обеспечения им стабилизатора и фракционирующего абсорбера.

Для защиты от коррозии оборудования, в том числе компрессорного, предусмотрена моноэтаноловая очистка жирного газа непосредственно после газосепаратора главной фракционирующей колонны.

Для максимального извлечения из сухого газа фракций C_3-C_4 и снижения уноса бензиновых фракций с сухим газом в блоке фракционирования установлен повторный абсорбер. В качестве абсорбента используется II циркуляционное орошение (легкий газойль). Насыщенный абсорбент из повторного абсорбера возвращается в главную фракционирующую колонну для извлечения из него легких фракций.

Сухой газ проходит дополнительную очистку моноэтанолом для извлечения сероводорода, что позволяет улучшить экологическую обстановку при использовании газа в качестве топлива.

На установке предусмотрен блок очистки технологического конденсата от сероводорода и аммиака. Чистота получаемого сероводорода соответствует требованиям, предъявляемым к сырью установки производства серы. Аммиак из-за отсутствия потребителя сжигается в сырьевой печи.

На установке применен способ очистки сжиженного газа C_3-C_4 и легкого бензина, выкипающего до 70°C , промывкой от сероводорода совместно с демеркаптанизацией и последующего смешения легкого бензина с гидроочищенной фракцией $70^\circ\text{C}-\text{к.к.}$ Это позволило углубить очистку бензина от серы и обеспечить ему высокое итоговое октановое число.

Блок сероочистки сжиженных углеводородных газов — ППФ и ББФ утяжеленной легкой бензиновой фракцией н.к.— 70°C позволяет снизить в них содержание сероводорода с $0,6\%$ мас. до не более 30 млн^{-1} и меркаптановой серы с $0,1\%$ мас. до остаточного содержания не более 20 млн^{-1} . Получаемые при дальнейшем фракционировании ППФ и ББФ отвечают требованиям соответствующим ТУ 0272-024-00151638-99 и ТУ 0272-027-00151638-99. Они пригодны для использования в качестве сырья для нефтехимии, а ББФ — еще и в качестве сырья для производства высокооктановых добавок к автомобильным бензинам.

ППФ и ББФ полностью отпускаются на сторону в качестве товарной продукции. Ежегодная выручка от ее реализации составляет $756,2 \text{ млн. руб.}$

Дополнительная валовая прибыль, рассчитанная как разница между дополнительной выручкой от реализации ППФ и ББФ и до-



полнительными затратами на их производство и очистку, составит 657,2 млн. руб., чистая прибыль после вычета всех налогов (в частности, налога на имущество и налога на прибыль) — 501,8 млн. руб.

Для очистки фракции н.к.—70°С от сероводорода применен процесс аминовой очистки, технология которого соответствует современному техническому уровню.

Для очистки фракции углеводородов C_3-C_4 , утяжеленной углеводородами, выкипающими до 70°С, от меркаптанов используется процесс ДМД-2, основанный на экстракции. Меркаптаны и остаточное количество сероводорода удаляются из сырья раствором катализаторного комплекса с последующей регенерацией последнего путем каталитического окисления в нем продуктов экстракции кислородом воздуха в присутствии гомогенного водорастворимого катализатора ИВКАЗ, разработанного во ВНИИУС. Образующиеся в процессе регенерации катализаторного комплекса диалкилдисульфиды выделяются из реакционной массы в виде побочного продукта — смеси низкомолекулярных диалкилдисульфидов, которые можно использовать как товар-

ный продукт. Катализаторный комплекс представляет собой 6–15%-ный водный раствор едкого натра, содержащий катализатор ИВКАЗ.

Для стабилизации тяжелого бензина и очистки его от серы на установке предусмотрен блок гидроочистки тяжелого бензина каталитического крекинга с применением катализаторов высокоактивного алюмокобальтмолибденового ГО-70 (основной слой) и ТНК-2103 (защитный слой). Катализатор ГО-70 обеспечивает непрерывный межрегенерационный цикл работы установки гидроочистки бензина в течение двух лет. Общий срок службы катализатора — 8 лет.

Основная задача гидроочистки бензина каталитического крекинга заключается в его глубоком обессеривании (содержание остаточной серы — не более 0,01% мас.) при минимальном снижении октанового числа. В полученном после смешения легкой и тяжелой частей бензина каталитического крекинга компоненте содержание остаточной серы составляет 30–50 млн⁻¹, что позволяет компаундировать на его основе товарные бензины, полностью соответствующие всем требованиям стандарта «Евро-4».

Реализованная технологическая схема дает возможность использовать сероочищенный легкий бензин на установке этерификации легкой нефти крекинга метанолом.

Технологическая схема производства автомобильных бензинов на основе процесса каталитического крекинга позволяет дополнительно получать высокооктановые компоненты.

Ниже приведены показатели качества продуктов каталитического крекинга после ввода в эксплуатацию блока сероочистки фракции углеводородов C_3-C_4 , утяжеленной углеводородами, выкипающими до 70°С, и реконструкции блока гидроочистки бензина.

Бензин — компонент товарного бензина

Плотность при 20°С, кг/м³.....736
Содержание серы, % мас.Не более 0,005
Октановое число по исследовательскому методу.....90
по моторному методу.....80
Индукционный период, мин>360
Давление насыщенных паров, кПа.....50–53
Испытание на медной пластинке.....Выдерживает

Пропан-пропиленовая фракция

Содержание углеводородов, % мас.
 ΣC_2Не более 2
пропана.....Не нормируется
пропилена.....Не менее 72,9
 ΣC_4Не более 0,5
 ΣC_5 и выше.....Отс.
Содержание сероводорода, млн⁻¹.....Не более 30

Бутан-бутиленовая фракция

Содержание углеводородов, % мас.
 ΣC_3Не более 0,5
бутиленов.....Не менее 44,4
 ΣC_5 и выше.....Не более 1



Содержание меркаптановой серы, %..... Не более 0,002
 сероводорода, млн⁻¹..... Не более 30

Легкий газойль

Плотность при 20°С, кг/м³.....965
 Содержание серы, % мас.....3,1

Цетановое число.....Нет данных

Фракционный состав (по ASTM D 86), °С
 н.к.....216
 к.к.....341

Тяжелый газойль (остаток >360°С)

Плотность при 20°С, кг/м³.....1042
 Содержание серы, % мас.3,3
 Фракционный состав (по ASTM D 86), °С
 н.к.....262
 50%.....410

Сухой газ

Компонентный состав, % мас.
 Н₂.....1.4
 N₂.....22
 O₂.....Отс.

CO₂.....0,1
 CH₄.....32,4
 C₂H₆.....14,1
 C₂H₄.....21,1
 ΣC₃.....2,1
 ΣC₄.....2,6
 Содержание сероводорода, млн⁻¹..... Не более 50

В течение всего периода эксплуатации установка каталитического крекинга совместно с блоком сероочистки обеспечивает стабильные показатели работы и получение продуктов заданного качества.



А. И. Луговской, В. Г. Соловкин, В. М. Капустин,
Д. В. Бедарев, В. П. Ермаков, Е. И. Газизова

ОАО «ТНК—BP Менеджмент», ОАО «ВНИПИнефть», ЗАО «Рязанская НПК»

Реконструкция установки каталитического крекинга Рязанской нефтеперерабатывающей компании

Установка 1А/1М каталитического крекинга производительностью по сырью 700–1000 тыс.т/год, построенная по проекту «Азгипронефтехим», эксплуатировалась на Рязанском нефтеперерабатывающем заводе с 1967 г. В конце 1994 г. было принято решение ее реконструировать. Проект, разрабатываемый компанией «John Brown» и ВНИПИнефть на различную производительность по сырью: 1,4; 1,7 и 2,5 млн. т/год, предусматривал реконструкцию реакторного и других блоков, но из-за отсутствия финансирования проектные работы были приостановлены.

В октября 2000 г. произошло событие, важность которого трудно переоценить: Тюменская нефтяная компания подписала соглашение с Эксимбанком (США) о предоставлении ей кредитных гарантий на сумму 198 млн. дол. для осуществления модернизации Рязанского НПЗ, что позволило продолжить работы по реконструкции установки 1А/1М.

Вариант реконструкции реакторного блока по проекту 1994 г. имел отрицательные стороны. Он предполагал: модернизацию старой технологии вместо внедрения современной, вывод установки из эксплуатации на 5–6 мес., а до этого момента — аккумуляцию колоссальных денежных средств, закупку и поставку на площадку всего оборудования.

Было принято решение вместо реконструкции реакторного блока построить новый по современной западной технологии. С принятием этого решения при всех прочих положительных моментах появилась возможность запроектировать увеличение производительности установки до 2,5 млн.т/год и вести строительство реакторного блока во время эксплуатации установки при относительно небольших ежемесячных капитальных вложениях.

Технико-экономическое обоснование проекта подготовила компания «ABB Lummus Global». В основу модернизации процесса каталитического крекинга была положена современная технология компании «Техасо». Детальный проект реконструкции реакторного блока разрабатывала компания «ABB Lummus Global», рабочий проект блока разделения и очистки продуктов — ОАО «ВНИПИнефть».

В январе 2000 г. ОАО «ВНИПИнефть» начало работу, а в марте 2000 г. выполнило технологический расчет всего оборудования и выпустило документацию с материальными балансами и тепловыми расчетами.

Спецификацию оборудования, гидравлические расчеты колонн, документацию на изготовление оборудования и само изготовление реакторно-регенераторного блока осуществила НПК «Кедр-89». Ею были поставлены реактор, регенератор, емкость, глушитель,

подогреватель воздуха и пусковая печь.

В общей сложности для реконструкции установки было изготовлено, поставлено и смонтировано 25 единиц оборудования общей массой более 6000 т. Все поставленные аппараты разработаны и изготовлены по российским стандартам из отечественных материалов.

График проектирования и строительства предполагал проведение основных работ по реконструкции реакторного блока в 1999–2001 гг. Для этого в сентябре 1999 г. было подготовлено место для строительства реакторного блока: выполнены работы по обвязке неработающей печи установки 12/1 для нагревания сырья каталитического крекинга, отключена и демонтирована технологическая печь установки 1А/1М, выведено из эксплуатации другое оборудование, начато изготовление фундаментов под новую основную фракционирующую колонну, монтаж которой планировался на одной площадке с реакторным блоком. В октябре началось устройство фундаментов под реакторный блок.

Предлагаемый график предполагал максимальную мобилизацию сил всего задействованного персонала завода и строительномонтажных организаций. На площадке установки, работающей на полную мощность, возводились конструкции и отдельные блоки будущего каталитического



крекинга. Мировая практика не знает опыта, подобного рязанскому, когда сложные такелажные и строительные-монтажные работы проводились в таком объеме параллельно в непосредственной близости от работающего оборудования.

Самоотверженный труд всех специалистов, принимавших участие в реконструкции установки, высокий уровень организации труда персонала завода и строительные-монтажные организаций позволили выполнить сложнейшую реконструкцию на действующей установке без травм и аварий в кратчайшие сроки.

Пуск самой мощной в России установки каталитического крекинга состоялся в ноябре 2001 г. Установка рассчитана на переработку сырья двух видов – гидроочищенного и негидроочищенного. Основным вариантом ее работы – переработка вакуумного газойля, получаемого с установки гидроочистки. В исключительных случаях – при остром дефиците сырья возможно добавление в него тяжелого дизельного топлива.

В состав установки каталитического крекинга входят реакторно-регенераторный блок, нагревательно-фракционирующая часть, газо-

фракционирующая часть, блок сероочистки жирного газа, пропан-пропиленовой фракции и регенерации раствора амина, блок компрессии жирного газа, котел-утилизатор с блоком водоподготовки, блок градирни с системой оборотного водоснабжения. Установка работает по однопоточной схеме с использованием катализатора фирмы «Grace Davison».

Ниже описаны принципы и особенности процесса каталитического крекинга, примененные при реконструкции установки.

- Реакция крекинга осуществляется в лифт-реакторе (райзере) с коротким временем контактирования сырья и катализатора при температуре 505–530°C и избыточном давлении вверху реактора 0,15–0,18 МПа. Продолжительность реакции 1,5–2 с. В J-колени транспортной линии регенерированного катализатора подается пар на аэрацию. Конструкция узла ввода сырья позволяет мелко распылять его, что способствует лучшему контакту сырья с катализатором и его быстрому испарению.

- Райзер выполнен в виде вертикальной трубы двух диаметров (технология компании «ABB Lummus Global»). На выходе из него продуктов реакции после

прямолинейного участка установлены два циклона I ступени, прямо связанные через пленум-камеру с пятью циклонами II ступени, предназначенными для отделения уносимой продуктами реакции катализаторной пыли.

- Продукты реакции быстро отделяются от основной массы катализатора во избежание протекания вторичных реакций крекинга. Из циклонов II ступени они в смеси с водяным паром направляются на разделение в главную ректификационную колонну. Благодаря наличию прямо связанных циклонов уменьшается вероятность попадания продуктов реакции в реактор P-1.

- Возможна подача в райзер через две форсунки шлама на рециркуляцию с целью поддержания температурного режима регенератора.

- В пленум-камеру предусмотрена подача легкого газойля в качестве «квенча» для прекращения вторичных процессов крекинга и снижения температуры паров реакции.

- Для улучшения процесса регенерации катализатора и сокращения количества адсорбированных на катализаторе углеводородов предусмотрен четырехступенчатый стриппинг усовершенствованной конструкции, что обеспечивает лучшую отпарку из пор катализатора адсорбированных углеводородов.

- На напорных стояках регенерированного и закоксованного катализатора, а также на газоходе дымовых газов из регенератора P-2 в P-3 установлены шибберные задвижки с гидроприводами для регулирования потока.

- Регенерация катализатора (выжиг кокса) ведется воздухом в кипящем слое регенератора P-2 при температуре 650–700°C и давлении 0,15–0,19 МПа. В конструкции регенератора использованы прогрессивные разработки ООО «Автотехпроект».

• Воздух в регенератор Р-2 подается от воздушных нагнетателей через три трубчатые решетки.

• Во время регенерации с поверхности катализатора выжигается отложившийся кокс с образованием диоксида углерода. Дожиг оксида углерода в диоксид ведется в кипящем слое катализатора в присутствии промотора, содержащегося в катализаторе.

• Для очистки дымовых газов от унесенной катализаторной пыли применена четырехступенчатая система циклонов.

• На газоходе, после сепаратора III ступени, последовательно установлены двухшиберная задвижка, регулирующая давление в регенераторе или перепад давления между реактором и регенератором, и дроссельный аппарат.

• После дроссельного аппарата дымовой газ с температурой ~560–680°C направляется в топочное пространство котла-утилизатора с пароперегревателем и далее в дымовую трубу.

• Тепло, необходимое для реакции крекинга, подводится в райзер сырьем, нагретым за счет тепла отходящих продуктов до 240–300°C, водяным паром, подаваемым в форсунки на распыливание сырья, и регенерированным катализатором.

• В регенераторе Р-2 происходят выгорание с поверхности катализатора кокса и выделение соответствующего количества тепла. Температура в кипящем слое катализатора повышается до 660–720°C, и масса циркулирующего катализатора нагревается.

• Температура реакции крекинга поддерживается регулированием количества подаваемого на смешение с сырьем регенерированного катализатора путем разной степени открытия шиберной задвижки, расположенной на напорном стояке регенерированного катализатора.

Сырье и продукты крекинга	Проектные данные	Фактические данные
	<i>Взято, % мас.</i>	
Вакуумный газойль	100/100	100/100
	<i>Получено, % мас.</i>	
Сухой газ	2,7/2,6	1,1–5,5/3,7–6,1
ППФ	4,3/4,2	4,1–6/3,4–4,6
ББФ	10,3/9,8	9,7–14,5/6–8,5
Стабильный бензин	52,2/43	50–57/41,8–50,8
ЛГ	17,5/19,6	13,1–23/22–28
ТГ	6,1/7,1	1–6/5,6–9,6
Примечание. В числителе — при крекинге гидроочищенного сырья, в знаменателе — негидроочищенного.		

Для поддержания большей гибкости процесса в отношении к качеству перерабатываемого сырья на установке возможно использование трубчатой печи, основным назначением которой является нагревание сырья при пуске установки каталитического крекинга. После вывода установки на нормальный режим, если не требуется дополнительного подогрева сырья, печь останавливают.

Сырье вводится в райзер через восемь форсунок конструкции ООО «Автотехпроект», в которых оно диспергируется водяным паром и контактирует с горячим регенерированным катализатором. Капельное распыление сырья, веерообразная форма струи и взаимное размещение форсунок способствуют эффективному протеканию реакции углеводородов на катализаторе — увеличению выхода целевых продуктов и уменьшению выхода кокса.

В котле-утилизаторе вырабатывается перегретый водяной пар давлением 1,5–2 МПа и температурой 290–350°C. При нормальной работе котла-утилизатора температура дымовых газов на входе в дымовую трубу составляет 280–320°C. Предусмотрен байпас мимо котла-утилизатора в дымовую трубу.

Продуктами установки яв-

ляются: сухой газ, пропан-пропиленовая фракция (ППФ), бутан-бутиленовая фракция (ББФ), стабильный бензин (БКК), легкий газойль (ЛГ) и тяжелый газойль (ТГ) — шлам.

Результатом реконструкции установки каталитического крекинга стало увеличение производительности до 2,5 млн. т/год, повышение выхода бензина более чем на 53% на сырье по сравнению с 43,5% до реконструкции, возрастание отбора суммы бутан-бутиленовой и пропан-пропиленовой фракций до 18,6% против 11% до реконструкции, что позволило обеспечить сырьем установку сернокислотного алкилирования.

Одновременно произошли сокращение выбросов оксида углерода в атмосферу благодаря усовершенствованию технологии регенерации и дожигу оксида углерода в диоксид в слое катализатора, уменьшение выбросов катализаторной пыли в атмосферу и попадания ее в вырабатываемые продукты благодаря усовершенствованию системы циклонов в реакторе, регенераторе и сепараторе третьей ступени, сокращение выбросов соединений серы в атмосферу.

Усредненный материальный баланс установки каталитического крекинга приведен в **таблице**.



Ниже приведены показатели качества сырья и продуктов крекинга.

Гидроочищенный вакуумный газойль

Фракционный состав до 360°С, %.....Не более 10 к.к., °С.....Не выше 570
Содержание серы, % мас.Не более 500
Коксуемость (по Конрадсону), %.....Не более 0,2

Пропан-пропиленовая фракция

Содержание углеводородов, % мас.
ΣC₂.....Не более 2
пропиленаНе менее 65
ΣC₄.....Не более 5
ΣC₅ и выше.....Отс.
Содержание сероводорода, % мас.Не более 0,002
Содержание свободной воды и щелочи.....Отс.

Бутан-бутиленовая фракция

Содержание углеводородов, % мас.
ΣC₃Не более 3,5
ΣC₅Не более 1,5

Стабильный бензин

Фракционный состав, °С н.к.....Не ниже 35 к.к.....Не выше 221
Содержание серы (при переработке гидроочищенного сырья), %.....Не более 0,03
Октановое число по моторному методу.....Не менее 80 по исследовательскому методу.....Не менее 92
Концентрация смол, мг/100 см³.....Не более 8

Легкий газойль

Фракционный состав, °С 50%.....Не выше 280 к.к.....Не выше 370

Температура, °С вспышки (в закрытом тигле).....Не ниже 70 застывания.....Не выше -12
Содержание, % мас. механических примесей.....Отс. серы.....Не более 0,8

В первые годы эксплуатации реконструированной установки очень часто приходилось слышать от специалистов других НПЗ мнения о невозможности достижения установкой проектной производительности, о нецелесообразности внедрения установки каталитического крекинга такой большой мощности. Жизнь доказала обратное. Установка работает при нормальном технологическом режиме с проектной производительностью. Технически проработан вопрос наращивания ее мощности до 3 млн. т/год.

*Редколлегия журнала
«Химия и технология топлив и масел» сердечно поздравляет
коллектив ОАО «ВНИПИнефть»!
с замечательным юбилеем!*

*Желаем доброго здоровья, мира и благополучия
во всех ваших делах,
успехов и новых творческих свершений.*

В. М. Капустин, Х. А. Багманов, А. Ф. Вайсман, В. Н. Кутикова
ОАО «ТАНЕКО», ОАО «ВНИПинефть»

Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов ОАО «ТАНЕКО»

В Российской Федерации год от года растет доля добычи сернистых и высокосернистых нефтей, что приводит к системному ухудшению качества экспортируемой товарной смеси нефтей и снижению ее цены по отношению к цене марок «Брент».

Возможны два подхода к улучшению этой ситуации:

- прокладка отдельного трубопровода для транспортирования высокосернистых нефтей и поиск рынков их сбыта, что проблематично (предназначавшийся для переработки высокосернистых нефтей Кременчугский НПЗ находится на Украине и перерабатывает в год только 6 млн. т

нефти вместо предусмотренных проектом 18 млн. т, при этом принятая более 25 лет назад схема переработки морально и физически устарела и поэтому неэффективна);

- переработка тяжелых высокосернистых нефтей на месте добычи без смешения их с более легкими нефтями, что позволит государству получить огромный выигрыш от экспорта качественной нефти.

Совет Безопасности Республики Татарстан принял решение не только приступить к переработке высокосернистой карбоновой татарской нефти, но и сделать строящийся для ее переработки в Нижнекамске

Комплекс нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов (НП и НХЗ) быстро окупаемым, даже без учета прибыли от роста цены за качество экспортной нефти. Строительство Комплекса является одним из важнейших федеральных проектов, доленое финансирование которого осуществляет государство.

Ввод в строй этого Комплекса на основе всех новейших достижений зарубежной и отечественной нефтепереработки и нефтехимии обеспечит не только производство нефтепродуктов европейского качества и сырья для отечественной нефтехимической промышленности взамен импортного, но и резкое улучшение качества

Таблица 1

Установка	Производительность, тыс. т/год	Установка	Производительность, тыс. т/год	Установка	Производительность, тыс. т/год
<i>Нефтеперерабатывающий завод</i>					
Атмосферно-вакуумной перегонки (ЭЛОУ-АВТ-7)	7000	Отпарки кислых стоков	2070	Производства масел	250
Гидроочистки нефти	1100	Висбрекинга	2100	Производства МТБЭ	Существующая
Гидроочистки керосина	500	Производства водорода	22	Замедленного коксования	2400
Гидроочистки дизельного топлива	1600	<i>Завод глубокой переработки нефти</i>		Газофикации кокса с очисткой синтез-газа	1500 ^{2*}
Газофракционирующая	220	Гидроочистки тяжелого газойля коксования	850	<i>Нефтехимический завод</i>	
Сплитер нефти	850	Сернокислотного алкилирования с регенерацией серной кислоты	180	Производства чистой терефталевой кислоты	210 ^{3*}
Комплекс получения ароматических углеводородов	700	Каталитического крекинга	1100	Производства линейных алкилбензолов	80
Производство серы	278,8	Гидрокрекинга	2900	Производства полипропилена	200 ^{3*}
Регенерация аминов	3645/663*	Производства водорода	100	Производства полиэтилентерефталата	250

* В числителе — по десорбции МДЭА, в знаменателе — по газу.

^{2*} По газу.

^{3*} По продукту.



поставляемой на экспорт нефти «Юролс» в результате сокращения в ней доли тяжелой высокосернистой нефти.

В 2006 г. выполнено обоснование инвестиций в строительство Комплекса, в 2007–2008 гг. разработана стадия «Проект». За основу обоснования инвестиций был взят утвержденный ОАО «Татнефть» мастер-план, подготовленный фирмой «Foster Wheeler France». Стадия «Проект» разрабатывалась на основе базовых проектов лицензиаров по технологическим установкам, расширенных базовых проектов фирмы «Foster Wheeler France», опыта, накопленного ОАО «ВНИПИнефть».

Реализация проекта включает строительство трех заводов: нефтеперерабатывающего, глубокой переработки нефти и нефтехимического с поочередным вводом их в строй: соответственно в первую, вторую и третью очередь.

В состав Комплекса входят 29 технологических установок, в том числе 24 лицензированные. В табл. 1 приведен перечень этих установок с указанием их производительности.

Для гармонизации зарубежных и российских норм с целью сохранения целостности технических решений были разработаны и утверждены МЧС России специальные технические условия (СТУ) по обеспечению пожарной безопасности Комплекса и дополнения №1 и 2 к ним, а также СТУ на разработку раздела проекта инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям.

В СТУ по пожарной безопасности не только сформированы мероприятия, компенсирующие вынужденные отступления от нормативных требований пожарной безопасности, но и систематизированы в едином документе положения норм и правил, которые в первоочередном порядке учтены при разработке стадии «Проект».

Мощность Комплекса по первичной переработке нефти принята в объеме 7 млн. т/год, что позволит организовать экономически эффективную глубокую переработку высокосернистого нефтяного сырья по нефтехимической схеме с организацией производства широкой гаммы высококачественных моторных топлив, базовых масел и нефтехимических продуктов в соответствии с рыночной потребностью.

По результатам исследований рынка при разработке обоснования инвестиций сделаны следующие предположения: автомобильный бензин будет реализовываться на российском рынке, в основном в Республике Татарстан; авиационный керосин — на внутреннем рынке, а также направляться на экспорт; дизельное топливо — на рынках стран Европы и частично

в Республике Татарстан; топочный мазут — на местном рынке, а продукты нефтехимии — на внутреннем.

Комплекс по своему составу и вырабатываемой продукции не имеет в России аналогов. В табл. 2 приведен объем производства товарной продукции, выручка от реализации которой будет идти на полное развитие предприятий Комплекса, в табл. 3 — показатели экономической эффективности Комплекса.

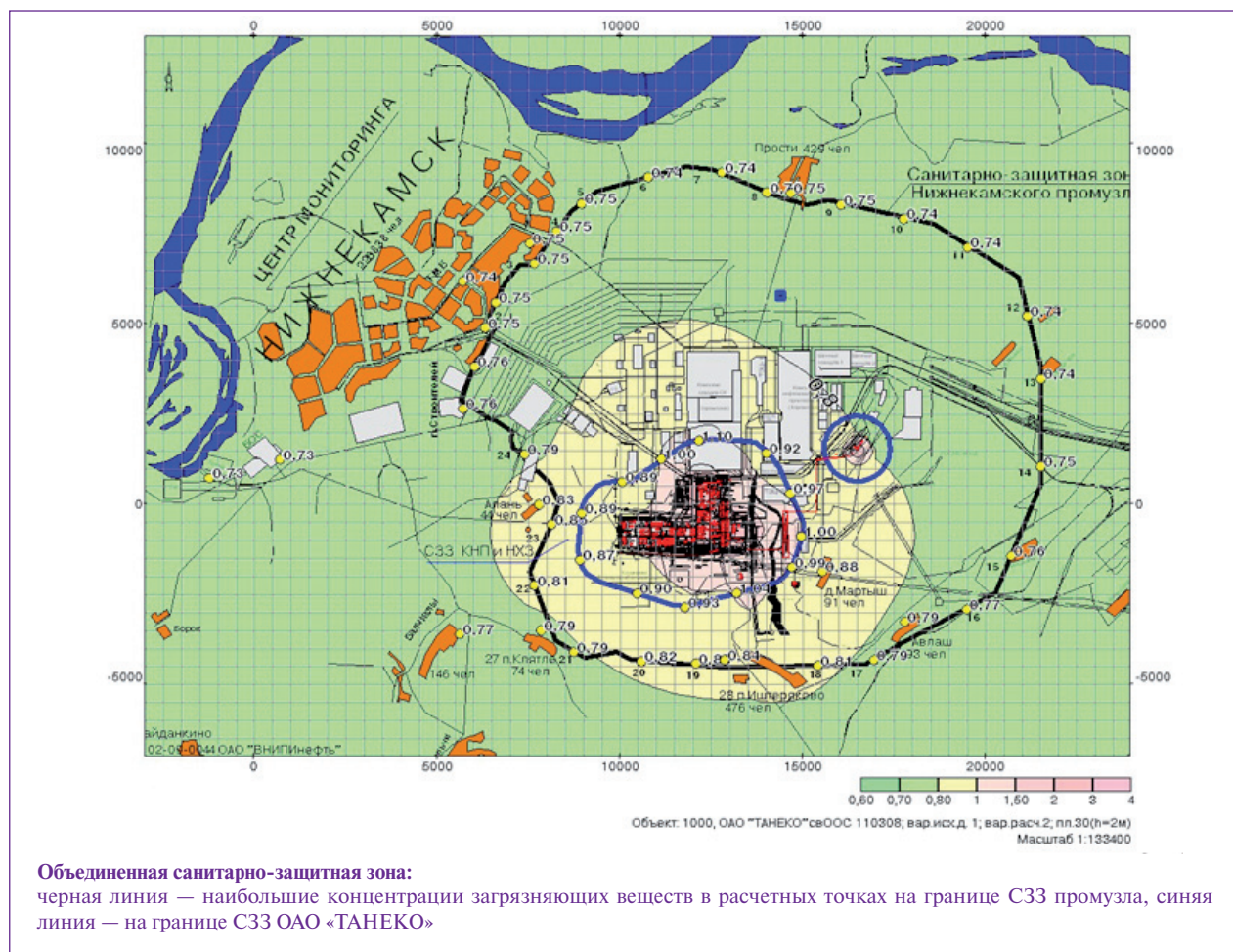
Комплекс НП и НХЗ будет размещен в зоне Нижнекамского промышленного узла, включающего помимо Комплекса 38 промышленных предприятий. Для этого узла разработаны единый том предельно допустимых выбросов (ПДВ) и единая санитарно-защитная зона (СЗЗ). Для каждого предприятия, входящего в промышленный узел,

Таблица 2

Товарная продукция	Объем производства	
	тыс. т/год	% к объему производства в РФ
Сжиженные газы	260	2,7
Автомобильный бензин	850	2,4
В том числе марки Премиум -95 и выше(Евро-5)	510	В 2007 г. не производился
Нафта и фракции C ₅ и C ₆ для нефтехимии	640	9,0
Реактивное топливо	758	8,4
Дизельное топливо (Евро-5)	2400	3,6 (в том числе 75% по нормам Евро-5)
Ароматические углеводороды	70	4,4
Выход светлых нефтепродуктов, %	71	В 1,25 раза больше чем в 2007 г.

Таблица 3

Показатели	После ввода		
	I очереди	II очереди	III очереди
Выход светлых нефтепродуктов, %	51,1	71,0	71,0
Глубина нефтепереработки, %	63,9	96,9	96,9
Выручка от реализации, млрд. руб.	88,8	105,1	115,0
Затраты на производство продукции, млрд. руб.	69,9	68,1	76,4
Прибыль валовая, млрд. руб.	18,9	37,0	38,6
ЕВИТДА, млрд. руб.	27,1	49,6	53,4
Срок окупаемости инвестиционных затрат, лет	6,2	5,1	5,52



определена доля выброса загрязняющих веществ. Для Комплекса НП и НХЗ она составляет 12 тыс. т/год.

Комплекс имеет обширную инфраструктуру: нефтепровод; продуктопровод; внешний ж.д. транспорт; системы внешнего газоснабжения и водоснабжения; систему сброса очищенных сточных вод в р. Каму; внешние автодороги, в том числе для перевозки крупногабаритного оборудования.

При проектировании Комплекса разработаны мероприятия по защите окружающей среды: снижению выбросов вредных веществ в атмосферу,

охране и рациональному использованию водных ресурсов, защите от шума.

Для обеспечения экологической безопасности Комплекса предусмотрен мониторинг окружающей среды: непосредственно на установках; на границах установок; на границе предприятия и на границе единой СЗЗ Нижнекамского промышленного узла.

Проект объединенной СЗЗ Нижнекамского промышленного узла (см. **рисунок**) разработан ОАО «ВНИПИнефть» совместно с ОАО «Казанское научно-производственное управление «Оргнефтехимзаводы» и утвержден после получения санитарно-

эпидемиологического заключения. Влияние источников выбросов загрязняющих веществ Комплекса и внеплощадочных объектов ограничено пределами этой зоны.

Проект прошел государственную экспертизу и получил положительное заключение. Предусмотренное проектом применение апробированных на зарубежных НПЗ современных технологий, высоконадежного оборудования, новейших подходов к решению экологических проблем обеспечит высочайший уровень промышленной, экологической и пожарной безопасности Комплекса.



А. А. Мелинг, В. И. Денисов, В. М. Шуверов, В. М. Капустин,
М. Д. Викторова, Н. М. Цветкова, Л. Т. Юшинский
ОАО «Московский нефтеперерабатывающий завод»,
ОАО «ВНИПИнефть»

Выбор оптимального варианта модернизации Московского НПЗ

Плодотворное сотрудничество Московского НПЗ и ВНИПИнефть имеет многолетнюю историю. Еще в конце 30-х годов прошлого столетия в технологическом комплексе первой очереди завода по проектам ВНИПИнефть были построены и пущены в эксплуатацию установки АВТ-3, термического крекинга и малая битумная, продолжающие успешно функционировать.

На протяжении длительного времени ВНИПИнефть является генеральным проектировщиком Московского НПЗ. Институт принимал участие в разработке первого отечественного комплекса производства полипропилена, который вступил в строй на Московском НПЗ в 1966 г. По разработанному в институте техническому проекту осуществлялись реконструкция и расширение завода в начале 1980-х годов. В настоящее время на заводе эксплуатируется десять установок, построенных по проектам ВНИПИнефть.

В связи с ужесточением экологических требований к качеству топлив по нормам Технического регламента на качество моторных топлив в современных условиях назрела необходимость коренной реконструкции и модернизации Московского НПЗ. В этой связи в феврале-марте 2007 г. на заводе были определены в виде технического задания основные параметры и критерии его развития. В мае 2007 г. завод и генеральный проектировщик ОАО «ВНИПИнефть» заключили контракт на подготовку

обоснования инвестиций в модернизацию и реконструкцию завода до 2015 г., которое было завершено в феврале 2008 г.

Основными целями реконструкции и модернизации Московского НПЗ являются:

- создание высокоэффективного производства, отвечающего современным мировым стандартам промышленной и экологической безопасности, на основе новейших технологий;

- поэтапный переход на производство всего объема моторных топлив согласно экологическим требованиям Технического регламента на качество моторных топлив;

- обоснованное увеличение глубины переработки нефти с максимально возможной выработкой светлых нефтепродуктов;

- снижение эксплуатационных затрат в результате использования современных энергосберегающих и генерирующих технологий.

В основу разработки программы реконструкции и модернизации производства положены результаты разработок, проведенных ВНИПИнефть совместно со специалистами завода, в частности технико-экономического расчета санитарно-защитной зоны (СЗЗ), технического аудита завода, исследования рынка нефтепродуктов Московского региона.

Расчет СЗЗ проведен с учетом современных экологических требований и детального анализа каждого источника выбросов и его вредного воздействия, например шума. Результатом стала разработка

комплекса мероприятий, которые позволят снизить техногенную нагрузку предприятия на окружающую природную среду, сократить вдвое валовый выброс загрязняющих веществ, нормализовать шумовое воздействие. Разработанные мероприятия позволяют организовать санитарно-защитную зону по границе предприятия.

В состав комплекса мероприятий входят:

- реконструкция технологических печей;

- строительство новых и реконструкция существующих очистных сооружений;

- полная очистка газовых потоков от соединений серы;

- обеспечение герметичности хранения сырья и светлых нефтепродуктов в резервуарах;

- строительство эстакад тактового налива с рекуперацией паров нефтепродуктов;

- полная утилизация кислых и сероводородсодержащих стоков;

- замена морально и физически изношенного оборудования на новое;

- внедрение шумозащитных мероприятий.

При проведении технического аудита завода были проанализированы все технологические установки и объекты общезаводского хозяйства на соответствие их современным требованиям. Более 200 инженерно-технических работников Московского НПЗ были привлечены к проведению аудита.

С целью выбора оптимальной схемы и последовательности раз-

вития завода во ВНИПИнефть были проведены исследования рынка нефтепродуктов до 2015–2020 гг. Показано, что роль бензиновой составляющей в структуре топлив Московского НПЗ останется определяющей. Развитие авиации и дальнейшая дизелизация автомобильного парка потребуют максимально возможного выпуска реактивного и дизельного топлив. Актуальным останется производство малосернистого мазута. После проведения реконструкции и модернизации доля автомобильных бензинов Московского НПЗ на рынке Московского региона возрастет с 30 до 42%, дизельного топлива — с 50 до 66%, топлива для реактивных двигателей — с 17 до 28%.

Значительный опыт и знание мировых достижений нефтепереработки позволили проектировщикам совместно со специалистами завода разработать и предложить три варианта конфигурации развития завода с различным набором технологических процессов. На основе технико-экономического сравнения этих вариантов и анализа рынка нефтепродуктов был выбран вариант бензинового профиля производства при одновременном увеличении выпуска реактивного и дизельного топлив, а также получения малосернистого мазута при мощности завода 10 млн. т/год. Предлагаемая конфигурация завода позволит в дальнейшем увеличить объем переработки нефти до 12 млн. т/год. На основе проведенных работ разработана Декларация о намерениях реконструкции и модернизации Московского НПЗ и проведены публичные общественные слушания.

Программа реконструкции и модернизации Московского НПЗ рассчитана до 2015 г., состоит из трех этапов и включает строительство 11 новых, реконструкцию 15 действующих и вывод из эксплуатации трех морально устарев-

ших технологических установок. Предусмотрены реконструкция существующих и строительство новых объектов общезаводского хозяйства с приведением завода к действующим нормам промышленной безопасности. Практически реконструкция затрагивает все объекты предприятия и позволяет выйти на новый современный технологический уровень производства.

Предложенные ВНИПИнефть технические и организационные решения по реконструкции и модернизации рассматривались и согласовывались специалистами соответствующих служб и обсуждались на заседаниях технико-экономического совета Московского НПЗ.

Первый этап включает первоочередные мероприятия, направленные на опережающее улучшение экологической обстановки по границе СЗЗ предприятия, повышение эффективности работы действующего производства и обеспечение выпуска моторных топлив класса 4 (Евро-4). В результате реализации этих мероприятий повысится эффективность использования технологических мощностей и увеличится глубина переработки нефти до 77,1%.

Второй этап предусматривает мероприятия, обеспечивающие производство моторных топлив класса 5 (Евро-5). Основной маркой вырабатываемого автомобильного бензина будет АИ-95. На этом этапе произойдет дальнейшее увеличение выхода светлых нефтепродуктов, снижение техногенного воздействия на окружающую среду.

Третий этап направлен на достижение глубины переработки нефти на уровне 92%. При этом повысится выпуск светлых нефтепродуктов — автобензинов, реактивного и дизельного топлив и будет обеспечен выпуск малосернистого топочного мазута с улучшенными экологическими свойствами, а именно: с содержанием серы не более 1% мас. Объем выпуска темных нефтепродуктов снизится примерно в 4 раза.

Основные технические решения программы реконструкции по направлениям выпуска товарной продукции заключаются в следующем.

Для производства автомобильных бензинов намечается строительство установок изомеризации легкой бензиновой фракции и алкилирования, дооборудование установок каталитического ри-





Показатели	2007 г.	После этапа реконструкции		
		первого	второго	третьего
Класс топлива по техническому регламенту	2 и 3	4	5	5
Выход продукции, % мас. на нефть				
сжиженных газов	2,54	0,35	0,51	0,34
автомобильных бензинов	22,50	26,47	28,10	30,87
АИ-95 ЭК, ЭКп	5,39	—	—	—
АИ-92 ЭК, ЭКп	12,52	—	—	—
АИ-80 ЭК	4,59	—	—	—
Супер Евро-98	—	2,22	0,50	4,06
Премиум Евро-95	—	17,15	27,60	26,81
Регуляр Евро-92	—	7,10	—	—
бензина прямогонного	1,94	—	—	—
реактивного топлива	5,31	9,30	9,25	10,63
дизельного топлива	27,63	24,71	24,70	34,86
битумов (дорожного и строительного)	5,86	7,50	7,50	7,50
топочного мазута	25,72	21,80	21,80	6,36
серы	0,54	0,68	0,68	1,13
Суммарный выход светлых нефтепродуктов, % мас.	59,92	60,83	62,56	76,70
Глубина переработки нефти, %	73,16	77,12	77,10	92,25

форминга блоками непрерывной регенерации катализатора для повышения октанового числа риформата, строительство установки гидрооблагораживания бензина каталитического крекинга для снижения содержания серы в товарных автобензинах до 10 мг/кг, гидрирование бензолсодержащей фракции риформата для снижения содержания бензола в товарных автобензинах.

Проведенные проектировщиками ВНИПИнефть технико-экономические расчеты при обосновании инвестиций в реконструкцию установки каталитического крекинга Г-43-107 показали эффективность повышения мощности установки с 2 до 2,3–2,6 млн. т/год для максимального использования ресурсов вакуумного газойля. При этом появляется возможность увеличения объемов производства высокооктановых автомобильных бензинов и сырья для производства полипропилена.

В производстве реактивного топлива предусматривается ре-

конструкция установки АВТ-3 для повышения отбора прямогонной керосиновой фракции с последующей ее очисткой от серы.

Совершенствование производства дизельного топлива связывается с реконструкцией установок гидроочистки дизельных топлив и получения водорода, строительством новой установки гидрооблагораживания дизельного топлива, дооборудованием установок каталитического риформинга блоками короткоциклового адсорбции (КЦА).

В производстве топочного мазута предполагается реконструкция блока АТ установки АТ-ВВ под процесс висбрекинга гудрона с доведением производительности установки до 2 млн. т/год, строительство на третьем этапе комплекса глубокой переработки гудрона с одновременным выводом установки висбрекинга из эксплуатации и переходом на выпуск малосернистого мазута.

В производстве битумов осуществится дооборудование большой битумной установки бло-

ком для выпуска марок битума улучшенного качества и будет выведена из эксплуатации малая битумная установка.

Строительство комплекса глубокой переработки, основной которой является установка гидрокрекинга гудрона в движущемся слое катализатора с блоком последующего гидрокрекинга в стационарном слое катализатора полученной газойлевой фракции 350–520°C, обеспечит увеличение глубины переработки нефти до уровня более 90%.

Динамику поэтапного улучшения ассортимента и увеличения выпуска светлых нефтепродуктов отражают данные **таблицы**.

После реализации мероприятий по всем этапам реконструкции будут достигнуты следующие экономические показатели:

- увеличение выручки от реализации — 27,2 млрд. руб., или на 32,6%;
- чисто дисконтированный доход — 48 млрд. руб.;
- внутренняя норма доходности (IRR) — 30%;
- дисконтированный срок окупаемости инвестиционных затрат с начала строительства — 10 лет.

В результате коренной реконструкции и модернизации Московский НПЗ станет современным высокоэффективным и экологически безопасным предприятием. Благодаря устойчивому обеспечению всех показателей санитарно-защитной зоны по границе предприятия улучшится экологическая обстановка в прилегающих жилых районах. Современные технологии обеспечат соответствие всего объема производимой продукции нормам Технического регламента на качество моторных топлив.

Впереди большая совместная работа специалистов Московского НПЗ и его генерального проектировщика — ОАО «ВНИПИнефть» по преобразованию и совершенствованию завода.

В. В. Братчиков, В. М. Капустин, Е. Н. Забелинская, А. С. Камлык
ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез», ОАО «ВНИПинефть»

Установка ВДУ-5 вакуумной разгонки мазута ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»

В ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез» в сентябре 1996 г. была введена в эксплуатацию по масляному варианту установка ВДУ-5 вакуумной разгонки мазута западно-сибирской нефти номинальной производительностью по сырью 1,6 млн. т/год. В то время по своему техническому исполнению она являлась самой современной в России и была способна обеспечивать требуемое качество вакуумных дистиллятов при загрузке 60–110% от проектной мощности.

Базовый проект установки был разработан фирмой «АВВ Lummus Crest GmbH», рабочее проектирование и заказ основного оборудования выполнило ОАО «ВНИПинефть». Установка укомплектована как импортным, так и отечественным оборудованием. Внутренние устройства вакуумной колонны изготовила и поставила фирма «Zulzer». Распределенная система контроля и управления на базе микропроцессорной техники поставлена фирмой «Rosemount».

Строительство установки было обусловлено расширением производства товарных и базовых масел на предприятии, повышением требований к фракционному составу вакуумных масляных дистиллятов, используемых для производства современных смазочных масел.

Базовый проект предусматривал выработку трех вакуумных масляных дистиллятов:

- маловязкого (МВД) — основы для производства трансформаторного масла;

- средневязкого (СВД) — основы для производства экспортного базового масла и высокоэффективных смазочных масел;

- вязкого (ВВД) — основы для производства моторных масел

Кроме масляных дистиллятов предусматривался вывод боковых дистиллятов: вакуумного дизельного топлива (ВДТ) — компонента прямогонного легкого дизельного топлива и затемненной вакуумной фракции (слопа).

Принципиальная схема вакуумного блока приведена на **рис. 1**.

В укрепляющей секции вакуумной колонны размещены восемь слоев регулярной насадки, в отпарной секции — шесть клапанных тарелок. Корпус вакуумной колонны выполнен переменного диаметра по высоте в зависимости от значений парожидкостных потоков в насадочных слоях колонны. Над каждым слоем установлены пенальные распределители жидкости. Под слоями вывода боковых погонных тарелок размещены глухие по жидкости тарелки.

Вывод масляных погонных осуществляется через боковые отпарные колонны с шестью клапанными тарелками в каждой, вывод циркуляционных орошений — с глухих тарелок вывода ВДТ, СВД, ВВД. Слоп выводится полностью из колонны с глухой тарелки над вводом сырья. Часть потока слопа возвращается на орошение промывного (восьмого) насадочного слоя, другая часть направляется в отпарную секцию колонны

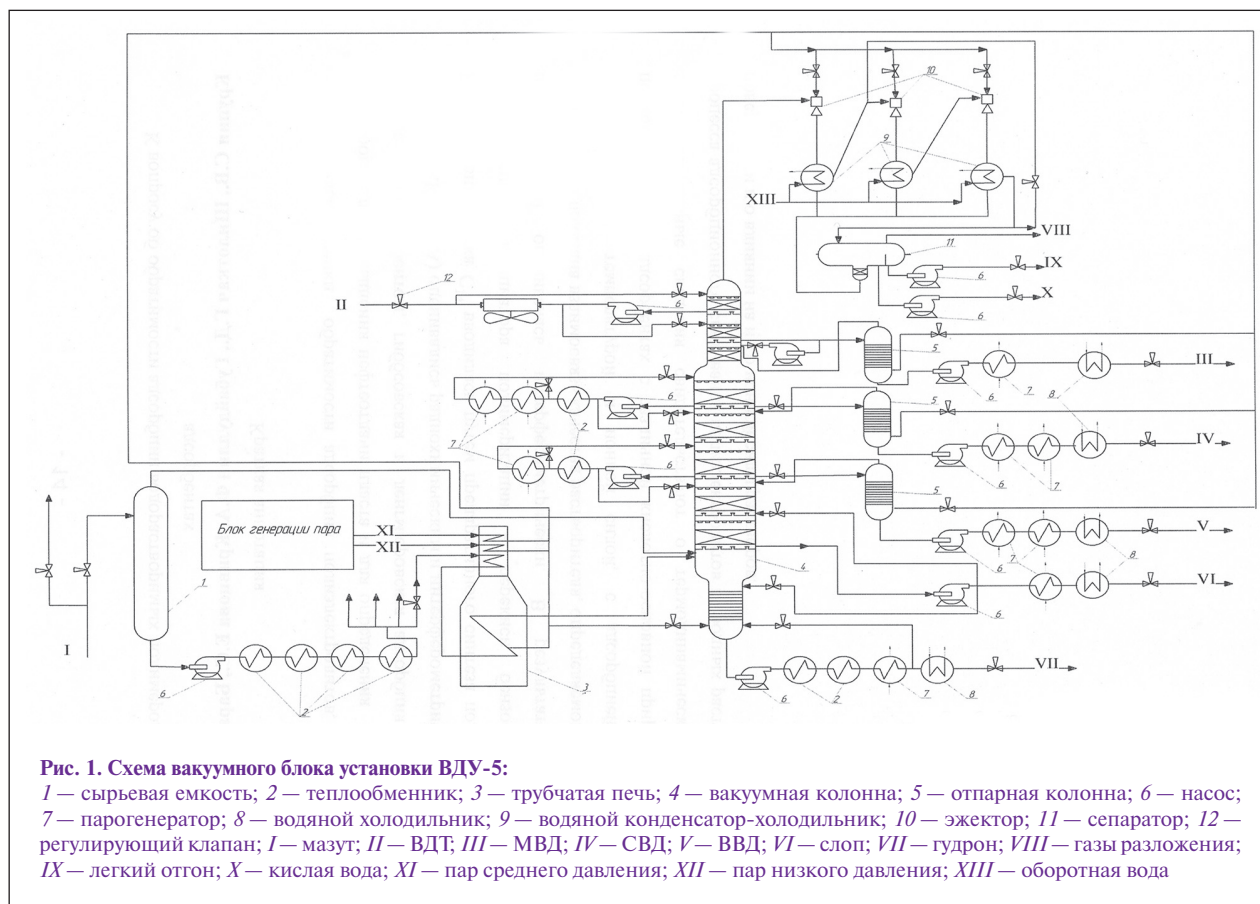
(оверфлеш). Избыток слопа выводится с установки.

Флегма, собираемая на глухих тарелках, выводится из колонны полностью и возвращается на нижележащие ректификационные слои через клапан, регулирующий уровень жидкости на глухой тарелке. Расход поступающего потока замеряется. Такое наружное распределение потоков флегмы позволяет постоянно фиксировать расход указанных потоков и контролировать плотность жидкостного орошения слоев насадки.

Варьируя расход слопа в оверфлеш, можно регулировать качество гудрона, используемого как сырье установок деасфальтизации для выработки остаточного компонента масел требуемого уровня вязкости.

Диаметр колонны и регулярная насадка по слоям обеспечивают перепад давления между верхом колонны и зоной ввода сырья не более 3,32 кПа. Фактический перепад давления при фиксированном пробеге установки колеблется в пределах 1,73–1,99 кПа.

Отличительной особенностью вакуумного блока установки ВДУ-5 от других вакуумных блоков на предприятиях масляного направления является подача водяного пара в потоки мазута при нагреве в трубчатой печи. Трубчатая печь вертикальная с горизонтальным расположением труб конвекционного и радиантного змеевиков. Проектом предусмотрена максимальная рекуперация тепла дымовых газов



печи в ее конвекционной секции и рекуператоре подогрева воздуха, проектный КПД — 91%. Нагревание мазута в печи осуществляется четырьмя потоками. Трубчатые змеевики в радиантной части выполнены переменного диаметра, который возрастает по ходу потоков мазута от 100 до 200 мм. Тепловая нагрузка печи при номинальной загрузке установки по мазуту соответствует 80% ее тепловой производительности и создает предпосылки для наращивания мощности установки.

Вывод потоков мазута из печи осуществляется на уровне ввода мазута в вакуумную колонну. Мазут поступает от печи к колонне по единому горизонтальному трубопроводу диаметром 1200 мм с уклоном 1° в сторону колонны. Массовая скорость потока в трансферном трубопроводе при загрузке блока по мазуту 220 т/ч составляет

54,1 кг/(м²·с), линейная скорость паров по расчетам фирмы «Zulzer» имеет значение 96,5 м/с при скорости звука в данной среде 128 м/с. Скорость паров в трансферном трубопроводе составляет 75% от скорости звука и, по мнению специалистов фирмы «Zulzer», является оптимальной.

Указанные технические решения обеспечивают минимальное гидравлическое сопротивление по тракту печи и трансферному трубопроводу. Необходимое фазовое состояние мазута на входе в колонну достигается при температуре нагрева потока мазута в печи 380°С (для сравнения: на вакуумных блоках без подачи водяного пара при таком же уровне остаточного давления в колонне оно достигается при температуре 395–400°С). Мягкий температурный нагрев потока мазута при невысокой теплонапряженности

радиантных труб — 25,5 кВт/м² и сокращение времени пребывания потока в зоне высоких температур нагрева благодаря подаче водяного пара способствуют минимизации количества продуктов разложения углеводородов мазута в печи и вакуумной колонне. При отсутствии финишной гидроочистки на маслблоке этот фактор оказывает положительное влияние на качество базовых дистиллятных компонентов масел по показателю термоокислительной стабильности.

Пары сверху вакуумной колонны выводятся через два боковых штуцера в ее корпусе при температуре 70°С. Шлемовые линии выполнены с уклоном в сторону вакуумсоздающей системы (ВСС), что позволяет исключить коррозионный износ первого слоя насадки под действием стекающего из шлемового трубопровода кислого конденсата при

размещении выходных штуцеров в верхнем днище.

ВСС состоит из двух параллельно работающих трехступенчатых парожекторных насосов без конденсаторов перед ними. Предусмотрен регулируемый возврат неконденсируемых газов из линии нагнетания III ступени эжекции в линию всасывания II ступени для поддержания постоянного уровня остаточного давления в вакуумной колонне. На всех ступенях установлены импортные кожухотрубчатые горизонтальные поверхностные конденсаторы, обеспечивающие эффективную конденсацию водяного пара и охлаждение неконденсируемых газов. ВСС обеспечивает остаточное давление вверху вакуумной колонны на уровне 0,67–3,99 кПа.

В связи с передачей на установку ВДУ-5 с установки АТ-5 потока мазута при проектной температуре 180°C и выше необходимо было решить вопрос эффективного использования тепла потоков установки: продуктовых и циркулирующих. Тепло

указанных потоков используется для нагревания сырья установки, а затем — в узле генерации водяного пара среднего и низкого давления. Схема утилизации тепла потоков приведена на рис. 2.

Потоки с высоким потенциалом тепла проходят последовательно через теплообменники в системе нагрева сырья, а затем через генераторы пара среднего и низкого давления. Потоки с низким потенциалом тепла поступают в генераторы пара низкого давления. Насыщенный водяной пар среднего и низкого давления перегревается в конвекционной секции трубчатой печи и используется на установке для подачи в потоки мазута, нагреваемые в трубчатой печи, в вакуумную колонну и боковые отпарные колонны, а также в качестве рабочего газа в парожекторные вакуум-насосы. Количество вырабатываемого водяного пара удовлетворяет всю потребность блока в нем. Водяной пар среднего давления со стороны используется только во встроенном узле отпарки газов из кислых вод,

поступающих с других установок предприятия.

Для конечного охлаждения продуктовых потоков до регламентных температур используется контур циркуляции деминерализованной воды, охлаждаемой воздушными холодильниками. Часть тепла, снимаемого водой в концевых холодильниках продуктовых потоков, расходуется в предварительном нагревателе воздуха, поступающего в рекуператор тепла дымовых газов трубчатой печи, и на нагревание сырой нефти в соседнем блоке обессоливания нефти.

В табл. 1 приведены режимные параметры работы вакуумного блока в период освоения, в табл. 2 — показатели качества получаемых при этом вакуумных дистиллятов.

Опыт освоения и дальнейшей эксплуатации установки показал, что реализованные на ней технические решения обеспечивают эффективную работу вакуумного блока. Конструктивное исполнение вакуумной колонны позволяет широко варьировать

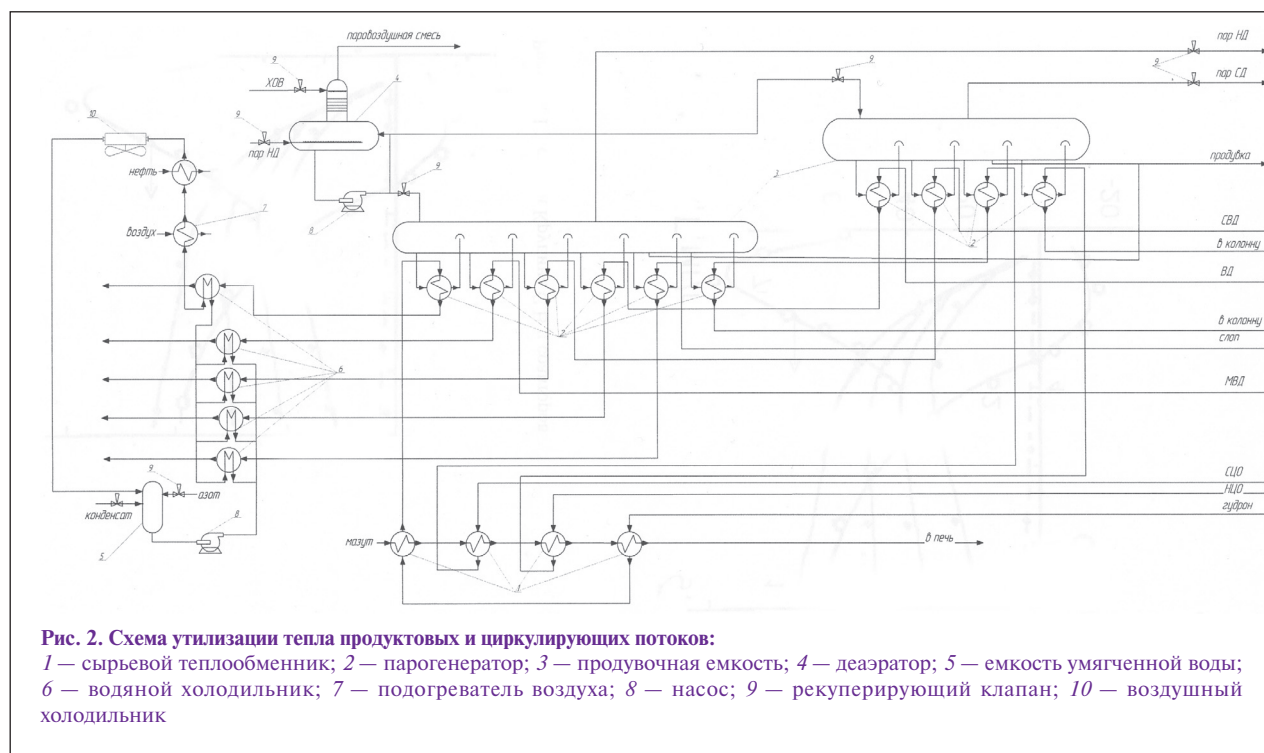


Рис. 2. Схема утилизации тепла продуктовых и циркулирующих потоков:

1 — сырьевой теплообменник; 2 — парогенератор; 3 — продувочная емкость; 4 — деаэратор; 5 — емкость умягченной воды; 6 — водяной холодильник; 7 — подогреватель воздуха; 8 — насос; 9 — рекуперированный клапан; 10 — воздушный холодильник



Таблица 1

Параметры	Режим работы вакуумного блока установки ВДУ-5		
	согласно базовому проекту	по данным фиксированного пробега (ноябрь 1996 г.)	по данным 2008 г.
Загрузка по сырью, т/ч	200	200	250
Температура нагрева сырья, °С	382	381	380
Расход перегретого пара в потоки мазута, т/ч	1	1	0,8
Остаточное давление в вакуумной колонне, кПа			
вверху	30	15	28,7
в зоне ввода сырья	52,5	28	48,1
Температура в вакуумной колонне , °С			
вверху	70	70	73
на входе сырья	365	362	358
внизу	340	340	342
Температура , °С			
на перетоках			
МВД	237	195	230
СВД	271	265	271
ВВД	309	300	309
вывода слопа	352	342	346
Расход циркуляционного орошения , т/ч			
верхнего	119	118	142
среднего	44	44	47,8
нижнего	108	105	120
Температура возврата циркуляционного орошения , °С			
верхнего	50	53	56
среднего	170	168	171
нижнего	240	225	236
Расход водяного пара , т/ч			
внизу вакуумной колонны	0,9	0,9	1
в отпарной колонне			
МВД	0,5	0,35	0,5
СВД	1	0,8	0,9
ВВД	0,48	0,48	0,9
Выход с установки , т/ч (% мас. на мазут)			
ВДТ	12 (6)	11,9 (5,95)	25,0 (10)
МВД	16,7 (8,37)	15 (7,5)	24,5 (9,8)
СВД	23,9 (11,93)	24 (12)	26,5 (10,6)
ВВД	48 (24)	35 (17,5)	40,8 (16,32)
слопа	10 (5)	11,9 (5,95)	5 (2)
гудрона	89,2 (44,61)	102,2 (51,1)	128,2 (51,28)

фракционный состав вакуумных дистиллятов, используя разделительную способность восьми слоев регулярной насадки Меллапак фирмы «Zulzer». Достаточно широкий спектр измеряемых и контролируемых параметров режима вакуумной колонны предоставляет свободу выбора и реализации вариантов регулирования процесса в колонне.

В процессе опытных пробегов установки с производительностью выше проектной были выявлены ее узкие места. Наиболее существенные из них:

- поверхность охлаждения воздушных холодильников оказалась недостаточной для охлаждения потока ВЦО;

- диаметр трубопровода и схема регулирования вывода ВДТ с установки не обеспечивали вывод всего балансового количества этой фракции, что приводило к ее провалу в МВД и СВД;

- трубопровод вывода потока слопа с установки не обеспечивал вывод необходимого объема потока при снижении вязкости ВВД по требованию маслблока.

Для ликвидации узких мест были разработаны и реализованы соответствующие технические меры. В результате мощность установки по переработке мазута была повышена до 1,8 млн. т/год.

Наиболее важными показателями качества, помимо вязкости и цвета, вакуумных масляных дистиллятов являются ширина фракционного состава и температура вспышки. Ширина фракционного состава значительно влияет на эффективность процессов очистки масляных дистиллятов избирательными растворителями, особенно на процесс депарафинизации. Низкая температура вспышки указывает на наличие в дистилляте легких фракций, которые повышают показатель испаряемости масел. Этот показатель

Таблица 2

Показатели	Базовый проект			Фиксированный пробег (ноябрь 1996 г.)			Данные эксплуатации в 2008 г.		
	МВД	СВД	ВВД	МВД	СВД	ВВД	МВД	СВД	ВВД
Вязкость при 100°C, мм ² /с	—	4–6	7–11	—	4,88	9,15	—	5,06	9,42
Фракционный состав (по ASTM D 1160), °C									
5%	350	380	390	350	394	435	354	398	438
10%	—	—	—	353	399	441	360	406	440
50%	—	—	—	365	417	462	375	416	458
90%	—	—	—	379	430	483	390	428	482
95%	390	420	490	381	434	495	394	433	489
Ширина фракции, °C									
$T_{90\%} - T_{10\%}$	—	—	—	26	31	42	30	22	42
$T_{95\%} - T_{5\%}$	40	40	<100	31	40	60	40	35	51
Температура вспышки, °C									
в открытом тигле	180	200	220	172	200	230	—	—	—
в закрытом тигле	—	—	—	—	—	—	195	211	233
Цвет, ед. ЦНТ									
	—	—	—	—	2,0	3,0	—	2,0	3,0
Наложение/разрыв между фракциями									
$T_{90\%} - T_{10\%}, °C$									
МВД—СВД		—			—16			—16	
СВД—ВВД		—			—3			—12	
Примечание: $(T_{90\%} - T_{10\%}) > 0$ — наложение, $(T_{90\%} - T_{10\%}) < 0$ — разрыв.									

довести до требуемых значений в процессах нитки маслблока невозможно.

Опытные пробеги установки ВДУ-5 и маслблока показали возможность наработки средневязкого компонента масел с показателем испаряемости по методу НОАСК не выше 13% мас. Отбор СВД при этом снижался из-за недостаточной четкости ректификации в верхней части колонны почти в 2 раза.

В 2003 г. в сотрудничестве с фирмой «Zulzer» проведена модернизация внутренних устройств вакуумной колонны путем замены ректификационных насадочных слоев с использованием эффективной насадки Меллапак-плюс

и новых пенальных распределителей жидкости. Особенностью новых распределителей является улучшенная защита от отложений кокса и более эффективное распределение жидкости по поверхности насадки. По результатам работы установки в 2008 г. (см. табл. 2) прослеживаются снижение содержания легких фракций в СВД и ВВД и повышение четкости разделения по высоте колонны.

В результате освоения и модернизации установки ВДУ-5 производство основных вакуумных масляных дистиллятов (СВД и ВВД) возросло на 447,6 тыс. т/год, в том числе СВД — на 173,5 тыс. т/год. Появилась возможность обособ-

ленной переработки указанных дистиллятов в отдельной нитке установок маслблока.

На базе СВД установки ВДУ-5 вырабатываются экспортное базовое масло SN-150 и высокоэффективные сорта смазочных масел. Направление в качестве сырья ВВД после селективной очистки фенолом с установки ВДУ-5 на комбинированную установку 39/9М депарафинизации и обезмасливания позволило полнее использовать ее возможности и наладить на одном из потоков получение парафина-сырца для производства твердого парафина марки Т-1. При этом была выведена из эксплуатации установка обезмасливания гачей.



В. М. Шуверов, В. И. Якунин, А. Н. Фоминых, В. И. Долгих
ОАО ВНИПИнефть», ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»

Установка 21-10/3М замедленного коксования ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»

Установка 21-10/3М была построена в ПО «Пермнефтеоргсинтез» по проекту Гипронефтезаводы в 1970 г. Ее проектная мощность составляла 600 тыс. т/год по сырью. После реализации ряда технических решений производительность установки к 1995 г. была доведена до 720 тыс. т/год. Длительность цикла коксования составляла 32 ч. Дальнейшему росту производительности мешало морально устаревшее и физически изношенное оборудование. В состав установки входили шатровые печи устаревшей конструкции с низким КПД и ректификационная колонна К-1, оснащенная желобчатыми тарелками, не обеспечивающими достаточно четкого разделения продуктов коксования. Приборы измерения уровня кокса в коксовых камерах отсутствовали. Система контроля и автоматизации технологического процесса не отвечала современным требованиям. Для открытия и закрытия коксовых камер требовались большие затраты ручного труда.

В 1995 г. ВНИПИнефть согласно полученному техническому заданию на реконструкцию существующей установки с доведением ее производительности по сырью до 1 млн. т/год при коэффициенте рециркуляции в ректификационной колонне К-1, равном 1,3, и длительности работы 8000 ч в год подготовил технические условия для расчета рабочего базового проекта на основе следующих предложений:

- оборудовать установку современной системой управления распределенного типа с использованием микропроцессорной техники;
- заменить нагревательные печи шатрового типа на печи современной конструкции с КПД, равным 90–95%;
- заменить тарелки в ректификационной колонне К-1 на более эффективные;
- установить компрессор для компремирования газа с целью подачи его на установку газофракционирования;
- заменить четырехходовые краны на современные переключающие устройства;
- разработать систему автоматизированного открытия-закрытия коксовых камер;
- модифицировать систему очистки циркуляционной воды для разбуривания кокса;
- оснастить коксовые камеры и ректификационную колонну приборами измерения уровня;
- модернизировать систему улавливания паров продувки и прогрева коксовых камер;

- сократить цикл коксования до 24 ч.

Рабочее проектирование осуществляла фирма «Foster Wheeler» — одна из ведущих мировых разработчиков установок замедленного коксования непрерывного действия.

По техническому заданию для коксования должно использоваться сырье следующего состава, % мас: гудрон каменноложской нефти — 32,33; гудрон сургутских нефтей — 32,44; асфальт — 35,23. Показатели качества сырья и его компонентов приведены в табл. 1, показатели качества продуктов коксования, по расчетам фирмы «Foster Wheeler», — в табл. 2. По проекту в сыром коксе содержание летучих веществ — 10–12% мас., воды — 10% мас., серы (общей) — 3,28% мас., суммарное содержание Ni и V — 500 млн⁻¹.

Маневренность установки при уменьшении нагрузки — 50%, эксплуатационный коэффициент — 0,909.

В 1995–1996 гг. в соответствии с рабочим проектом фирмы

Таблица 1

Показатели	Сырье коксования	Компоненты сырья		
		гудрон		асфальт
		каменноложской нефти	сургутских нефтей	
Плотность при 20°C, кг/м ³	982	959	980	1006
Содержание серы, %	2,31	1,2	2,49	3,17
Содержание металлов, млн ⁻¹				
Ni	39	26	37	53
V	88	60	83	118
Коксуемость, % мас.	12,99	8,7	11,6	18,2

Таблица 2

Показатели	Бензин	Легкий газойль	Тяжелый газойль
Вязкость, мм ² /с			
при 20°С	—	5,6	130
при 100°С	—	1,2	4,1
Содержание серы (общей), % мас.	0,35	1,13	2,1
Температура вспышки (в закрытом тигле), °С	—	76	154
Коксуемость, % мас.	—	—	0,6
Фракционный состав, °С			
5%	51	217	333
10%	71	225	347
30%	107	252	366
50%	129	276	380
70%	147	302	398
90%	168	333	419
95%	178	347	431
к.к., не выше	185	350	—
Содержание, млн ⁻¹ , не более			
кремния	2	1,5	1
Ni+V	1	1	4

«Foster Wheeler» была проведена масштабная реконструкция установки 21-10/3М:

- смонтированы новые печи;
- в ректификационной колонне К-1 и стриппингах установлены новые тарелки, низ колонны К-1 переоборудован под формирование вторичного сырья;
- модернизирован блок улавливания с монтажом новых емкостей и воздушных холодильников;
- старые теплообменники для подогревания сырья перед печами заменены на новые кожухотрубчатые;

коксовые камеры для контроля в них уровня кокса оснащены нейтронными датчиками;

- конденсаторы паров, выводимых сверху ректификационной колонны, заменены на новые;
- смонтирована система открытия люков камеры коксования;
- построен новый отстойник кокса;
- для передачи коксового газа за пределы установки смонтирован газовый компрессор с сопутствующим оборудованием;
- установлены новые четырехходовые краны;

• установлен новый передвижной козловой кран для удаления коксовой мелочи из отстойника.

В 1996 г. модернизированная установка 21-10/3М была введена в эксплуатацию. Производительность ее по первичному сырью в 1998–2007 гг. составляла 800–860 тыс. т/год, или 2350–2650 т/сут. при 24-часовом цикле коксования. Материальные балансы установки в 1995 г. (до реконструкции) и в типичном за последние годы 2005 г. (после реконструкции) приведены в табл. 3.

С уменьшением времени коксования и утяжелением гудронов увеличились выходы газа и кокса, уменьшились выход светлых нефтепродуктов и существенно (в два раза) потери.

В 2000 и 2004 гг. установка работала без остановок и переработала соответственно 955 и 921 тыс. т (2610 и 2560 т/сут.) гудронов и крекинг-остатков. До 2004 г. использовалось сырье коксуемостью 11–12% мас. Бензин и легкий газойль направлялись на гидроочистку, а тяжелый газойль — на приготовление мазутов. С пуском установки гидрокрекинга и модернизацией установки АВТ-4 на установку 21-10/3М стали поступать гудроны повышенной коксуемости — 16–18% мас., из сырья коксования был исключен

Таблица 3

Сырье и продукты коксования	1995 г.	2005 г.
<i>Взято, т/год (т/сут.)</i>		
Гудрон	604 370 (2306)	857 170 (2566)
<i>Получено, % мас.</i>		
Газ жирный	5,6	8,27
Бензин	10,7	17,01
Легкий газойль	36,4	21,82
Тяжелый газойль	31,7	24,27
Сумма светлых фракций	78,8	63,10
Кокс	14,5	27,81
Потери	1,9	0,82

Таблица 4

Технологические потоки	Температура, °С	
	по базовому проекту	по фактическим данным
Первичное сырье		
перед теплообменником	150	124–125
после теплообменника	285	240–255
Орошение		
верхнее циркуляционное после теплообменника	244	215–220
острое	49	47–53
Пары из колонны К-1	153	115–140
Вторичное сырье перед насосом	313	274–300
Пары перед емкостью	49	52–60
Сырье на выходе из печей	504	501–503
Пары в реакторе	449	400–430



Таблица 5

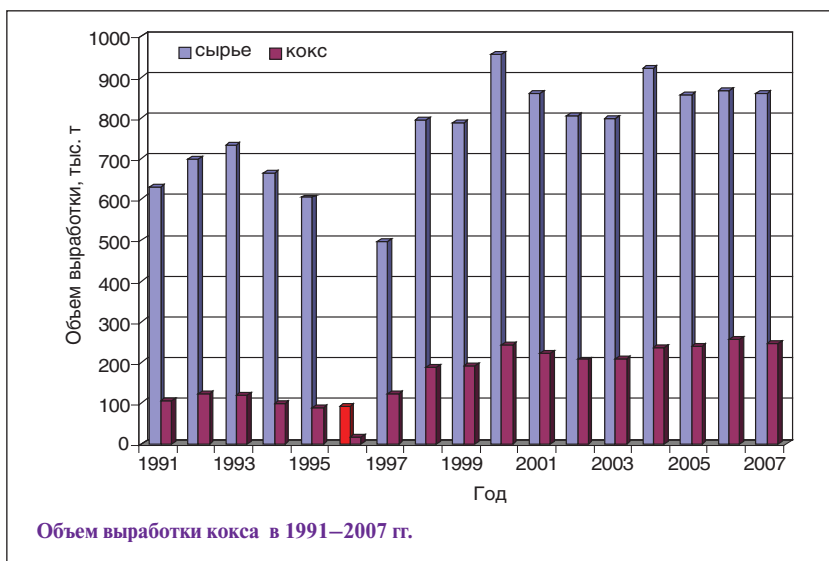
Показатели	Сырье замедленного коксования	
	фактические данные	по СТП ПР 3–2006
Плотность при 20°С, кг/м ³	990	Не менее 975
Коксуемость, % мас.	16,3	Не менее 12
Содержание серы, % мас.	2,42	Не более 2,8

Таблица 6

Показатели	Бензин		Легкий газойль		Тяжелый газойль	
	по факту	по СТП	по факту	по СТП	по факту	по СТП
Плотность при 20°С, кг/м ³	730	—	844	—	903	—
Цвет, ед. КНС-1	—	—	14	Не более 15	—	—
Температура, °С						
вспышки (в закрытом тигле)	—	—	—	Не ниже 62	185	Не ниже 90
застывания	—	—	–25	–10	—	—
Фракционный состав, °С						
н.к.	36	—	162	135	—	—
50%	—	—	237	280	—	—
96%	—	—	320	Не выше 330	460	Не выше 530
к.к.	173	Не выше 215	—	—	—	—

Таблица 7

Показатели	Кокс электродный для алюминиевой промышленности	
	по факту	по ТУ0258-128-00148636–2003
Содержание, % мас.		
общей влаги	9,9	Не более 3
летучих веществ	9,6	Не более 12
серы	2,6	Не более 3
активных элементов		
кремния	0,01	Не более 0,06
железа	0,01	Не более 0,06
ванадия	0,03	Не более 0,06
Зольность, % мас.	0,1	Не более 0,6



крекинг-остаток, а коксуемость первичного сырья выросла до 16%. Газойли стали направляться на гидрокрекинг, а бензин — на гидроочистку.

Основные фактические параметры технологического режима установки 21-10/3М в сравнении с проектными приведены в табл. 4.

Утяжеление состава сырья привело к изменению состава продуктов коксования. В 1998–2004 гг. выход светлых продуктов составлял 63–65%, кокса — 24–26%, в 2005–2007 гг. — соответственно 61 и 28–30%.

Все эти годы качество сырья (табл. 5) и продуктов (табл. 6) коксования соответствовало требованиям технических условий, разработанных ВНИПИнефтью и закрепленных ныне в действующих СТО на коксы электродные (табл. 7) и СТП на жирный газ, бензин, легкий и тяжелый газойли.

Объем выработки кокса на установке 21-10/3М замедленного коксования до и после ее реконструкции приведен на рисунке.

При эксплуатации реконструированной установки 21-10/3М выявлен ряд узких мест, который не позволил достичь проектной производительности — 1 млн. т/год (3000 т/сут.). Это обусловлено в первую очередь недостаточной эффективностью системы теплообмена для нагревания первичного сырья и соответственно повышенной по сравнению со значением по базовому проекту теплонапряженностью змеевиков печей. При расчете базового проекта не были учтены потери тепла в трансферных линиях между реакторами и ректификационной колонной, восполнить которые при нагревании вторичного сырья верхним циркуляционным орошением в теплообменниках при максимальной теплонапряженности печей оказалось невозможно.

В. С. Врублевский, Г. Я. Перевозская
ООО «ЛУКОЙЛ—Пермнефтеоргсинтез»,
Пермский филиал ОАО «ВНИПНефть»

Комплекс сооружений по предохранению р. Пыж от загрязнения нефтепродуктами

За длительный период эксплуатации нефтеперерабатывающих производств ПО «Пермнефтеоргсинтез» на территории промышленной площадки из-за утечек через неплотности стыков коммуникаций и оборудования в грунте накопились в значительном количестве нефтепродукты. В результате фильтрации через грунты они вместе с подземными водами стали попадать в малую р. Пыж, протекающую вдоль юго-западной границы предприятия. Эта река является левобережным притоком р. Мулянки, которая впадает в бассейн р. Камы. Питание р. Пыж преимущественно снеговое, доля талых вод в суммарном стоке достигает 60–70%. В зимнюю межень оно происходит за счет запасов подземных вод. В период летне-осенней межени суммарный сток состоит на 50–60% из поверхностного стока и на 50–40% из подземного.

Основными источниками загрязнения грунтов, поверхностных и грунтовых вод нефтепродуктами являются нефтеперерабатывающие установки и инженерные сети. По материалам отчетов режимных наблюдений Пермской изыскательной партии ВНИПНефть за 1987–1988 гг., слои нефтепродуктов наибольшей мощности сформировались в районах расположения установки АВТ-3 и каталитического риформинга, а также промышленных парков светлых нефтепродуктов.

Экологическая проблема загрязнения р. Пыж стала успешно решаться в рамках Программы мероприятий по сокращению выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду в ПО «Пермнефтеоргсинтез» в 1987–1992 гг., которая была согласована с Камским бассейновым управлением по регулированию использования и охране вод, главным санитарным врачом Пермской области и председателем Пермского облисполкома и утверждена Миннефтехимпромом СССР. В соответствии с этой программой был разработан проект комплекса мероприятий по предохранению р. Пыж от загрязнения нефтепродуктами с территории ПО «Пермнефтеоргсинтез». Разработку рабочего проекта в 1990 г. осуществлял генеральный проектировщик — ВНИПНефть (главный инженер проекта Г. В. Рубинштейн).

Для определения комплексов проектируемых мероприятий ВНИПНефть совместно с Южгипроводхоз в 1988 г. составили схему генерального плана, в котором рассмотрели несколько вариантов компоновки и конструкции защитных мероприятий и провели технико-экономическую оценку каждого из них. Наиболее целесообразным и экономически выгодным был признан вариант строительства закрытого трубчатого дренажа с откосным креплением дамбы из сборного железобетона (дрена укладывается под бетонным фар-

туком с применением полиэтиленовой пленки и фильтрационной обсыпки в виде призмы из щебня для дренажной трубы).

Согласно проекту, устраивается двухслойный фильтр из щебня крупностью 20–40 мм и крупнозернистого песка. По дну проложенной траншеи и ее борту, обращенному к реке, на песчаную подготовку толщиной 10 см последовательно укладываются защитный слой из нетканого синтетического материала дорнита и два слоя полиэтиленовой пленки марки Ва (ГОСТ 10354–82) толщиной 0,2 мм. Полиэтиленовая пленка сверху защищается дорнитом в один слой и засыпается обратной засыпкой из местного грунта, что должно предохранять р. Пыж от попадания нефтепродуктов при подъеме уровня грунтовых вод, так как полиэтиленовая пленка выполняет функции противофильтрационной завесы.

Затем траншея засыпается обсыпкой из щебня изверженных пород, в толще которой укладывается дренажный коллектор длиной 1 м из железобетонных колец диаметром 1000 мм. При отсутствии колец возможна их замена на железобетонную трубу Т 120–50–3 с перфорацией для пропускания воды и нефтепродуктов. Железобетонные кольца для приема дренажных вод укладывают с зазорами 20 мм на лекальные бетонные блоки, установленные по бетонной подготовке толщиной 10 см. Такая проектная конструкция



дренажа должна обеспечивать защиту р. Пыж от попадания в нее нефтепродуктов. Грунтовые воды, проходя под основанием противодиффузионной завесы, поступают в реку и продолжают ее подпитывать, не загрязняя, так как верхний слой вод вместе с пленкой нефтепродуктов отводится по дрены в приемные резервуары насосных станций и откачивается в резервуарный парк для очистки от нефтепродуктов.

Чтобы не допустить попадания в дрены речных паводковых вод и смешения их с нефтезагрязненными дренажными водами по проекту устраивается дамба обвалования. В местах расположения дамбы, в непосредственной близости к берегу, предусматривается крепление ее откоса сборными железобетонными плитами ПД 2–6 (размером 1,5×3 м, толщиной 0,18 м). Плиты укладываются рядами на песчаную подушку толщиной 1,4 м. Для ликвидации размыва вдоль дамбы предусматривается каменная наброска в виде зуба из рваного камня глубиной 1,5 м, шириной по основанию 1,5 м и заложением откосов высотой 2 м. Ширина гребня дамбы принята равной 12 м исходя из необходимости соответствия конструкции совмещенного поперечного сечения берегоукрепления и плановым размерам горизонтального закрытого дренажа с учетом производства строительных работ и устройства эксплуатационной дороги.

На основе проектных решений был спроектирован и поэтапно в 1987–1998 гг. построен комплекс сооружений вдоль правого берега р. Пыж в виде береговой защиты со специальной дренажной системой протяженностью 4010 м. В составе комплекса три отдельных участка, шесть насосных станций, оборудованных приемными резервуарами и сетью напорных трубопроводов длиной 7584 м для откачки уловленных

Год	Содержание нефтепродуктов в пробах*, мг/л	Объем откачки	
		дренажных вод защитного комплекса, м ³	смеси нефтеотходов, т
2002	0,69/0,34	1351985	9129
2003	0,51/0,40	1387950	7780
2004	0,40/0,30	1311500	6932
2005	0,53/0,30	1280300	6637
2006	0,20/0,19	1235100	6384
2007	0,19/0,17	1133332	5681

*В числителе — в пробах, отобранных выше насосной станции №1, в знаменателе — ниже насосной станции №6.

нефтезагрязненных вод в резервуарный парк на очистку.

Анализ фактически сложившейся ситуации по загрязнению р. Пыж, проведенный на основании инженерно-геологических и гидрогеологических изысканий в 1987–1988 гг., позволил дать оценку степени загрязнения. На специальных картах были нанесены границы и глубины загрязнения нефтепродуктами, установлен режим колебания уровня грунтовых вод, на поверхности которых плавает линза нефтепродуктов. С учетом данных карт, схемы перехвата нефтепродуктов и всех особенностей залегания грунтовых вод по берегу р. Пыж, прилегающей к территории нефтеперерабатывающих производств, проектом было предусмотрено и выполнено строительство трех различных по конструктивным решениям участков дренажа.

Участок № 1 протяженностью 880 м расположен вдоль юго-западной границы завода, в районе товарно-сырьевых парков, в верхней части р. Пыж. В траншее, заглубленную на 3–4 м в зависимости от отметок уровня грунтовых вод осенне-зимнего периода, уложены перфорированные железобетонные трубы диаметром 1000 мм. Приток около 100 м³/ч дренажных вод с нефтепродуктом откачивается насосной станцией № 1 в резервуарный парк, откуда после отстоя и перепуска уловленная смесь нефтеотходов направляется на повторную нефтепереработку.

Участок № 2 длиной 2115 м расположен вдоль южной границы промышленной площадки завода. Для обеспечения самосточного режима он разделен на четыре самостоятельных участка с отдельными водоприемными резервуарами и откачивающими насосными станциями № 2, 3, 4 и 5 производительностью 100 м³/ч каждая.

Участок № 3 протяженностью 1015 м расположен вдоль юго-западной границы территории существующих очистных сооружений предприятия, в нижней части р. Пыж. Приток в объеме 50 м³/ч дренажной воды откачивается насосной станцией № 6 на очистные сооружения.

Результаты постоянного контроля качества воды в р. Пыж, осуществляемого санитарно-гигиенической лабораторией, приведены в **таблице**.

Об эффективности защитного комплекса свидетельствует ежегодное улучшение качества воды в р. Пыж. ПДК не превышает установленной нормы — 0,3 мг/л, количество улавливаемого нефтепродукта сократилось на 40%. Многолетняя эксплуатация природоохранного комплекса защитных сооружений на р. Пыж оказала положительное влияние на экологическую обстановку в санитарной зоне предприятия и за ее пределами. На водной поверхности реки нет нефтяных пятен, по берегам растет буйная зелень. В последние годы в р. Пыж появилась рыба.

А. И. Ащепков, М. М. Королева, Е. Н. Забелинская

ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка», ОАО «ВНИПИНЕФТЬ»

Реконструкция установки АВТ-1 с получением неокисленных битумов в ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка»

Ухтинский НПЗ — один из старейших в отрасли и самый северный в стране нефтеперерабатывающий завод. За время своего существования (в 2009 г. завод отмечает 75-летие со дня основания) ему пришлось пережить годы Великой Отечественной войны, когда он снабжал ценными нефтепродуктами Волховский и Ленинградский фронты, послевоенное восстановление, масштабную модернизацию 1950-х годов и глубокий финансовый кризис 1990-х годов. Сегодня своим благополучием завод обязан нефтяной компании «ЛУКОЙЛ».

С вхождением в 1999 г. в состав компании Ухтинский НПЗ обрел «второе дыхание» и получил четкий перспективный план развития производства. Ежегодно предприятие перерабатывает около 4 млн. т нефти, производит более 350 тыс. т автомобильных бензинов, более 1 млн. т дизельного топлива, в том числе отвечающего требованиям европейского стандарта EN 590, около 1 млн. т котельного топлива, более 100 тыс. т битумов и ряд других нефтепродуктов.

Ухтинские дорожные битумы, вырабатываемые из нефти Ярегского нефтегазового месторождения Республики Коми, находят спрос не только в России, но и в ближнем и дальнем зарубежье и более 30 лет являются «визитной карточкой» ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка».

Согласно классификации БашНИИ НП, ярегская нефть по содержанию смол (до 20%), асфальтенов (до 3,5%) и парафинов (менее 0,5%) является наилучшим в России сырьем для производства дорожных битумов. В 1990-х годах экспортные поставки битумов осуществлялись в Литву, Латвию, Эстонию, на Украину для строительства особо ответственных участков дорог, в Казахстан — для строительства дорог новой столицы государства — Астаны, в Монголию — для строительства дорог международного аэропорта в Улан-Баторе. С использованием ухтинских дорожных битумов фирмой «Виртген» (Германия) построена автомагистраль Москва — аэропорт «Домодедово».

Ухтинские дорожные битумы благодаря соответствию их качества требованиям спецификаций самых развитых стран имеют стабильный экспортный потенциал в отличие от битумов других российских производителей. Надо заметить, что все приведенные выше примеры поставок ухтинских дорожных битумов за рубеж осуществляются на тендерной основе после тестирования в лабораториях зарубежных стран, включая Великобританию и Германию, где технологии дорожного строительства и сами дорожные покрытия соответствуют современным требованиям.

Дорожные битумы в ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка» производят по непре-

рывной технологии высокотемпературного окисления гудрона ярегской нефти. Несмотря на отмеченные преимущества, они все же обладают по сравнению с остаточными неокисленными битумами отдельными недостатками, присущими всем окисленным битумам, в первую очередь меньшей устойчивостью к процессам термоокислительного старения. Поэтому актуальна задача получения из ярегской нефти неокисленных дорожных битумов, отличающихся меньшей склонностью к старению.

Новую технологию получения в ООО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка» высококачественных дорожных битумов из остатков переработки ярегской нефти разрабатывает ОАО «ВНИПИНЕФТЬ». В основу технического решения, предлагаемого для осуществления поставленной цели, положен процесс глубоковакуумной перегонки мазута ярегской нефти с получением остатков, которые могут рассматриваться как дорожные битумы с высокими качественными показателями.

В рамках проекта проведены научные исследования остатков глубоковакуумной перегонки мазутов, наглядно продемонстрировавшие, что такие остатки уже можно рассматривать как высококачественные дорожные битумы, характеризующиеся высокими значениями пластичности и растяжимости при по-



ниженных температурах. Битумы обладают низкими значениями температуры хрупкости и по этому показателю не имеют аналогов среди битумов, вырабатываемых другими предприятиями, независимо от технологии их получения. Одним из главных преимуществ таких битумов является высокая устойчивость к процессам термоокислительного старения, что крайне важно для строительства долговечных асфальтобетонных покрытий на их основе.

Проведенные исследования можно рассматривать как первый шаг на пути создания битумной продукции нового уровня качества. Уже сейчас имеются научные заделы в направлении разработки новых технических приемов и технологий получения битумов более широкого ассортимента при сохранении высокого уровня качества. При внедрении разработанной и перспективных технологий будут решены вопросы не только повышения качественных показателей вырабатываемой битумной продукции, но и энергосбережения, экологической безопасности и повышения рентабельности битумного производства.

ОАО «ВНИПИнефть» в 2007 г. в соответствии с техническим заданием, утвержденным генеральным директором ОАО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка» Н. С. Дегтеревым, разработало базовый проект реконструкции установки ЭЛОУ—АВТ-1 ОАО «ЛУКОЙЛ—Ухтанефтепереработка» с целью увеличения ее производительности до 2 млн. т в год по сырью. Установка предназначена для поочередной переработки сырья двух видов: ярегской нефти и мазута легкой нефти с установки АТ-1, повышения отбора от потенциала вакуумной дизельной

фракции, вакуумного газойля, улучшения качества гудрона. При переработке ярегской нефти обеспечивается получение гудрона, соответствующего требованиям к марочным дорожным битумам высокого качества.

Технические решения проекта для получения высококачественных дорожных битумов из ярегской нефти основаны на экспериментальных исследованиях глубоковакуумной перегонки мазута этой нефти, выполненных в БашНИИ НП (г. Уфа). Исследования показали, что остаток глубоковакуумной перегонки мазута, выкипающий выше 525°C, представляет собой остаточный дорожный битум очень высокого качества. Битум полностью соответствует требованиям нормативно-технической документации на дорожные битумы марок БДУ 100/130 и БДУ 90/130, превосходя требования к их устойчивости к процессам термоокислительного старения и низкотемпературным свойствам. Это в первую очередь обусловлено уникальными свойствами перерабатываемой нефти и возможностью максимального извлечения заложенного в такой нефти потенциала применительно к качеству битумной продукции. Все исходные природные компоненты нефти присутствуют в составе битумов практически в неразрушенном состоянии, тем самым обеспечивая их высокие стабильность и качество.

Дальнейшие исследования БашНИИ НП более глубоких остатков — выкипающих >530°C показали, что получить прямогонные высококачественные дорожные битумы в чистом виде из этих остатков невозможно. Неокисленный дорожный битум из остатков >530°C может быть

получен только путем компаундирования.

При проектировании реконструкции установки ЭЛОУ—АВТ определены схема глубоковакуумной дистилляции ярегской нефти и мазута легкой нефти, а также режим работы вакуумной колонны с учетом свойств перерабатываемого сырья и требований к ассортименту и качеству получаемых продуктов.

Проект предусматривает:

- замену внутренних устройств колонны на регулярную насадку «Koch-Glitsch», обеспечивающую высокую четкость погоноразделения и минимальное гидравлическое сопротивление;

- установку новой печи с возможностью нагрева сырья двух видов: ярегской нефти и мазута легкой нефти;

- замену теплообменников, сырьевых и продуктовых насосов;

- установку дополнительного трехступенчатого потока электрообессоливания;

- замену существующей вакуумсоздающей системы на парожеткаторную трехступенчатую.

Принятые в проекте технические решения позволят увеличить объем производства высококачественных прямогонных дорожных битумов до 300 тыс. т/год при переработке 2 млн. т/год ярегской нефти и снизить энергозатраты работы установки, так как процесс ведется по одноклонной схеме путем вакуумной дистилляции нефти.

Уникальность технологии разработанного процесса производства битума из ярегской нефти состоит в достижении такого высокого качества получаемых неокисленных дорожных битумов, которое в России и странах СНГ практически нигде более не достигается.

В. Н. Семенов
ОАО «ВНИПИнефть»

Газохимический комплекс по переработке углеводородного сырья Северного Каспия

В 90-е годы прошлого столетия на севере Каспийского моря ОАО «ЛУКОЙЛ» была открыта новая нефтегазовая провинция со значительными запасами природного газа, газового конденсата и нефти. В связи с этим перед компанией встала задача эффективного использования значительных ресурсов этана, ШФЛУ и газового конденсата, прежде всего как сырья для нового крупного газохимического комплекса. Формирование такого комплекса имеет важное значение не только для ОАО «ЛУКОЙЛ», но и для России в целом, поскольку объемы производства в стране нефтехимических продуктов, прежде всего пластмасс, не обеспечивают растущие потребности внутреннего рынка. По прогнозу, к 2020 г. потребление основных нефтехимических продуктов в России по сравнению с современным уровнем увеличится: полиэтилена — в 2,3 раза, полипропилена — в 2,7 раза, полистирола — в 2,2 раза, поливинилхлорида — в 3,4 раза, моноэтиленгликоля — в 3,6 раза.

Группа российских и иностранных компаний: ОАО «ВНИПИнефть» (генеральный подрядчик), «КВС», «ЕРС», «Nexant» (Великобритания) и «Кортес» (Россия) приняла совместное участие в проводимом ЗАО «ЛУКОЙЛ—Нефтехим» тендере на выполнение обоснования инвестиций комплекса производства этилена и его производных на базе углеводородного сырья Северного Каспия и выиграла его.

Согласно выданному Заказчиком техническому заданию, необходимо было:

- провести маркетинговые исследования мирового и российского рынков потребности в нефтегазохимических продуктах;
- проанализировать и выбрать оптимальный вариант производств, входящих в состав комплекса;
- проанализировать три предложенные Заказчиком площадки для размещения комплекса и выбрать наиболее предпочтительную из них по экономическим, природоохранным и другим показателям;
- провести анализ фирм—лицензиаров процессов для производств, входящих в состав комплекса, и обосновать выбор наиболее предпочтительных из них;
- обосновать инвестиции на основании итогов проведенных исследований.

В результате исследований 30 различных вариантов технологической схемы комплекса с учетом наилучших интегральных показателей эффективности инвестиций в его состав были включены производства этилена (600 тыс. т/год) и его производных: полиэтилена высокой плотности (435 тыс. т/год), полипропилена (250 тыс. т/год) и моноэтиленгликоля (200 тыс. т/год).

На втором этапе обоснования инвестиций ЗАО «ЛУКОЙЛ—Нефтехим» было предложено с целью увеличения номенклатуры товарной продукции включить в состав комплекса производство

полиэтилена низкой плотности (ПЭНП), уменьшив соответственно мощности производств полиэтилена высокой плотности (ПЭВП), полипропилена (ПП) и моноэтиленгликоля (МЭГ).

Для производств комплекса рекомендованы самые современные технологии, которые обеспечат успешное решение экологических проблем

Проведенными маркетинговыми исследованиями было подтверждено, что принятый состав комплекса полностью адаптирован к рынку с учетом динамики его развития. До 98% производимой продукции будет реализовано на внутреннем рынке. Стратегия реализации некоторых продуктов (ПП, ПЭНП) предусматривает возможность при благоприятной ценовой конъюнктуре сохранять позиции на традиционных экспортных рынках или выходить на новые зарубежные рынки.

Ниже приведены рассчитанные на втором этапе обоснования инвестиций технико-экономические показатели комплекса и интегральные показатели эффективности инвестиций:

Объем производства основных видов продукции, тыс. т/год	
ПЭВП.....	300
ПЭНП.....	200
ПП.....	160
МЭГ.....	180
Стоимость строительства (без НДС), млн. дол.	2691,4
Стоимость товарной продукции,	
млн. дол./год.....	1506,5*



Затраты на производство, млн. дол./год.....	710,4
в том числе амортизационные отчисления.....	189,7
Эксплуатационный штат (дополнительный), чел.	1613
Валовая прибыль, млн. дол./год.....	796,1*
Чистая прибыль, млн. дол./год.....	559,1*
Чистый дисконтированный доход NPV (при ставке дисконта 15%), млн. дол.	588
Внутренняя норма рентабельности IRR, %	19,1
Срок окупаемости инвестиционных затрат по дисконтированному потоку с начала эксплуатации, лет.....	11

*Уровень 2015 г.

Приведенный уровень показателей эффективности ин-

вестиций следует признать достаточно высоким для принятия решения о начале строительства комплекса, тем более учитывая, что Заказчик в целях снижения факторов риска и повышения надежности при принятии инвестиционных решений выдал в качестве исходных данных весьма высокие оценки стоимости сырья.

Нами рекомендовано и Заказчиком одобрено размещение комплекса в г. Буденновске Ставропольского края. Большое преимущество такого размещения по сравнению с размещением в ОАО «Каустик» в г. Волгограде — это возможность значительной интеграции с ООО «Ставролен» благодаря использованию имеющихся свободных площадей складов, зданий и сооружений, а также существующих резервуаров и сливно-наливных эстакад.

Предусмотрено расширение, а не новое строительство следующих объектов: азотно-кислородной станции с парком реципиентов; воздушной компрессорной; промышленной котельной с химводоподготовкой; административного корпуса; ремонтно-механического цеха; газоспасательной станции.

Кроме того, предусмотрено расширить внутренние железные дороги и организовать второй железнодорожный въезд на заводскую территорию, что позволит поставлять и вывозить цистерны с легковоспламеняющимися жидкостями, минуя г. Буденновск.

Благодаря перечисленным мероприятиям затраты на строительство были значительно сокращены.

Обоснование инвестиций проводилось в постоянном контакте с персоналом ООО «Ставролен». В результате сделан вывод, что его опыт и уровень знаний позволяют успешно управлять новыми производствами при незначительном увеличении штата.

С вводом комплекса в строй действующих увеличатся отчисления в бюджет города на социальные нужды.

Тесное взаимодействие ОАО «ВНИПИнефть» с ЗАО «ЛУКОЙЛ—Нефтехим» и ООО «Ставролен» позволило его специалистам уже на ранней стадии проектирования понять проблемы, связанные с интеграцией комплекса в действующие производства. Эти проблемы институт сможет успешно решить в случае, если ему будет доверена разработка стадии «Проектная документация».

Несмотря на объективные трудности, обоснование инвестиций закончено и передано Заказчику в согласованные сроки. Все специалисты института и субподрядных организаций работали как единая команда.



Ю. Н. Шебеко, В. Л. Карпов, М. И. Тигашов
ФГУ «ВНИИПО» МЧС России, ОАО «ВНИПинефть»

Обеспечение пожарной безопасности предприятий при проектировании

Основной спецификой нефтегазовой отрасли являются большая вероятность возникновения пожаров на ее объектах в тех или иных аварийных ситуациях вследствие чрезвычайно высокой пожароопасности нефти и газа, а также значительная скорость распространения пожара по территории нефтегазодобывающего предприятия.

Концентрация на относительно небольшой площади огромных количеств пожаровзрывоопасных веществ обуславливает возможность крупных пожаров и взрывов с катастрофическими последствиями, приводящими к значительным экономическим потерям, загрязнению окружающей среды и, что наиболее существенно, к многочисленным человеческим жертвам.

Логика развития современного производства такова, что новые технологии, как правило, оказываются более пожароопасными. Высокая энергонасыщенность современных объектов, постоянная интенсификация технологических процессов, убыстряющаяся смена технологий, внедрение принципиально новых решений крайне усложняют проблему обеспечения пожарной безопасности, так как не позволяют при ее решении опираться только на существующую нормативную базу. Для решения проблемы построения безопасных технологических систем

зачастую требуется поиск новых подходов.

Решение названной проблемы возможно путем разработки специальных технических условий (СТУ), которые должны содержать требования пожарной безопасности, дополнительные к установленным нормативными документами, отражать специфику противопожарной защиты конкретного объекта, а также содержать комплекс необходимых инженерно-технических и организационных мероприятий по обеспечению пожарной безопасности.

Разработку СТУ регламентирует ряд нормативных документов, в частности:

- пункт 2 статьи 78 Федерального закона «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» — для зданий, сооружений и строений, для которых нормативные требования пожарной безопасности отсутствуют;

- пункт 5 Положения о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденного постановлением № 87 Правительства Российской Федерации от 16 февраля 2008 г. — для разработки проектной документации на объект капитального строительства в случае, когда требований к его надежности и безопасности, установленных нормативными техническими документами, недостаточно или

когда такие требования не установлены;

- пункт 1.5 СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» — для зданий, на которые отсутствуют противопожарные нормы, зданий класса функциональной пожарной опасности Ф1.3 высотой более 75 м, зданий других классов функциональной пожарной опасности высотой более 50 м, зданий с числом подземных этажей более одного, а также для особо сложных и уникальных зданий.

Таким образом, разработка СТУ является не только технической необходимостью, но и нормативно (законодательно) установленным требованием.

В соответствии с пунктом 5 упомянутого выше Положения Министерством регионального развития Российской Федерации установлен следующий порядок разработки и согласования СТУ.

- Разработка СТУ проводится в соответствии с техническим заданием заказчика (инвестора) проектной организацией, научно-исследовательской или другой организацией, обладающей научно-техническим потенциалом и опытом практической работы в соответствующей области.

- Разработке СТУ должны предшествовать определение принципиальных технических решений объекта (включая объемно-планировочные и кон-



структурные решения, применяемые материалы и изделия), а также анализ имеющейся нормативной базы в отношении конкретного объекта, который служит основой для выработки недостающих нормативных положений или разработки отсутствующих норм по определенным направлениям. Принципиальные технические решения могут быть определены применительно к объекту в целом, его частям или отдельным видам конструкций или инженерных систем.

- **СТУ должны содержать:** детальное обоснование необходимости их разработки; недостающие нормативные требования для конкретного объекта, излагаемые в соответствии со структурой действующих технических норм в данной области; перечень вынужденных отступлений от требований действующих технических нормативных документов, содержащий обоснование их необходимости и мероприятия, компенсирующие эти отступления.

- **В состав СТУ** допускается включение положений, содержащих отступления от действующих норм, при условии обоснования необходимости таких отступлений и разработки нормативных положений, компенсирующих эти отступления. Аналогично должны быть обоснованы требования, дополнительные к установленным в действующих технических нормативных документах.

- **Структура СТУ** определяется на стадии составления технического задания на их разработку. Как правило, она должна соответствовать структуре действующих технических норм в данной области.

- **Технические требования** в составе СТУ должны быть конкретными и допускать возможность их контроля в установленном порядке.

Нормы, содержащие технические требования на проектирование и строительство объектов в части обеспечения пожарной безопасности, должны иметь положительное заключение МЧС России.

Департамент надзорной деятельности МЧС России при рассмотрении СТУ анализирует: пожарную опасность объекта; эффективность и приоритетность мероприятий по обеспечению безопасности людей при пожаре; возможность спасения людей; эффективность мероприятий, направленных на предотвращение и ограничение распространения пожара; возможность доступа пожарных подразделений к очагу пожара и подачи средств пожаротушения с учетом расположения и технического оснащения пожарных подразделений.

При анализе пожарной опасности объекта и оценки эффективности противопожарных мероприятий могут использоваться расчетные сценарии развития пожара, распространения опасных факторов пожара и эвакуации людей, а также методы оценки пожарного риска.

Пожарную безопасность промышленных предприятий, в частности объектов нефтегазового комплекса, следует рассматривать в рамках общей стратегии, направленной на безаварийную работу технологического оборудования. В случае возникновения аварии необхо-

димо исключить или не допустить опасного воздействия поражающих факторов на людей, окружающую среду и технологическое оборудование.

Основными принципами разработки СТУ являются:

- обеспечение пожарной безопасности технологического процесса в соответствии с принципами, изложенными в ГОСТ Р 12.3.047–98;

- использование современных технических решений, систем предупреждения пожара, противопожарной защиты, а также проведение организационно-технических противопожарных мероприятий на основе системного подхода, предложенного в ГОСТ 12.1.004, с учетом современного состояния и достижений пожарной науки;

- обеспечение пожарного риска для работников объекта и населения, не превышающего предельно допустимого;

- применение научно обоснованных решений, отражающих специфику противопожарной защиты конкретного объекта, и использование накопленного опыта по обеспечению пожарной безопасности предприятий подобного назначения.

Перечисленные принципы позволяют максимально гибко подходить к обеспечению требуемого уровня пожарной безопасности объектов нефтегазового комплекса, сочетая в себе четкие и достаточно жесткие критерии безопасности с относительно большой свободой выбора путей их осуществления, что позволяет применять эффективные и экономически обоснованные решения.

А. Ш. Бикмурзин, Н. Г. Колесова

ОАО «Нижнекамскнефтехим», ОАО «ВНИПИнефть»

Реконструкция этиленового производства ЭП-450 в ОАО «Нижнекамскнефтехим»

Этиленовое производство в г. Нижнекамске введено в эксплуатацию в 1976 г. Проект выполнен в основном инженеринговой фирмой «ТЕК» (Япония) с использованием лицензии фирмы «Lummus». ВНИПИнефть принимал участие в приемке базового проекта и разработке при детальном проектировании отдельных разделов.

За время эксплуатации производства институт постоянно участвовал в проектах по усовершенствованию отдельных узлов производства и замене оборудования.

В конце 1990-х годов ОАО «Нижнекамскнефтехим» приняло решение о строительстве производств полиолефинов на основе этилена и пропилена собственного производства. Для этого потребовалось увеличить мощность существующего этиленового производства.

Год реконструкции	Объем выработки, тыс. т/год	
	этилена	пропилена
2001	435	201
2002	448	198
2003	445	197,5
2004	450	199
2005	465	203
2006	480,7	212,6
2007	511	260

Основными задачами проводимой в настоящее время реконструкции этиленового комплекса

являются повышение производительности и эффективности работы, улучшение экологической обстановки, внедрение энергосберегающих технологий.

В 2002 г. фирма «Lummus» выполнила базовый проект реконструкции производства с достижением мощности по этилену 600 тыс. т/год. На основании этого проекта ОАО «ВНИПИнефть» разрабатывает детальный проект реконструкции.

Проектирование и строительство осуществляются поэтапно с расчетом на реализацию проекта в периоды текущих капитальных ремонтов. В 2001—2007 гг. при остановках производства на капитальные ремонты были проведены: замена старых печей на новые высокоселективные печи фирмы «Lummus»; замена внутренних устройств колонн; реконструкция компрессоров/турбин; замена оборудования современным большей мощности. В результате этих мероприятий объем выработки основных продуктов — этилена и пропилена с каждым годом возрастал (см. таблицу).

Ниже приведены основные технико-экономические показатели (стоимостные — в ценах 2004 г.) проекта по реконструкции и модернизации этиленового комплекса ЭП-450:

Инвестиционные затраты без НДС, млн. руб.6714
капитальные вложения.....6493

чистый оборотный капитал (прирост).....221
Стоимость*, млн. руб.
прироста годового выпуска продукции на этиленовой установке3353,5
дополнительных годовых затрат на производство продукции на этиленовой установке.....2576,2
материальные затраты.....1872,3
амортизация.....584,4
Интегральные показатели^{2*}
эффективности проекта
чистая текущая стоимость, млрд. руб.1,99
внутренняя норма прибыли/доходности, %.....20,5
срок окупаемости инвестиционных затрат (без учета дисконтирования), лет.....7,1

* На 10-й год с начала реконструкции и модернизации.

^{2*} Приведены для уровня капитальных вложений, направленных на обеспечение прироста производительности этиленовой установки.

Работы по реконструкции продолжаются.

В ОАО «Нижнекамскнефтехим» благодаря наращиванию выпуска продукции построено и запущено в эксплуатацию в 2006 г. производство полипропилена, завершается строительство производства полиэтилена.



В. С. Щербель
ОАО «ВНИПИнефть»

Проект «Сахалин-1»

Проект «Сахалин-1» предусматривал строительство крупного комплекса по добыче, подготовке и транспортировке нефти (12 млн. т/год) и газа (22 млн. м³/сут.) на северо-западной части о. Сахалин в районе месторождений Чайво и Одопту.

Для реализации проекта в соответствии с соглашением о разделе продукции был создан консорциум, состоящий из компаний «Еххон Мобил» (США), «Sodenco» (Япония), «Роснефть» (Россия) и «ONGC» (Индия). Оператором проекта являлась компания «Еххон Мобил» (США).

ОАО «ВНИПИнефть» выполнило проектные работы (детальное проектирование) береговых сооружений по подготовке нефти и газа, включая сепарацию, стабилизацию и закачку в трубопроводы нефти и газа.

Первый этап проекта предусматривал экспорт нефти в 2006 г. Извлекаемый попутный нефтяной газ подлежал закачке обратно в пласт. Вторым этапом проекта было намечено строительство газового комплекса.

На выбор ОАО «ВНИПИнефть» в качестве разработчика рабочей документации береговых сооружений повлияли следующие факторы:

- многолетний опыт работы с ведущими мировыми компаниями в области нефтепереработки;
- высокая квалификация персонала;
- закончившееся к началу проекта техническое и организационное переоснащение института, обеспечившее высокий уровень компьютеризации с вне-

дрением передовых программных средств;

- наличие системы качества;
- владение методиками определения трудозатрат, формами отчетности за ходом выполнения работ, определения физического прогресса и эффективности выполнения работ на базе программы «Primavera».

Наличию многих из перечисленных факторов у ОАО «ВНИПИнефть» способствовала компания «ABB Lummus Global» (США), которая является совладельцем части его акций.

Выполнению проектных работ предшествовало составление специальных технических условий (СТУ) на проектирование. Этот документ по сути являлся основной нормативной базой для выполнения проекта как для российских проектных организаций, так и для инофирм. В СТУ были сконцентрированы требования российских норм и правил по промышленной безопасности, экологии, охране здоровья и природы.

Компании «Еххон Мобил» и «ABB Lummus Global» внесли в них после рассмотрения дополнения, отражающие требования западных стандартов и опыт компании «Еххон Мобил». Окончательная редакция СТУ была рассмотрена и одобрена российскими надзорными органами.

Основным подрядчиком проектных работ берегового комплекса была выбрана компания «ABB Lummus Global». В 2001 г. по контракту с этой компанией ОАО «ВНИПИнефть» приняло участие в проекте. Специалисты института первоначально консультировали иностранных специалистов, разрабатывающих предварительную стадию проекта, а в дальнейшем приступили к детальному проектированию.

По требованию Заказчика разработка проекта осуществлялась с применением системы трехмерного проектирования PDMS. Несмотря на то, что ОАО «ВНИПИнефть» к началу участия в проекте уже провело определен-





ную работу по внедрению этой системы и выполнило небольшие демонстрационные проекты, опыт его работы с использованием PDMS был еще недостаточен для полномасштабного участия в данном проекте. В связи с этим компаниями «Exxon Mobil» и «ABB Lummus Global» было принято решение об обучении специалистов института работе с этой системой в офисе компании «ABB Lummus Global» в Хьюстоне (США).

В Хьюстон были направлены 35 инженеров, обучающихся PDMS и участвующих в разработке проекта на начальной стадии, а также менеджеры проекта вместе с ведущими специалистами практически по всем дисциплинам для более глубокого изучения концептуальных решений, технических спецификаций и требований компании «Exxon Mobil». Кроме того, специалисты приняли участие в разработке проекта на его начальной стадии, в том числе в разработке электронной модели в PDMS. К концу 2002 г. был осуществлен

окончательный перевод проектных работ в Москву, в офис ОАО «ВНИПИнефть».

Одним из требований Заказчика было проведение проектных работ в ОАО «ВНИПИнефть» силами комплексной бригады из специалистов как института, так и компаний «Exxon Mobil» и «ABB Lummus Global». Размещение специалистов на одной территории, их постоянный контакт друг с другом способствовали созданию единой команды, которая была нацелена на успешное выполнение работы.

Учитывая, что для разработки крупных проектов западные компании используют именно такой «командный» метод, руководство ОАО «ВНИПИнефть» создало все условия для успешной и комфортной работы совместной бригады. Было выделено отдельное, достаточное по площади здание, бригада была оснащена новой оргтехникой. В пике максимальной загрузки в разработке проекта со стороны ОАО «ВНИПИнефть» принимало участие до 170 специалистов, а со стороны «Exxon

Mobil» и «ABB Lummus Global» — до 100.

Работа интегрированной бригады дала возможность специалистам ОАО «ВНИПИнефть» научиться работать параллельно с получением исходных данных, постоянно корректируя разрабатываемую документацию по мере поступления недостающих данных, работать по заданиям, получаемым не на бумажных носителях, а в электронном виде через общую базу обмена информацией iDoc's, перерабатывать и оперативно разрабатывать дополнительные элементы системы качества применительно к данному проекту, перенимать опыт иностранных специалистов, понимать и выполнять проектные требования Заказчика.

Четкое документальное фиксирование всех этапов работы, регулярные совещания руководства проекта с участием Заказчика и ведущих специалистов по дисциплинам, правильное ведение отчетности по ходу выполнения проекта обеспечили качественное выполнение работы в обозначенные Заказчиком сроки.

Специалисты ОАО «ВНИПИнефть» принимали также участие в контроле за изготовлением оборудования на машиностроительных заводах и в его конечной приемке перед отгрузкой на площадку строительства.

Опыт, приобретенный при работе по проекту «Сахалин-1», бесценен. Но не менее важно и то, что показала совместная работа с иностранными специалистами: российские проектировщики по своему профессиональному уровню не уступают иностранным, а иногда и превосходят их. Это находит подтверждение и в работе по другим проектам.



А. Н. Харламов
ОАО «ВНИПИнефть»

Обустройство Ванкорской группы месторождений

К проектированию комплекса сооружений по подготовке нефти Ванкорского месторождения ОАО «ВНИПИнефть» приступило в середине 2006 г. Этот проект сразу же стал одним из наиболее приоритетных в институте, что не удивительно: Ванкорское месторождение является одним из наиболее перспективных из всех разведанных в Западной Сибири, его мощность составляет 22,5 млн. т нефти в год. Именно ванкорская нефть будет одной из основных для доставки по транссибирскому магистральному трубопроводу в регионы российского Дальнего Востока и далее на экспорт в Китай.

Строительство и ввод в эксплуатацию этого трубопровода является важнейшей народнохозяйственной задачей нефтедобывающей отрасли, о чем свидетельствует и факт прямого участия в выборе его трассы в районе оз. Байкал тогдашнего президента страны В.В. Путина.

Важность и значение ввода в действие Ванкорского месторождения трудно переоценить. ОАО «Роснефть», которому принадлежит это месторождение, к выполнению проектных и частично других инжиниринговых работ привлекло одну из крупнейших западных фирм, работающих в нефтяной отрасли, — канадскую компанию «SNS LAVALIN», точнее ее английское отделение, расположенное в пригороде Лондона, в г. Кройдоне. Однако было очевидно, что иностранной инжиниринговой компании без участия российской проектной организации будет сложно осуще-

ствить проектирование с учетом требований российских норм и специфических климатических условий. Поэтому компания сразу же занялась выбором российского партнера, с которым можно было бы начать и успешно осуществлять порученную работу. В качестве такого партнера по результатам аудита ряда российских проектных организаций было выбрано ОАО «ВНИПИнефть».

ВНИПИнефть, являющийся головным, своего рода «патриархом», среди проектных организаций отрасли, активно участвовал и участвует в разработке нормативной базы проектирования, имеет огромный опыт совместного проектирования с крупнейшими западными инжиниринговыми компаниями и, что особенно ценно, к моменту начала работ по Ванкору весьма успешно закончил работу по сходному проекту — береговым сооружениям подготовки нефти и газа для проекта «Сахалин-1» (месторождение Чайво), получив блестящие отзывы от оператора проекта — компании «Еххон Mobil».

Для работы была создана группа управления проектом в составе английских и российских менеджеров, задачами которой стали организация процесса проектирования, создание нормативной базы, контроль за ходом работ и соблюдением достаточно жесткого графика, установленного Заказчиком.

В сформированную из российских и английских специалистов по всем разделам проекта единую команду влились специалисты

ВНИПИнефть, которые участвовали в разработке проекта «Сахалин-1» и приобрели на этом проекте неоценимый опыт совместной параллельной работы с целым консорциумом западных компаний.

Конечно не обошлось и без сложностей. Так, в связи с необходимостью неукоснительного соблюдения российских норм по технике безопасности и охране окружающей среды, в ряде случаев более жестких, чем аналогичные западные нормы, российским инженерам пришлось проявить определенную требовательность и бескомпромиссность при рассмотрении проектных решений, предлагаемых английскими коллегами.

Для учета суровых климатических условий строительства площадки, осуществляемого в зоне вечной мерзлоты, необходимо было принять инженерные решения, обеспечивающие сохранность вечномерзлого грунта, исключение возможности его растепления и потери несущих свойств. Учитывались и другие особенности климата, в частности минимальная температура, равная -60°C .

В связи с удаленностью площадки от предприятий стройиндустрии, отсутствием инфраструктуры, осуществлением строительства в суровых климатических условиях было принято решение о минимизации строительно-монтажных работ на площадке с использованием комплектно-блочного метода строительства. Согласно этому методу, блоки, изготовленные в заводских усло-

виях, доставляются на площадку в собранном виде. Их габариты и максимальный вес необходимо было принимать с учетом условий доставки. Ведь из-за отсутствия постоянных транспортных связей с «большой землей» перевозка блоков от водных путей и железнодорожных магистралей до площадки строительства возможна была только по зимнику.

Все это требовало принятия нестандартных проектных решений.

Еще одна сложность состояла в том, что жесткий график строительства требовал выполнения на площадке в первую очередь работ «нулевого цикла», хотя еще не был сделан окончательный выбор поставщиков основного технологического оборудования, отсутствовали полные исходные данные для разработки чертежей этого оборудования, не до конца были решены и вопросы его компоновки. Потребовался весь опыт как английских коллег, так и наших инженеров, чтобы найти наиболее оптимальные решения этих вопросов, не задерживая начала выполнения строительных работ.

Большую помощь в работе оказало использование трехмерной модели, выполненной в системе PDMS. Это позволило параллельно вести проектирование во всех разделах комплексно, увязывая между собой проектные решения, принимаемые в смежных разделах, что свело к минимуму ошибки и несоответствия между этими разделами.

Кроме того, трехмерная модель позволила принимать наиболее оптимальные инженерные решения, поскольку в ней наглядно видно, какой из вариантов является предпочтительным. Ну и, конечно, использование трехмерной модели кроме повышения качества проектной документации обеспечило существенное сокращение сроков проектирования. Так, работа по выполнению изометрических чертежей трубопроводов, на которую традиционными методами затрачивается много месяцев, при использовании трехмерной модели осуществляется почти автоматически.

В общем, разрабатывать различные разделы проекта одно-

временно в Москве и Кройдоне без использования трехмерной модели, с помощью которой проектировщики в любом офисе могли видеть в режиме online одну и ту же «картинку», было бы крайне трудно.

Следует, однако, отметить, что дирекция строительства, центральный офис компании и генеральная проектная организация — НТЦ ОАО «Роснефть» (г. Краснодар) не были готовы к использованию трехмерной модели, что осложняло их оперативное участие в обсуждении предлагаемых проектных вариантов и принятии по ним окончательных решений. Подрядчики строительно-монтажных работ также ведут строительство на основании традиционно выполненных плоскостных чертежей, не используя трехмерной модель. Это, конечно, значительно снизило эффективность ее применения.

Несмотря на все сложности как технического, так и организационного характера, проект комплекса подготовки нефти Ванкорского месторождения завершается успешно, что является заслугой всех его участников.





Д. В. Бедарев,
генеральный директор
ЗАО «РНПК»



А. Ф. Вайсман,
технический директор
ОАО «ТАНЕКО»



В. Ю. Жуков,
генеральный директор
ООО «ЛУКОЙЛ —
Пермнефтеоргсинтез»



Е. Н. Забелинская,
заместитель технического
директора
по технологическим
вопросам
ОАО «ВНИПИнефть»



В. М. Капустин,
генеральный директор
ОАО «ВНИПИнефть»,
доктор технических наук,
профессор, заведующий
кафедрой технологии
переработки нефти РГУ нефти
и газа им. И. М. Губкина



И. С. Карякина,
директор по персоналу
и административному
управлению
ОАО «ВНИПИнефть»



А. И. Луговской,
руководитель группы
департамента технологии
переработки и топлив
ОАО «ТНК—ВР Менеджмент»



В. Н. Семенов,
руководитель проекта
ОАО «ВНИПИнефть»



В. Г. Соловкин,
менеджер по оптимизации
ОАО «ТНК—ВР Менеджмент»



Н. М. Цветкова,
главный специалист
технологического отдела
ОАО «ВНИПИнефть»



В. М. Шуверов,
технический директор
ОАО «ВНИПИнефть»,
кандидат технических наук,
заслуженный изобретатель РФ,
лауреат премии Правительства
РФ по науке и технике, лауреат
Золотой медали им.
М. В. Ломоносова Международной
экологической академии



В. С. Щербель,
заместитель
коммерческого директора
ОАО «ВНИПИнефть»



Л. Т. Юшинский,
руководитель сектора
экономических
исследований
ОАО «ВНИПИнефть»



В. И. Якунин,
главный инженер
ООО «ЛУКОЙЛ —
Пермнефтеоргсинтез»



*Поздравляем с 80-летним юбилеем
коллектив ВНИПИнефть –
старейшего проектного института
нефтегазового комплекса России!*

Коллектив компании “Кох-Глитч”