ТЕНДЕНЦИИ ТОПЛИВНОГО РЫНКА

КАТАЛИЗАТОРЫ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В БУРЕНИИ

10 лет

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

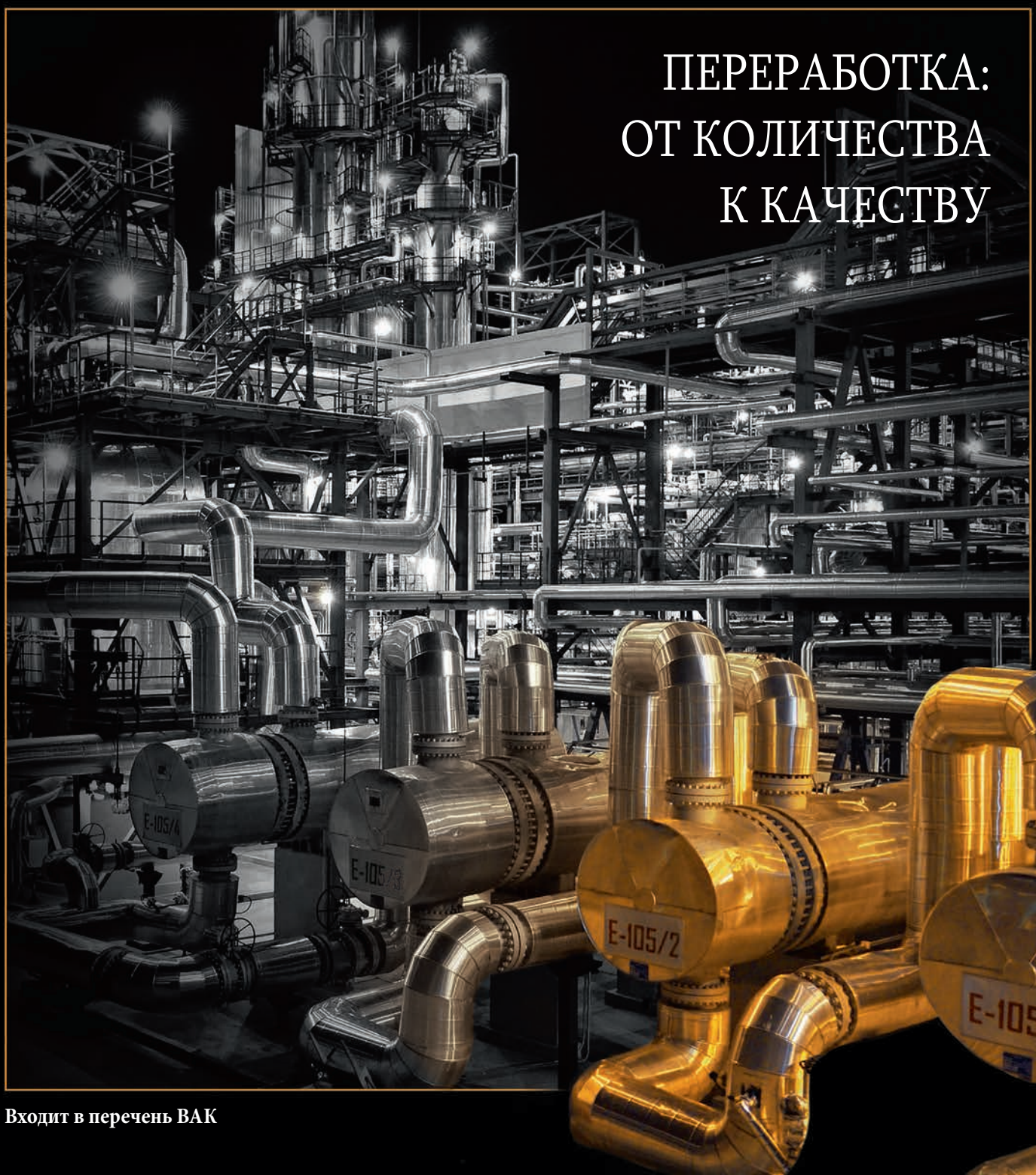
Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

[9] 2017

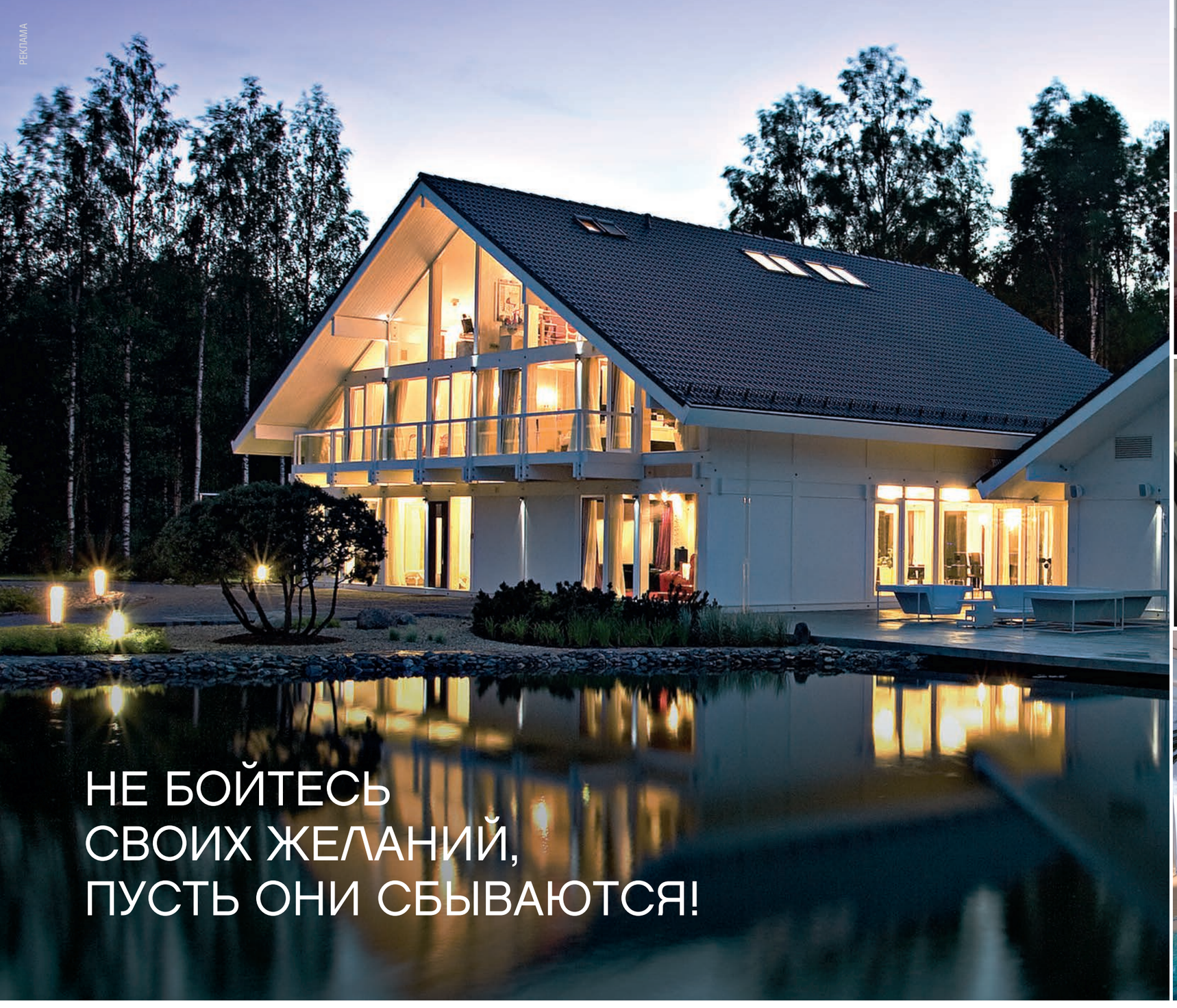
ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ПЕРЕРАБОТКА: ОТ КОЛИЧЕСТВА К КАЧЕСТВУ

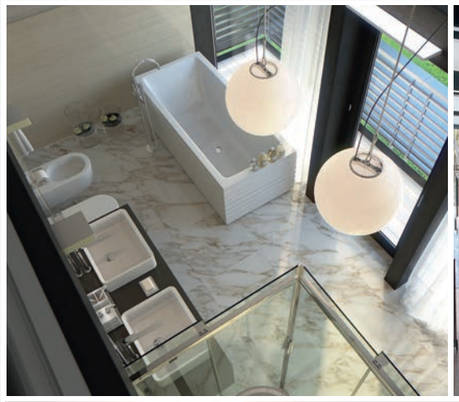


Входит в перечень ВАК

РЕКЛАМА



НЕ БОЙТЕСЬ СВОИХ ЖЕЛАНИЙ, ПУСТЬ ОНИ СБЫВАЮТСЯ!



OSKO VILLAGE

Элитный коттеджный поселок

- **Клубный** закрытый поселок
- Близко от города: **5 км** до КАД, **25 мин** до «Лахта центра»
- Круглосуточная **охрана**: 3 поста, 102 камеры, обход территории каждые 30 минут
- СПА, тренажерный зал, ресторан
- **Все коммуникации подключены**: газ, вода, электричество, канализация
- 13 участков **с собственным прудом**
- **Дома с полной отделкой, готовы к заселению**

+ 7 921 945 1144

www.osko-village.ru

СОДЕРЖАНИЕ

Высокотехнологичный мир новой формации

6

От количества к качеству

12

Тенденции на топливном рынке

18

Глубокая переработка нефтяных остатков

22

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Высокотехнологичный мир новой формации 6

Фундамент для Амурского ГПЗ 8

События 10

ПЕРВАЯ СТРОЧКА

От количества к качеству 12

РЫНОК

Тенденции на топливном рынке 18

Глубокая переработка нефтяных остатков: варианты и тенденции 22

ЭКОЛОГИЯ

Экологический проект федерального значения в Омске 26

Безопасная утилизация нефтяных отходов 30

Диагностика загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящими через газопылевые выбросы 34

МАЛОТОННАЖНАЯ ХИМИЯ

Катализаторы в нефтепереработке 40

Дизельные топлива ЕВРО с присадками 46

АВТОМАТИЗАЦИЯ

Окружающая среда под автоматизированным контролем 50

Включение в ГИС ТЭК 54

Катализаторы в нефтепереработке

40

Дизельные топлива ЕВРО с присадками

46

Проектное управление в бурении

82

Наилучшие доступные технологии

86

ОБОРУДОВАНИЕ

Новые конструкции торцевых уплотнений для валов центробежных насосов нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств 56

Технологические установки первичной переработки 62

Россия в заголовках 65

Энергетическое машиностроение нового поколения 66

Хронограф 69

НЕФТЬ-СЕРВИС. Надежное оборудование, проверенное временем 70

ЭНЕРГАЗ – 10 лет в ТЭК 72

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Противопожарная защита РВС 78

БУРЕНИЕ

Проектное управление в бурении 82

Календарь событий 85

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Наилучшие доступные технологии 86

СТРОИТЕЛЬСТВО НГК

Метанол газовым промыслам! 94

ОТДЫХ

Путешествие в мечту на круизном теплоходе «Князь Владимир» 96

Нефтегаз life 98

Классификатор 100

Цитаты 104

ЭПОХИ НГК

272 года назад

В 1745 году братьями Чумеловыми был основан первый российский нефтеперерабатывающий завод на реке Ухта. Завод производил осветительный керосин и смазочные масла.

153 года назад

В 1864 году впервые в России стала фонтанировать скважина, пробуренная в Краснодарском крае.

152 года назад

В 1865 году в Москве построен первый завод по производству светильного газа.

141 год назад

В 1876 году в СССР началась коммерческая добыча нефти на Челекенском полуострове на территории современной Туркмении.

112 лет назад

В 1905 году в Баку случился первый в мировой истории масштабный пожар не нефтяных приисках.

73 года назад

В 1944 году организовано Управление строительства газопровода Саратов-Москва.

67 лет назад

В 1950 году началась газовая «революция», радикально изменившей топливно-энергетический баланс нашей страны.

49 лет назад

В 1968 году открыты крупные нефтяные месторождения на территории Аляски.

29 лет назад

В 1988 году открыто Штокмановское газоконденсатное месторождение.

20 лет назад

В 1997 году заключено межправительственное соглашение о поставках российского газа в Турцию через газопровод по дну Черного моря.

Neftegaz.RU
ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Светлана Вяземская

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Ведущий аналитик
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева,
Татьяна Абрамова,
Елена Алифирова
Ольга Цыганова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

Редколлегия
Ампилов Ю.П.
Галиулин Р.В.
Гриценко А.И.
Данилов А.М.
Данилов-Данильян В.И.
Макаров А.А.
Мастепанов А.М.
Салыгин В.И.
Третьяк А.Я.

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Ольга Иванова
Кирилл Болтаев
Валентина Горбунова
Ольга Щербакова
Ольга Ющенко
Дмитрий Муханов
reklama@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Бродский

Деловой журнал Neftegaz.RU зарегистрирован федеральной службой по надзору в сфере массовых коммуникаций, связи и охраны культурного наследия в 2007 году, свидетельство о регистрации ПИ №ФС77-46285

Адрес редакции:
127006, г. Москва, ул. Тверская, 18, корпус 1, оф. 812
Тел. (495) 650-14-82, 694-39-24
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс МАП11407

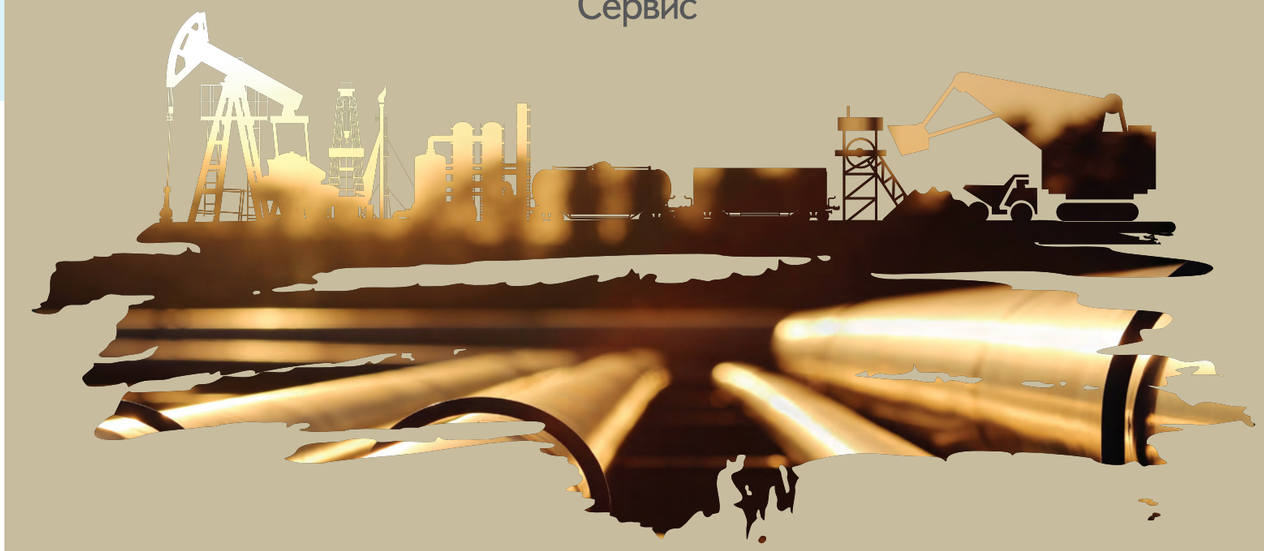
Перепечатка материалов журнала Neftegaz.RU невозможна без письменного разрешения главного редактора. Редакция не несет ответственности за достоверность информации, опубликованной в рекламных объявлениях, а также за политические, технологические, экономические и правовые прогнозы, предоставленные аналитиками. Ответственность за инвестиционные решения, принятые после прочтения журнала, несет инвестор.

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж 8000 экземпляров

9 772410 383004

НефтеТрансСервис



С днем нефтяника!

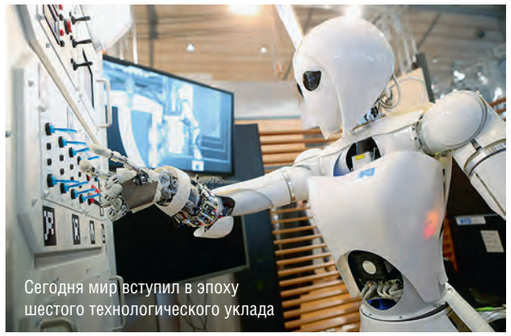
Сердечно поздравляем с праздником всех, кто связал свою жизнь с нефтяной и газовой промышленностью!

Мы благодарим вас за сотрудничество и верим, что сложившиеся между нами партнерские отношения будут развиваться, что позитивно скажется на процветании всего нефтегазового комплекса России.

Желаем вам успехов
и неизменно высоких результатов в работе!
Крепкого здоровья, добра, благополучия вам и вашим близким!
С праздником!

Коллектив НефтеТрансСервис

Средняя цена экспортируемых товаров – 0,47 долл за килограмм


Сегодня мир вступил в эпоху шестого технологического уклада

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЙ МИР НОВОЙ ФОРМАЦИИ

Анна Павлихина

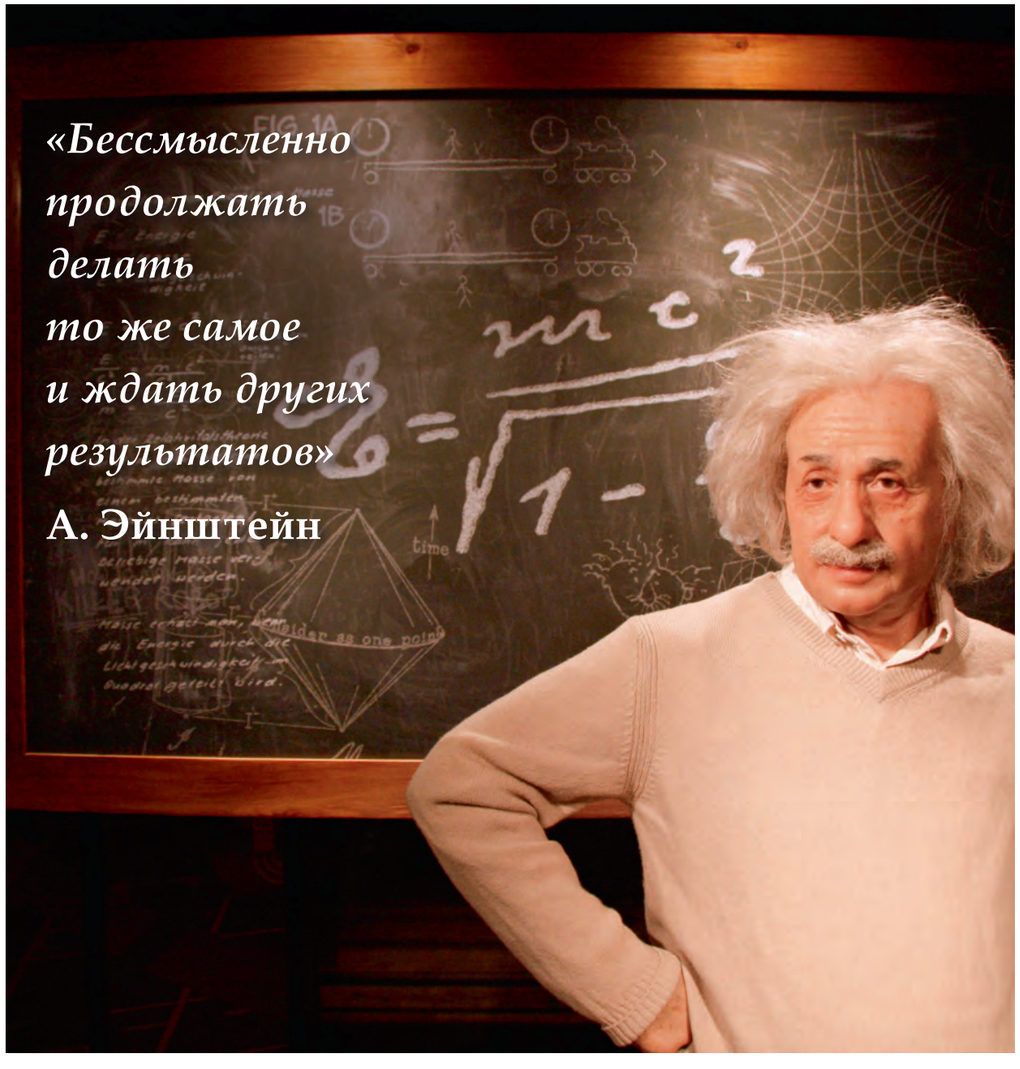
Правительство России продолжает сокращать финансирование научных исследований. По данным ВШЭ, в 2016 г. на науку было выделено 402,7 млрд руб., что на 8,5% меньше, чем годом ранее. Расходы на фундаментальную науку сократились на 11% – это рекордно низкая цифра за последние 12 лет. После призыва Д. Медведева «жить по средствам», расходы на науку в 2017 г. сократили еще на 20%. Постоянные урезания привели к тому, что с 2014 г. численность научных сотрудников сократилась на четверть.

Сегодня мир вступил в эпоху шестого технологического уклада, который в конечном итоге должен привести к повсеместному внедрению наукоемких технологий, что обеспечит выход на новый уровень в системах управления государством, обществом и экономикой. В США доля производительных сил 5-го технологического уклада составляет 60%, 4-го – 20%, и 5% приходятся на 6-й. В России о 6-м укладе пока не говорим, только 10% технологий относится к 5-у укладу, более половины не вышли за рамки 4-го, на треть страна живет в 3-м укладе. В предыдущих публикациях мы ставили вопрос: насколько нужны инновации сырьевой стране? Наблюдая картину последнего времени, этот вопрос, кажется, теряет свою риторичность и делает очевидным самый абсурдный ответ.

Россия остается сырьевой страной. Средняя цена экспортируемых товаров – 0,47 долл за кг, в то время как средняя по миру– 1,2 долл, а цена килограмма продукта из стран с высокотехнологичной экономикой – 4 долл.

Нельзя сказать, что в РФ инновации вовсе не появляются. Они есть, но в подавляющем большинстве находят свое воплощение в разработках оборонной промышленности. Компании ТЭК крайне слабо заинтересованы в долгоокупаемых научных разработках и предпочитают покупать опробованные зарубежные технологии. Мейджоры сырьевого рынка обзаводятся собственными НТЦ, в лабораториях которых рождаются новинки, но имеют они исключительно прикладной характер и адаптированы под локальные нужды одной компании.

После распада СССР оставшиеся без финансирования институты стали расползаться. Бывшие лаборатории превратились в небольшие НПФ, концентрируясь на своем исследовательском направлении. Сегодня они могли бы стать генераторами инноваций, но, как и любому малому бизнесу, небольшим инновационным компаниям сегодня не до теоретизирования, они вынуждены выживать, подстраиваясь под нужды рынка, выраженные в частных заказах.



Сокращение расходов на науку стало рекордным за последние 12 лет

В России доля затрат предприятий на разработки составляет 6%

Возвращаясь в бизнес-сектор стоит отметить, что в России доля затрат предприятий на НИОКР – 6%, тогда как в Японии и США – 70–75%, в Европе – 25–65%. Лидер по затратам на НИОКР, США тратят на финансирование новых разработок 450 млрд долл. Это в разы превышает затраты Германии, Франции, Великобритании и Южной Кореи вместе взятые. Принимая во внимание опыт этих стран, необходимо привлекать крупные компании к финансированию научных разработок. Очевидно, что приказной порядок – основной действующий в России принцип, тут не сработает.

Почти 10 лет назад была разработана Концепция долгосрочного социально-экономического развития России до 2020 г., которая делит охватываемый период на 2 этапа. Сегодня мы живем во 2-м, но еще не реализовали значительную часть 1-го, полагающего в качестве первых приоритетов либерализацию экономической среды, снижение инвестиционных и предпринимательских рисков, создание эффективного государства, снижение уровня коррупции, поддержание макроэкономического равновесия и обеспечение стабильного курса рубля. Увы, пошли совсем другим путем.

Второй этап предполагает расходы на НИОКР в размере 3% ВВП. Объем ВВП России за 1-м квартале 2017 г. составил 20090,9 млрд руб. Значит, вместо 402 млрд наука должна была получить более 602 млрд. Но и эти, весьма скромные, деньги не спасут положение. Поднимать застрявшую между 3-м и 4-м укладом промышленность под силу науке, обладающей статусом отрасли, обеспеченной развитой нормативно-правовой документацией и имеющей четкую линию развития. Не говоря о неудовлетворительном состоянии материально-технической базы и неприлично низких зарплатах научных сотрудников, стоит отметить такие проблемы, как низкий социальный статус ученых, недостаток научной литературы по специальности, обилие бессмысленных бюрократических повинностей, коррумпированность системы присуждения ученых степеней, попытки властей осложнить сотрудничество ученых с иностранными коллегами и потенциальными спонсорами научной деятельности.

Решить все эти проблемы одними лишь денежными вливаниями не удастся. И бизнес, и властные структуры должны прийти к пониманию, что технологическое отставание, вызванное неправильной расстановкой приоритетов, приведет к окончательному переходу страны с огромным потенциалом на сырьевые рельсы. Оставаясь сегодня стиснутой рамками третьего уклада, завтра, когда скорость перехода от одного уровня к другому увеличится в разы, Россия поставит себя в необратимую зависимость от ушедшего далеко вперед высокотехнологичного мира новой формации. ●

ФУНДАМЕНТ ДЛЯ АМУРСКОГО ГПЗ

Елена Алифирова

Торжественная церемония закладки 1-го фундамента Амурского газоперерабатывающего завода состоялась 3 августа 2017 г. в Свободненском районе Амурской области.

На Амурском ГПЗ будет создано 6 технологических линий по 7 млрд м³/год, каждая из которых станет независимым комплексом по переработке газа. В рамках 1-го пускового комплекса завода будут введены в эксплуатацию две технологические линии, затем последовательно еще четыре. Таким образом, ГПЗ выйдет на проектную мощность – 42 млрд м³/год газа. Амурский ГПЗ также станет мировым лидером по производству гелия – до 60 млн м³/год.

Строительство завода началось в октябре 2015 г. Вложить в проект Газпром планирует 690 млрд руб. Инвестором и заказчиком проекта строительства Амурского ГПЗ выступает Газпром переработка Благовещенск. Управление строительством ведет НИПИГАЗ.

В июле 2017 г. НИПИГАЗпереработка и China Gezhouba Group Corporation (CGGC) подписали контракт на строительные и монтажные работы установок по криогенному разделению газа Амурского ГПЗ. В качестве основного субподрядчика будет привлечена российская строительная компания. Поставщиком установок по криогенному разделению газа выступает немецкая Linde.

По замыслу, Амурский ГПЗ должен стать ключевым резидентом территории опережающего развития (ТОР) Свободный в Амурской области, создаваемой в рамках выпущенного в июне 2017 г. постановления правительства РФ. Сейчас на объекте продолжается возведение сопутствующей инфраструктуры завода, которая будет задействована в период строительства и при эксплуатации предприятия: подъездных автодорог, спецпричала на реке Зее, железнодорожных объектов, временных зданий и сооружений, включая вахтовый поселок строителей.

В рамках проекта в г. Свободном будет возведен жилой микрорайон на 5 тыс. жителей для нужд работников ГПЗ, включающий многоквартирные жилые дома, поликлинику, детский сад, школу, спортивный комплекс. К реализации проекта уже привлечено более 1500 проектировщиков, более 1000 поставщиков оборудования, свыше 500 подрядных организаций.

Рейтинги Neftegaz.RU

При том, что Россия является одной из богатейших нефтью и газом страной, ее перерабатывающая промышленность уступает многим не нефтяным государствам. Устаревшие мощности, долгое внедрение новых технологий, неполный спектр номенклатуры продукции – вот далеко не полный перечень проблемных мест. На что в первую очередь нужно направлять усилия, чтобы разрешить эти проблемы?

На что в 1-ю очередь должны быть направлены усилия нефтеперерабатывающих компаний?

- **6%** На расширение и совершенствование сырьевой базы за счет вовлечения новых видов сырья
- **49%** На поиск новых технологий, в частности, био- и нанотехнологий
- **26%** На расширение номенклатуры выпускаемой продукции
- **11%** На поиск новых ниш на рынках, вовлечение новых потребителей
- **9%** На сочетание широкой кооперации с узкой специализацией с целью минимизации издержек; оптимизации на всех участках производственно-логистической цепочки

Доля нефтехимической отрасли в российском ВВП составляет около 1,5%. Занимая 20-е место в мире по выпуску нефтехимической продукции, Россия не производит многие товары высоких переделов, ограничиваясь базовой крупнотоннажкой. Чего не хватает отечественным предприятиям для выхода на должный уровень?

Какой фактор в наибольшей степени способствует развитию перерабатывающих производств?

- **5%** Сосредоточение крупных запасов нефтегазового сырья
- **12%** Создание необходимой инфраструктуры
- **7%** Наличие ВУЗов, выпускающих квалифицированные кадры
- **28%** Формирование инновационного потенциала
- **49%** Инвестиционная привлекательность

ENERPROJECT group
ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
Модульные установки газоподготовки:
внимание к деталям – от идеи до воплощения

РЕКЛАМА

СЕПАРАЦИЯ

ОСУШКА

СЕРООЧИСТКА

КОМПРИМИРОВАНИЕ
105082, Москва, ул. Б. Почтовая 55/59, стр. 1. Тел.: +7 (495) 589–36–61. Факс: +7 (495) 589–36–60.
info@energas.ru www.energas.ru

Выборы президента

Обвал рынка акций

Запуск нового производства

Газовые войны

Слияние капиталов

Цены на нефть

Отмена пошлин

Новый глава Роснефти

Северный поток

Нефть Китаю!

Россия вновь заняла 1-е место по объему поставок нефти в Китай, экспортировав в страну 4,97 млн т нефти. По сравнению с показателем за июль 2016 г. объем поставок российской нефти в Китай вырос на 54%. Лидерство по объемам поставок нефти в Китай Россия удерживает уже 5-й месяц подряд.

Саудовская Аравия в июле 2017 г. вернулась на 2-е место, опередив Анголу. В Китай в июле 2017 г. было поставлено 3,99 млн т саудовской нефти, что на 0,82% меньше, чем в июле 2016 г. По сравнению с июньским объемом поставок – 3,85 млн т – Саудовская Аравия в июле 2017 г. увеличила поставки на 3,6%. Ангола в июле 2017 г. экспортировала в Китай 3,91 млн т нефти, увеличив поставки на 17% по сравнению с июлем 2016 г.

В сравнении с июнем 2017 г., когда Ангола поставила в Китай 4,11 млн т нефти, объемы экспорта снизились на 5%. Ирак в июле 2017 г. увеличил поставки нефти в Китай на 16% по сравнению с июлем 2016 г., до 3,64 млн т. Рост наблюдается и в месячном сравнении – по сравнению с июнем 2017 г., когда Ирак поставил в Китай 3,43 млн т, рост составил 6%.

Импорт нефти в Китай из Ирана в июле 2017 г. вырос на 0,45% в годовом выражении, до 2,42 млн т. В июне 2017 г. объем поставок составил 2,12 млн т, таким образом рост составил 14%.

Наиболее существенный рост по объему поставок нефти в Китай показали Малайзия (+889%), Азербайджан (+193,3%) и Мексика (+102,7%).

Каталитический крекинг на Салавате

К весне 2019 г. Газпром нефтехим Салават (ГНС) планирует ввести в эксплуатацию комплекс каталитического крекинга. Ранее отмечалось, что компания может завершить строительство комплекса во 2 полугодии 2017 г.

Действующая технологическая схема нефтеперерабатывающего завода ГНС включает в себя две установки каталитического крекинга. С вводом в эксплуатацию нового комплекса они будут остановлены и демонтированы. Мощность комплекса по вакуумному газойлю составит 1,095 млн т/год. В составе комплекса будут работать установки каталитического крекинга в псевдоожиженном слое катализатора, селективной гидроочистки бензинов, запланировано строительство факельной, парка сжиженных углеводородных газов, блока оборотной воды.

Самое крупное из строящихся производств за последние 30 лет ГНС планирует запустить весной 2019 г.

Хабаровский НПЗ в добрые руки

Право распоряжаться 99,68% Хабаровского НПЗ перешло от ННК-Актив недавно созданной компании Нефтепереработка.

Сделка является частью перегруппировки активов Независимой нефтегазовой компании (ННК) Э. Худайнатова, бывшего главы Роснефти. Учредителем компании является кипрский офшор Апелда инвестментс Лтд, а Э. Худайнатов указан как президент компании Нефтепереработка. Смена владельца Хабаровского НПЗ может быть частью крупной комплексной сделки по созданию СП Роснефти и китайской China Energy Company Limited (CEFC).

Уровень сделки Роснефти с китайцами, которые готовы вложиться немалыми деньгами, предполагает господдержку РФ на самом высоком уровне. После падения цен на нефть рентабельность российской нефтегазовой отрасти снизилась, и нефтянке нужны деньги, которых в Китае в избытке, да и сам китайский нефтегазовый рынок – премиальный для Роснефти.

Китайцы – многовековые любители завоевания стран мирным путем, и вложение денег в ключевые отрасли промышленности стран – это излюбленный китайский прием.

Есть вероятность, что именно ННК будет поручено обеспечивать оперативное управление созданным российско-китайским активом.

Вторая ветка ВСТО

Продажа квот

Богучанская ГЭС запущена

Вторая волна кризиса

Южный поток

Дошли руки до Арктики

Северный поток достроили

Цены на газ

Микрогенерация на возобновляемой энергии

Правительство РФ утвердило план мероприятий по стимулированию развития генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии с установленной мощностью до 15 кВт. Документ устанавливает основные принципы договорных отношений между частными владельцами микрогенерации ВИЭ, гарантирующими поставщиками и сетевыми компаниями.

Также предусматривается исключение налоговых обязательств у физических лиц, осуществляющих операции по реализации электроэнергии, выработанной с использованием микрогенерации ВИЭ для собственных нужд. Проект закона будет подготовлен к январю 2018 г. совместно с ФАС, Минэнерго и Минэкономразвития РФ. Ожидается, что реализация плана позволит упростить процедуру размещения объектов микрогенерации ВИЭ, предоставит возможность их владельцам продавать излишки вырабатываемой электроэнергии в общую сеть.

Локомотивы РЖД заправили СПГ

Компания Газпром газомоторное топливо начала заправку сжиженным природным газом локомотивов РЖД на станции Егоршино в Свердловской области. На станции создан газозаправочный пункт, где размещаются криовозы – специальные грузовые автомобили для транспортировки СПГ. Топливо будет регулярно доставляться с производственных мощностей Газпрома по производству СПГ. Всего в рамках контракта планируется поставить 600 т СПГ. В настоящее время на участке Егоршино – Серов-Сортировочный Свердловской железной дороги эксплуатируются три единицы газомоторной техники: газопоршневой маневровый локомотив и 2 магистральных газотурбовоза. В перспективе газозаправочные пункты должны появиться на неэлектрифицированных участках железной дороги.

№ 29 ВСТО-2

Транснефть – Дальний Восток совместно с ЦУП ВСТО приступила к индивидуальным испытаниям объектов новой нефтеперекачивающей станции (НПС) № 29.

НПС расположена в Амурской области около пос. Архара и является частью инфраструктуры 2-й очереди МНП ВСТО-2.

Индивидуальные испытания – этап, включающий монтажные и пусконаладочные работы, а также комплексное опробование систем и оборудования объекта.

Строительство основных зданий и сооружений НПС № 29, которая является промежуточной станцией ВСТО-2, завершено.

Возведены магистральная насосная станция с четырьмя насосными агрегатами, операторная, насосная станция пожаротушения, резервуары противопожарного запаса воды, станция биологической очистки сточных вод.

Сооружены закрытое распределительное устройство, узел запорной арматуры, фильтры-грязеуловители, дизельная электростанция, насосная хозяйственно-питьевого водоснабжения.

На станции также построены служебно-бытовой корпус, производственная мастерская, закрытая стоянка техники с ремонтным блоком.

Ввод НПС № 29 в эксплуатацию запланирован на 4 квартал 2017 г. Завершить проект планируют к 2020 г.

ОТ КОЛИЧЕСТВА К КАЧЕСТВУ

Ирина Герасимова

РОССИЙСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ПОСТЕПЕННО ПЕРЕХОДИТ НА НОВЫЙ УРОВЕНЬ – В СИЛУ ТРЕБОВАНИЙ РЫНКА И ТОЛЧКОВ ГОСУДАРСТВА. СОСТАВЛЯЮЩИЕ ОСНОВУ ОТРАСЛИ СТАРЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ МОДЕРНИЗИРУЮТСЯ И ПОВЫШАЮТ КАЧЕСТВО ПРОДУКЦИИ. ПОЯВЛЯЮТСЯ, ХОТЯ НЕ ОЧЕНЬ АКТИВНО, НОВЫЕ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ МОЩНОСТИ. НО УПАВШИЕ С 2014 Г. ЦЕНЫ НА НЕФТЬ И ДЕВАЛЬВАЦИЯ РОССИЙСКОГО РУБЛЯ ПРИТОРМОЗИЛИ ЭТИ ПОЗИТИВНЫЕ ПРОЦЕССЫ. ПРОДОЛЖАТЬ РАЗВИТИЕ МОГУТ ПОЗВОЛИТЬ СЕБЕ, В ПЕРВУЮ ОЧЕРЕДЬ, КРУПНЫЕ НПЗ, ПРИНАДЛЕЖАЩИЕ ВИНК. НО ПРИ ЭТОМ МЕЛКИЕ ИГРОКИ С НИЗКИМ КАЧЕСТВОМ ПРОДУКЦИИ, ОТ КОТОРЫХ РЫНОК И РАД БЫ ИЗБАВИТЬСЯ, НИКУДА НЕ ИСЧЕЗЛИ

Кто работает и кто перегоняет

В России работает 34 НПЗ с мощностью переработки от 1 млн тонн в год, а также множество мини-НПЗ. Совокупная мощность всех перерабатывающих предприятий на конец 2016 г. составили около 300 млн тонн. По данным Аналитического центра при правительстве РФ, в мировых мощностях по переработке нефти Россия в последние годы занимает примерно 6,6%.

Большинство крупных НПЗ были построены еще в советское время, многие – еще в 30–40-е гг. прошлого века. В 1990-начале 2000-х почти все старые заводы перешли под контроль ВИНК. Крупнейшим российским предприятием по переработке нефти является Омский НПЗ «Газпром нефти» (см. таблицу 1).

Подавляющее большинство старых НПЗ ведут комплексную переработку, включающую первичный и вторичные процессы. Одним из исключений является Туапсинский НПЗ «Роснефти» (работает еще с 1929 г.), но и здесь в 2018 г. должны запустить вторичную переработку (гидрокрекинг). Также «вторичку» не ведет Афипский НПЗ (мощность 6 млн тонн в год), принадлежащий ГК «Нефтегазиндустрия».

В постсоветский период было построено всего несколько крупных и средних предприятий по переработке нефти, главным образом, независимых. Это, в частности, Антипинский НПЗ мощностью 9 млн тонн в год, Новошахтинский НПЗ (5 млн тонн в год), Яйский НПЗ (3 млн тонн в год), Ильский НПЗ (3 млн тонн в год), Марийский НПЗ (1,6 млн тонн в год), а также подконтрольное «Татнефти» АО «Танеко» (7 млн тонн в год). Из них только независимый Антипинский НПЗ и «Танеко» представляют из себя комплексные НПЗ с высокими показателями глубины переработки нефти и отбором светлых нефтепродуктов.

ФАКТЫ

34

НПЗ в России работает с мощностью переработки от 1 млн тонн в год

300

млн тонн совокупная мощность всех перерабатывающих предприятий на конец 2016 г.

Другие новые заводы тоже заявляли о планах развивать «вторичку». Так, на Кузбассе до конца года должна быть запущена вторая очередь Яйского НПЗ, благодаря которой планируется нарастить мощность завода до 6 млн тонн в год, а глубину переработки – до 93%. Но этот проект развивается во многом благодаря поддержке властей Кемеровской области. У собственников Марийского НПЗ, Новошахтинского НПЗ и ряда других независимых предприятиях планы по запуску комплексной

ТАБЛИЦА 1. Крупнейшие НПЗ России

№	Название	Владелец	Установленная мощность, млн тонн в год	Объем переработки в 2016 г.	Глубина переработки, 2016 г., %	Выход светлых нефтепродуктов, 2016 г., %
1	Омский НПЗ	Газпромнефть	20,89	20,5	93	70,92
2	Киришский НПЗ	Сургутнефтегаз	20,1	18,5	54,8*	51,2*
3	Рязанская НПК	Роснефть	18,8	16,2*	68,61*	Н/д
4	Нижегородский НПЗ	ЛУКОЙЛ	17,0	14,08	73,8	61,9
5	Волгоградский НПЗ	ЛУКОЙЛ	15,7	12,76	93	58,5
6	Ново-Ярославский НПЗ	Славнефть	15,27	14,9	66,5	55,9
7	Пермский НПЗ	ЛУКОЙЛ	13,10	11,89	97	65,9
8	Московский НПЗ	Газпром нефть	12,15	10,7	75,8	58,1
9	Туапсинский НПЗ	Роснефть	12,0	9,57	54,97	Н/д
10	Ангарская НХК	Роснефть	10,2	9,09*	73,81*	Н/д

*данные на 2015 г.

Источник: *данные компаний*

ТАБЛИЦА 2. Крупнейшие игроки на российском рынке нефтепереработки

№	Компания	Нефтеперера-батывающие активы в РФ	Совокупная мощность (без долей в СП и зарубежных активов), млн тонн нефти в год	Объем переработки на территории РФ в 2016 г., млн тонн/	Динамика к 2015 г., %	Средняя глубина переработки в 2016 г., %	Выход светлых нефте-продуктов, %
1	Роснефть	9 крупных НПЗ, 50% в «Славнефть-ЯНОС», 50% в «Башнефти», доли нескольких мини-НПЗ	95,1	87,47/ 82,65*	+ 3,3%/ - 2,4%*	72	56,6
2	ЛУКОЙЛ	4 крупных НПЗ, 2 мини-НПЗ	50	41,7	-0,25	84,7**	62,9**
3	Газпром нефть	МНПЗ, ОНПЗ, 50% в «Славнефть-ЯНОС»	33,04	38,66***	-2,2	84,5	64,5
4	Башнефть	УНПЗ, Новойл, Уфанефтехим	23,2	18,3	- 4,3	85,8	67,4
5	Сургутнефтегаз	Киришский НПЗ	20,1	18,5	- 1,6	54,8****	51,2****

* С учетом / без учета консолидации «Башнефти» с октября 2016 г.
** без учета мини-НПЗ
*** включая долю в переработке «Славнефть-ЯНОС»
**** данные на 2015 г.

Источник: *данные компаний*

переработки реализуются не столь успешно – их собственники ищут средства на развитие.

Мини-НПЗ работают, как правило, непосредственно на месторождениях или вблизи рынков сбыта (в припортовых зонах, в сельхозрайонах) или в регионах, где нет крупных НПЗ. Свои мини-НПЗ есть у некоторых ВИНК (у «ЛУКОЙЛа», «Роснефти», «Татнефти»), но подавляющее их большинство – независимые. Малые предприятия, как правило, ведут только первичную переработку, только у некоторых есть облагораживающие процессы, улучшающие качество продукции. В базу Ростехнадзора внесены чуть менее 300 мини-НПЗ.

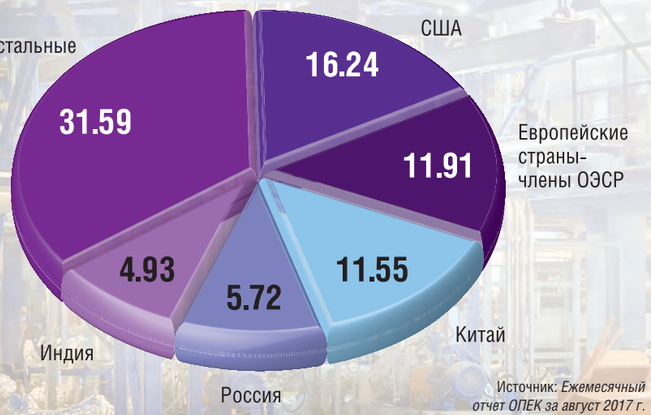
ФАКТЫ

6,6 %

приходится на долю российских мощностей в мировой нефтепереработке

ДИАГРАММА. Объем переработки нефти в 2016 г., млн барр./ сут.

Всего в мире – 81,94 млн барр./сут.



Источник: *Ежемесячный отчет ОПЕК за август 2017 г.*

Но в стране работают и нелегальные заводики, ведущие, как правило, самую примитивную перегонку нефти. Подпольные НПЗ – одна из проблем российской «нефтянки», с которой связаны и проблема контрафактного топлива, и хищение нефти из магистральных трубопроводов «Транснефти», с крупных НПЗ (это особенно распространено на Северном Кавказе, Юге России и в Поволжье). Не брезгуют «серыми» схемами и некоторые открыто работающие мини-НПЗ: например, они могут сбывать по своим документам нефтепродукты, полученные из нелегальных источников. Действий контролирующих и правоохранительных органов по пресечению подобной деятельности, к сожалению, сегодня явно недостаточно.

Объемы переработки: упал и пока не отжался

Россия – это один из мировых лидеров по добыче нефти, но в отношении переработки значительно уступает США и Китаю, опережая, впрочем, другие страны (см. диаграмму).

83% переработки нефти в России осуществляют ВИНК, остальное – независимые компании, оценивали в прошлом году в Аналитическом центре при правительстве РФ.

Согласно данным Минэнерго, Россия в прошлом году добыла 547,5 млн тонн нефтяного сырья (на 2,5% больше, чем годом ранее). На первичную переработку внутри страны было направлено чуть больше половины – 280,7 млн тонн. Причем объем первичной переработки сократились по сравнению с двумя предыдущими годами – на 2,2 млн тонн в 2015 г. и на 8,9 млн тонн в рекордном 2014 г., хотя добыча в этот же период росла.

Уменьшение объемов нефтепереработки в прошлом году произошло за счет сокращения загрузки комплексных НПЗ и коснулось, главным образом, наименее эффективной части первичной переработки, отмечают аналитики «Выгон консалтинг» в исследовании «Нефтяная отрасль России: итоги 2016 г. и перспективы на 2017– 2018 гг.».

В 2017 г. переработка нефти в России не опустится ниже уровня прошлого, прогнозировал в мае этого года замглавы Минэнерго Кирилл Молодцов в беседе с ТАСС. В «Выгон консалтинг» считают, что показатель вырастет на 2 млн тонн, а в 2018 г. увеличится еще на 8 млн тонн. Пока что объемы растут: по данным ЦДУ ТЭК, в первой половине 2017 г. она составила 140,13 млн тонн, увеличившись на 1,6% по отношению к результату за январь-июнь прошлого года.

Что на экспорт, что на импорт

В прошлом году Россия поставила за рубеж, по данным ФТС России, 156,015 млн тонн нефтепродуктов на 45,95 млрд долларов США (при этом страна достигла очередного рекорда по экспорту сырой нефти – 254,77 млн тонн, на 73,68 долларов США). В физическом выражении экспорт нефтепродуктов упал на 9,2%, или 15,7 млн тонн – в первую очередь из-за того, что стали меньше продавать за границу топочный мазут.

Почти весь объем импортируемых нефтепродуктов – почти 95% – был поставлен в дальнее зарубежье. Бензинов было вывезено 5,22 млн тонн, дизтоплива – 48,6 млн тонн (-5,9%).

В страны СНГ было продано 7,96 млн тонн нефтепродуктов, что на 3,8% меньше уровня 2015 г. Большая часть поставок – 3,45 млн тонн – пришлось на дизтопливо.

В 2016 г. РФ закупила за рубежом 664,6 тыс. тонн нефтепродуктов на 753,7 млн долларов: 352,9 тыс. тонн – из дальнего зарубежья, 311,7 тыс. тонн – в СНГ.

Глубже, светлее, экологичнее

Глубина переработки нефтяного сырья и доля выхода светлых нефтепродуктов увеличиваются в России на протяжении ряда лет. По данным Минэнерго, 2016 г. средний показатель глубины переработки достиг 79,2%, прибавив за год 5 п.п.

ФАКТЫ

547,5

млн тонн нефтяного сырья добыла Россия в прошлом году

83 %

переработки нефти в России осуществляют ВИНК

Это самый ощутимый прирост за последние годы: за 2013 г. рост показателя составил всего 0,3 п.п., за 2014 г. – 0,9 п.п., за 2015 г. – 1,9 п.п. В Минэнерго ожидают, что за счет ввода в эксплуатацию и завершение реконструкции восьми технологических установок на российских перерабатывающих предприятиях глубина переработки в 2017 г. увеличится еще на 1,7%.

Тем не менее, по сравнению с наиболее развитыми экономиками мира глубина российской переработки остается низкой. В странах Европы этот показатель достигает 85%, в США – 96%. Подобные показатели демонстрируют только отдельные российские НПЗ. Так, глубина переработки Пермского НПЗ – 97%, такого же уровня к 2020 г. собирается достигнуть и «Газпромнефть-ОНПЗ» (сейчас 91,5%). АО «Танеко» в июне этого года объявило, что с запуском установки замедленного коксования (УЗК) мощностью 2 млн тонн сырья в год глубина переработки на предприятии доведена до 99%.

Также на российских НПЗ растет доля светлых нефтепродуктов: по итогам 2016 г. средний показатель по отрасли увеличился с 61,8% до 63,4%. Главная причина – резкое падение с 2014 г. производство мазута. Происходит это из-за реализованного в рамках «налогового маневра» поэтапного повышения вывозной пошлины на этот продукт до 100% от экспортной пошлины на

нефть (с 1 января 2017 г.). В прошлом году было выпущено 56,9 млн тонн мазута, на 20,3% меньше, чем годом ранее.

Производство автобензина и дизтоплива в 2016 г. выросло на 2% (до 40,0 млн тонн) и 0,3% (до 76,3 млн тонн) соответственно. Выпуск авиационного керосина на фоне сокращения спроса внутри России снизился на 1% до 9,6 млн тонн (данные Минэнерго). Эксперты Аналитического центра при правительстве РФ отмечают увеличение доли марки АИ-95 в структуре производства автомобильных бензинов. По итогам 2016 г. эта доля превысила 30% (рост за шесть лет составил 13,6 п.п.). Но основную долю по-прежнему, составляет бензин АИ-92.

После введения в 2016 г. запрета на оборот топлива четвертого экологического класса («Евро-4») и ниже доля выпущенного бензина пятого экокласса в стране увеличилась до 93%, дизтоплива – до 85%.

По прогнозам Минэнерго, в текущем году производство светлых нефтепродуктов продолжит расти, а мазута – снижаться.

ФАКТЫ

280,7

млн тонн направлено на первичную переработку внутри страны

Модернизация: денег хватает не на все

С 2016 г. в России ведется второй, рассчитанный до 2020 г., этап масштабной модернизации НПЗ, направленной на увеличение глубины переработки и качества нефтепродуктов. Напомним, первый этап стартовал в 2011 г., когда собственники НПЗ подписали четырехсторонние соглашения с ФАС, Ростехнадзором и Росстандартом, в которых были оговорены объемы, сроки работ и требуемые инвестиции.

В прошлом году были модернизированы 70 установок, как и было запланировано, рассказывал ранее Кирилл Молодцов. По его словам, не менее 12 пройдут модернизацию до конца текущего года, к 2020 г. – 120. Но не все компании успеют вовремя: так, "Роснефть" получила отсрочку по большинству своих установок вторичной переработке нефти, изменения по срокам есть у "Газпром нефти" и независимых Афипского НПЗ и Краснодарского НПЗ. Компании переносят сроки, но не отказываются от строительства установок, подчеркивал в интервью «Интерфаксу» глава Ростехнадзора Алексей Алешин.

Задержки с выполнением планов по модернизации объясняются, прежде всего, недостатком у компаний средств в условиях дешевой нефти. На протяжении двух предыдущих лет инвестиции в переработку падали. Согласно заявлениям чиновников, сделанным в разное время, если в 2014 г. инвестиции в модернизацию составили 290 млрд руб., то в 2015 г. упали до 214 млрд руб., а в 2016 г. – уже до 138 млрд руб.

В 2017 г. прогнозируется увеличение показателя до 217 млрд руб., говорил в мае Кирилл Молодцов. В 2011–2014 гг. в модернизацию НПЗ было вложено 823 млрд руб., также отмечал он.

Между тем, общий объем инвестиций в «нефтянку» в 2015–2016 гг. рос, но компании предпочли вкладываться, главным образом, в добычу. В Аналитическом центре при правительстве РФ считают, что это произошло из-за девальвации рубля, которая резко увеличила издержки на покупку оборудования для НПЗ за рубежом, тогда как рублевые издержки по добыче, напротив, снизились.

Сложный маневр

Серьезное влияние на развитие российской нефтеперерабатывающей отрасли оказывает «большой налоговый маневр», проводимый с 2015 г. В его рамках экспортная пошлина на нефть поэтапно снижена с 59% в 2014 г. до 30% в 2017 г., при этом выпадающие потери государство компенсировало увеличением НДПИ.

Экспортные пошлины на нефтепродукты изменились таким образом, чтобы стимулировать нефтяников к увеличению светлой переработки и соответствующей модернизации мощностей. Пошлины на бензин и дизтопливо снизились до 30%, на нафту – до 55%, а на мазут – доведены до 100% от нефтяной пошлины.

Последствия маневра для отрасли оценивается неоднозначно. Так, изначально предсказывалось, что он может снизить маржу НПЗ – в первую очередь, у предприятий с низкой глубиной переработки. В 2016 г. маржа российских НПЗ значительно снижалась, а на некоторых заводах ушла в отрицательную зону, рассказывал Кирилл Молодцов. По оценкам аналитиков «Выгон консалтинг», в прошлом году средний по отрасли показатель маржи НПЗ сложился на уровне 1,7 долл./баррель, тогда как годом ранее показатель составлял 3,5 долл./баррель. Но отмечается, что главным фактором снижения стала подешевевшая нефть. А вот налоговый маневр, уверены в агентстве, повлиял на экономику НПЗ положительно: прирост среднеотраслевой маржи от его применения составил в 1,2–1,5 долл/барр. по сравнению с прежней налоговой системой.

Другое ожидаемое последствие «налогового маневра» – уход с рынка неэффективных мини-НПЗ – пока не оправдывается. По подсчетам «Выгон консалтинг» наиболее простые в технологическом отношении НПЗ сохраняют рентабельность благодаря своему расположению вблизи границ, использованию легкой нефти или газового конденсата в качестве сырья, а также, в ряде случаев, реализации суррогатов дизтоплива. Другие эксперты отмечают, что мелкие НПЗ могут активно использовать серые схемы, какие-то попросту уходят в тень.

В этом году чиновники задумались о новых способах стимулирования нефтепереработки. Но отступления от «налогового маневра» речи не идет, поскольку

ФАКТЫ

140,1

млн тонн нефти было переработано в первой половине 2017 г. в России

156

млн тонн нефтепродуктов поставила за рубеж Россия в прошлом году

главные его задачи: повышение уровня вторичной переработки и стимулирование модернизации производства, – выполняются, не раз заявляли в Минэнерго.

Завод и город

Одной из важнейших задач модернизации НПЗ является снижения воздействия на окружающую среду. Особенно остро эта проблема стоит для крупных предприятий, расположенных поблизости или в черте городов. Под особо пристальное внимание и Росприроднадзора, и общественности попадает Московский НПЗ – вплоть до того, что некоторые инициативные граждане требуют перенести предприятие. Требование невозможное: завод, снабжающий топливом больше трети столичного топливного рынка нельзя ни так просто закрыть, ни перенести, но возможно вывести экологическую безопасность НПЗ на новый уровень.

По данным МНПЗ, в 2011–2015 гг. завод сократил объем поступлений загрязняющих веществ в атмосферу на 36% и снизил общее воздействие на окружающую среду наполовину. Благодаря новым закрытым механическим очистным сооружениям степень очистки сточных вод увеличена до 95%. Уничтожены отходы, которые предприятие накопило еще до 1991 г.

До 2020 г. МНПЗ планирует сократить влияние на атмосферу на 39% за счет вывода из эксплуатации старого оборудования. Санитарно-защитная зона предприятия будет минимизирована до уровня лучших европейских нефтеперерабатывающих заводах, обещают в компании. Эффективность очистки сточных вод завода в 2020 г. будет доведена до 99%, для чего строятся биологические очистные сооружений. При этом планируется сократить потребление воды в 2,5: будет запущена многоступенчатая система очистки, позволяющая повторно применять до 75% воды, использованной на производстве. Также внедряется автоматизированная система мониторинга воздуха (АСМВ).

ТМС ГРУПП

Арматура устьевая двухствольная и одноствольная двухрядная ГОСТ 13846-89 ТУ 3665-127-00147588-2006

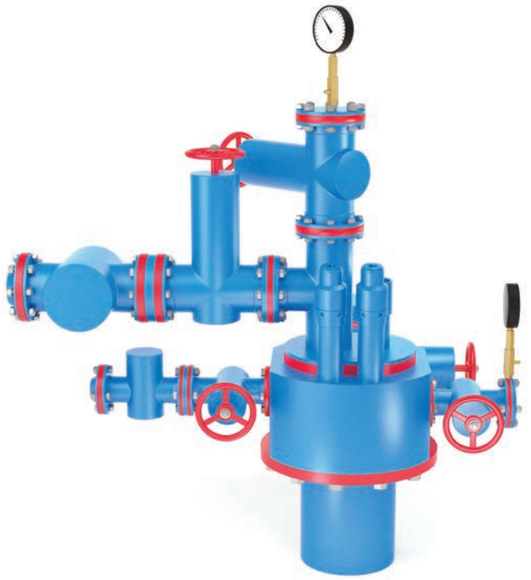
8-800-250-79-39
tmcg@tmcg.ru
www.тмс-групп.рф

Арматура устьевая двухствольная АУД 80/50-40

1

Арматура одноствольная двухрядная АОД 80/50-40

2



		1	2
Рабочее давление, МПа (кгс/см²)		4 (40)	4 (40)
Присоединительная резьба НКТ	К обсадным трубам НКТ ГОСТ 632-80	245, 324	245
	К скважинным трубопроводам по ГОСТ 633-80	73, 89	89

Температура эксплуатации

Применение в конструкции высокогерметичных задвижек

Индивидуальный подход к Заказчику с учетом эксплуатационных условий, комплектации и применяемых материалов

Надежность при эксплуатации в коррозионно-активных средах

ТЕНДЕНЦИИ НА ТОПЛИВНОМ РЫНКЕ

УДК 339.13

ПОСЛЕДНИЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ АКТИВНОЙ МОДЕРНИЗАЦИЕЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ЗАВОДОВ, УВЕЛИЧЕНИЕМ ОБЪЕМОВ ВЫХОДА СВЕТЛЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ПОВСЕМЕСТНЫМ ПЕРЕХОДОМ НА ТОПЛИВО БОЛЕЕ ВЫСОКОГО КЛАССА. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ ПОТРЕБЛЕНИЕ БЕНЗИНА ПАДАЕТ. КАКИЕ ПРОБЛЕМЫ СУЩЕСТВУЮТ СЕГОДНЯ НА РЫНКЕ, ЧТО ВЫГОДНЕЕ ЭКСПОРТИРОВАТЬ – БЕНЗИН ИЛИ СЫРУЮ НЕФТЬ, НА ВОПРОСЫ КОРРЕСПОНДЕНТА NEFTEGAZ.RU ОТВЕТИЛ ПРОФЕССОР РОССИЙСКОГО УНИВЕРСИТЕТА НЕФТИ И ГАЗА ИМ. И.М. ГУБКИНА КАПУСТИН ВЛАДИМИР МИХАЙЛОВИЧ

THE LAST FEW YEARS HAVE BEEN CHARACTERIZED BY ACTIVE MODERNIZATION OF OIL REFINERIES, BY AN INCREASE IN THE YIELD OF LIGHT PETROLEUM PRODUCTS AND A COMMONLY PRACTICED TRANSITION TO HIGHER-GRADE FUEL. AT THE SAME TIME, GASOLINE CONSUMPTION IS FALLING. KAPUSTIN VLADIMIR MIKHAILOVICH, THE PROFESSOR OF I.M. GUBKIN RUSSIAN UNIVERSITY OF OIL AND GAS GAVE HIS ANSWERS TO WHAT PROBLEMS EXIST TODAY IN THE MARKET, WHAT IS MORE PROFITABLE TO EXPORT: GASOLINE OR CRUDE OIL, AS WELL AS TO OTHER QUESTIONS OF THE NEFTEGAZ.RU REPORTER

Ключевые слова: *бензин, дизельное топливо, Евро-5, НПЗ, рынок топлива.*

Капустин Владимир Михайлович,
генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть», зав. кафедрой технологии переработки нефти РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

– Как Вы оцениваете состояние рынка автомобильного топлива в РФ?

– В 2015 году в России впервые за 15 лет снизилось потребление бензина. При этом среднесуточное потребление автобензина в РФ составило 97,1 тыс. т, что на 1% ниже по сравнению с 2014 годом. По итогам 2016 года среднесуточное потребление автобензина в РФ составило 92,2 тыс. т, что на 1,7% ниже по сравнению с 2015 годом (по данным Независимого агентства «Аналитика товарных рынков»). Аналогичная ситуация наблюдается на рынке дизельного топлива.

Следует отметить, что сокращается продажа автомобилей. По итогам 2016 года количество легковых автомобилей в России на 1000 человек взрослого населения (358 единиц) на 42% ниже, чем в среднем в Западной Европе (615 единиц), и на 55% ниже по сравнению со странами Северной Америки (776 единиц).

Объем продаж легковых автомобилей в 2016 году составил 1,4 млн единиц. В 2017 году прогнозируют, что этот показатель вырастет до 1,5 млн единиц, а к 2020 году – до 2 млн.

Автомобильный рынок РФ занимает пятое место среди европейских стран по итогам 2016 года.

Количество легковых автомобилей в России на 1000 человек взрослого населения более чем на 40% ниже, чем в Западной Европе.

Средний возраст легкового автопарка в РФ составляет около 12,5 года.

Количество дилеров в России снизилось до 3,5 тыс. в 2016 году. В 2017 году возможно начало восстановления российского автомобильного рынка: в базовом сценарии продажи начнут расти и достигнут 1,5 млн легковых и легких коммерческих автомобилей.

Таковы результаты исследования компании EY «Автомобильный рынок России и СНГ».

Согласно прогнозу, к 2020 году объемы продаж в России достигнут уже 2 млн легковых автомобилей, чему будет способствовать восстановление покупательной способности населения, низкая степень обеспеченности населения автомобилями, солидный возраст автопарка и развитие бизнеса в России крупными международными игроками. Российский рынок по-прежнему представляет значительный интерес в долгосрочной перспективе, поскольку сохраняются низкая степень обеспеченности населения автомобилями и солидный возраст автопарка.

Объемы продаж грузовых автомобилей зависят от количества текущих инвестиционных проектов в нефтегазовой и других крупных потребляющих отраслях, от объема коммерческих грузоперевозок, а также от оборота оптовой и розничной торговли.

За период с 2012 по 2015 год объем продаж в сегменте грузовиков снизился на 52%, в то время как в сегменте легких коммерческих автомобилей аналогичный показатель оставил 43%. В 2016 году рынок грузовиков начал восстанавливаться на фоне сокращения активности на рынке легких коммерческих автомобилей. В 2017 году продажи, согласно прогнозу, составят 76 тыс. единиц, а производство – 70 тыс. единиц.

В условиях экономического спада спрос на рынке грузовых автомобилей смещается в сторону российских брендов, ввиду их ценового преимущества, большей степени локализации производства, а также меньшей подверженности себестоимости и цен влиянию девальвации рубля. Их доля на рынке в 2016 году составила 76%.

Одними из основных покупателей автобусов в России являются муниципальные автобусные автопарки. Существенная корректировка бюджетов муниципалитетов в условиях кризиса отрицательно сказалась на количестве заказов на автобусы и объемах их производства.

– Все ли НПЗ переведены на выпуск бензина Евро-5?

– Все крупные НПЗ в 2016 году перешли на выпуск бензина экологического класса К5. НПЗ небольшой мощности, не сумевшие перейти на выпуск топлив экологического класса К5, производят в основном полуфабрикаты. Вместе с тем на рынке появился целый ряд новой продукции, выпускающейся по ТУ (СТО), увеличился объем производимых полуфабрикатов и фракций, являющихся сырьем для нефтехимической промышленности. Например, в 2016 году на 5,4% увеличился выпуск бензина для нефтехимии (по сравнению с 2015 годом). Ряд НПЗ, например, ПАО «Орскнефтеоргсинтез», АО «Ангарская нефтехимическая компания», ООО «ПО «Киришинефтеоргсинтез» и некоторые другие выпускают внеклассовые топлива для реализации их на экспорт.

– Соответствует ли отечественное топливо Евро-5 по своему качеству европейскому?

– Дизельное топливо и автомобильные бензины экологического класса К5, выпускаемые на отечественных НПЗ, полностью соответствуют требованиям зарубежных стандартов к топливу Евро-5.

– Что выгоднее – экспортировать компаниям бензин или сырую нефть, и почему?

– В современных экономических реалиях компаниям более выгодно реализовывать на экспорт нефть и углеводородное сырье, чем товарные нефтепродукты и бензин. Это связано, прежде всего, с уменьшением прибыли на нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях вследствие действия налогового маневра. Вместе с тем переработка нефти на российских НПЗ обеспечивает стратегическую потребность в топливе и нефтепродуктах, является основой для развития отечественной нефтехимии, позволяет создавать рабочие места и обеспечивать стабилизацию социально-экономической ситуации в России. В сложившейся ситуации государство должно принимать активное участие в создании условий для эффективного функционирования отечественных предприятий нефтеперерабатывающей и нефтехимической отрасли.

– В чем причина роста цен на бензин при падении цен на нефть?

– Рост цен на бензин мы оцениваем в рублевом эквиваленте, а падение цены на нефть – в долларовом. В среднем при стоимости нефти в 2012 году около 100–110 $/bbl, курсе рубля 31–32 рубля /доллар стоимость бензина составляла 30 рублей за литр, т.е. стоимость литра бензина была эквивалентна одному доллару. В 2016 году при средней стоимости нефти 45 $/bbl, курс рубля уже составлял 65–67 рублей за доллар, при этом стоимость литра бензина держалась на уровне 38 рублей, т.е. стоимость литра бензина эквивалентна $0,6. Таким образом, некорректно делать однозначный вывод об увеличении стоимости бензина при современной экономической ситуации.

Налоговый маневр привел к уменьшению прибыли НПЗ и сделал торговлю сырой нефтью более выгодной чем нефтепродуктами

– Могут ли вредить автодвигателям присадки к бензину для повышения октанового числа?

– Присадки для повышения октанового числа не могут вредить двигателю. Металлсодержащие присадки и присадки на основе аминов влияют отрицательно на безопасность окружающей среды, но они в настоящее время запрещены для использования. Кислородсодержащие высокооктановые компоненты (МТБЭ, ТАМЭ, ДИПЭ, спиртосодержащие и др.), наоборот, способствуют стабилизации процесса горения топлива, улучшают работу двигателей и уменьшают количество вредных выбросов.

– Существует ли проблема некачественного контрафактного топлива?

– Да, такая проблема существует. Связана она в основном не с деятельностью крупных нефтяных компаний и НПЗ, а с деятельностью некоторых нефтебаз и автозаправочных станций, где осуществляется неконтролируемое компаундирование контрафактной продукции и полуфабрикатов, производимых, как правило, НПЗ малой мощности.

– Каковы перспективы рынка бензина и авиационного керосина?

– Рынок бензина и авиакеросина будет расти, ориентировочно на 1–2% в год.

– Есть ли угроза дефицита авиакеросина в высокий сезон перевозок?

– Теоретически некоторые затруднения с авиакеросином в высокий сезон могут иметь место, так как в последние два года наблюдается снижение объема перерабатываемой нефти на 6–8 млн т в год. При этом следует иметь ввиду, что в настоящее время в России основная доля авиационного керосина получается при первичной переработке нефтяного сырья. Возможность получения авиакеросина путем гидрокрекинга высокого давления весьма ограничена. В 2014 году было произведено 10,9 млн т авиакеросина, в 2015 году – 9,7 млн т, в 2016-м – 9,6 млн т. Прогноз потребления на 2017–2018 годы, по данным Минэнерго РФ, составляет порядка 10,0–10,5 млн т/год.

В России весьма ограничена возможность получения авиакеросина путем гидрокрекинга высокого давления, поэтому основная доля авиационного керосина получается при первичной переработке нефтяного сырья

– Поставляется ли авиакеросин на экспорт?

– Поставляется незначительное количество в основном в Казахстан. На внутреннее потребление приходится примерно 88% всего авиакеросина, доля экспорта не превышает 10%. (по данным THOMSON REUTERS).

– Какие новые технологии могут быть внедрены в ближайшее время на НПЗ?

– Среди новых технологий, готовых к внедрению на российских НПЗ в ближайшее время следует отметить отечественную технологию гидроконверсии тяжелых остатков на наноразмерных катализаторах, разработанную ИНХС РАН (мощность процесса 50 тыс. т в год, условия процесса: давление 7,0–8,0 МПа, температура 450°С, разработчики: ИНХС РАН, ИПХФ, ИНКО-ТЭК Татнефть, Шеврон (США), базовый проект – ОАО «ВНИПИнефть», 95% российского оборудования), технологию гидроочистки тяжелого газойля коксования на АО «ТАНЕКО» (мощность 850 тыс. т, лицензиар: Axens, разработка рабочей документации: ОАО «ВНИПИнефть»), а также процесс VCC компании KBR на ОАО «ТАИФ-НК» (проект строительства комплекса по глубокой переработке тяжелых остатков (КГПТО) основан на технологии Veba Combi Cracking, лицензированной фирмой KBR. В состав комплекса входит установка VCC, установка производства водорода, серы, объекты ОЗХ. Мощность комплекса составляет 3,7 млн т в год).

– Какие сложности Вы видите на рынке авиакеросина?

– Следует отметить, что производство и потребление авиационного керосина носит сезонный характер и определяется сезонностью пассажироперевозок. Основным потребителем авиационного топлива на внутреннем рынке является гражданская авиация. Потребление авиакеросина в аэропортах Московского авиационного узла составляет более 50% его потребления всей гражданской авиацией РФ. Изменение оптовых цен на внутреннем рынке авиакеросина в России имеет высокую степень корреляции со стоимостью этого продукта на мировом рынке.

Keywords: *gasoline, diesel fuel, Euro-5, refinery fuel market.*

НАДЕЖНАЯ ТЕХНИКА НА СЛУЖБЕ СТРАНЫ

С Днем нефтяника и газовика!

Реклама

До 3 лет гарантии (150 000 км)

Более 150 вариантов спецтехники

Межсервисный интервал до 20 000 км

До 8 лет гарантии от сквозной коррозии

www.azgaz.ru

8-800-700-0-747

Звонок по России бесплатный

ГАЗ

ГЛУБОКАЯ ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ:
варианты и тенденции

УДК 665.6/.7

УЖЕ ПРОШЛИ ТЕ ВРЕМЕНА, КОГДА НПЗ МОГЛО БЫТЬ ПРИБЫЛЬНЫМ, ПРОИЗВОДЯ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО ОСТАТОЧНОГО ТОПЛИВА. РОСТ КОНКУРЕНЦИИ В НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ БИЗНЕСЕ, КОТОРЫЙ МЫ СЕЙЧАС НАБЛЮДАЕМ, ВЫНУЖДАЕТ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ МИНИМИЗИРОВАТЬ ПРОИЗВОДСТВО ОСТАТКОВ, ВКЛЮЧАЯ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ КОНФИГУРАЦИЮ ПРОЦЕССЫ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПОЗВОЛЯЮЩИЕ ПОВЫСИТЬ ГЛУБИНУ ПЕРЕРАБОТКИ, ДОСТУПНЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКАМ СЕГОДНЯ?

REGRETFULLY FOR SOME REFINERIES, THE GOOD OLD TIMES OF EARNING PROFITS EVEN WHEN PRODUCING IMPORTANT AMOUNTS OF FUEL OIL ARE NOW GONE. TODAY, WE SEE THAT COMPETITION IN THE PETROLEUM REFINING INDUSTRY KEEPS GROWING; HENCE THE REFINERS ARE PUSHED TO MINIMISING FUEL OIL PRODUCTION BY MEANS OF INTEGRATING DEEP CONVERSION PROCESSES INTO THEIR ASSET CONFIGURATION. WHAT TECHNOLOGIES ALLOWING TO INCREASE CONVERSION ARE AVAILABLE FOR REFINERS TODAY?

Ключевые слова: *глубокая нефтепереработка, НПЗ, экологические требования, очистка топлива, остаточное топливо.*

Валентин Котломин,
Директор, Стратегические исследования и экономика переработки, EPC

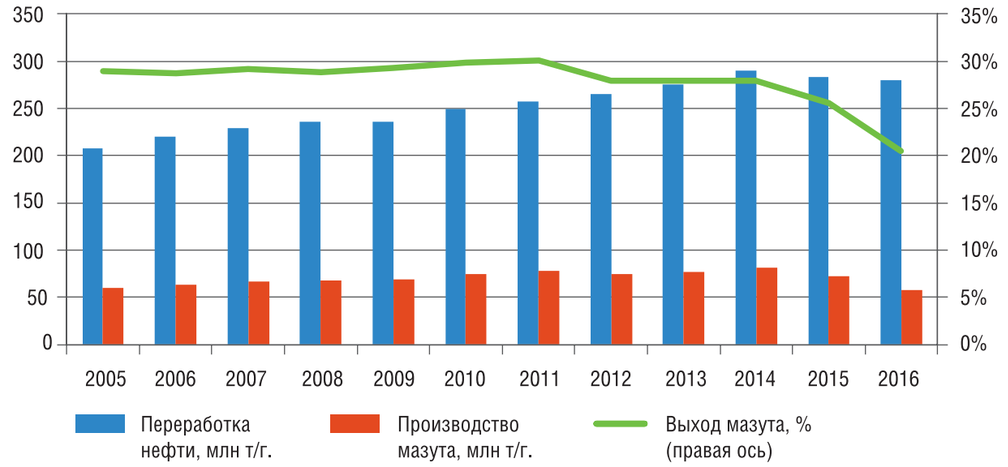
С 2020 года ожидается вступление в силу требования Международной морской организации (ИМО) по содержанию серы в бункерном топливе. Это требование оценивается многими специалистами отрасли как революционное, сопоставимое с событием начала XX века, когда морское судоходство перешло с использования угля на жидкое нефтяное топливо. Это требование столь серьезно, что способно кардинально изменить структуру глобального спроса на бункерное топливо, стимулируя развитие новых конструкций судов (установка скрубберов для очистки дымовых газов, использование электроэнергии и ядерной энергетики), использование альтернативных топлив (дистиллятное топливо, СПГ, метанол), а также, что актуально для нефтепереработчиков всего мира, может привести к существенному сокращению рынка сернистого остаточного топлива и снижению его стоимости.

Возвращаясь к процессам глубокой переработки, существует много критериев, которые используются для выбора того или иного процесса, и эти критерии не ограничиваются только техническими характеристиками – большое значение для выбора имеет операционная стратегия предприятия, а также рыночное окружение. В данной статье мы рассмотрим мировые тенденции в глубокой переработке, проекты, которые находятся на стадии реализации, и проекты, которые недавно были анонсированы. Это не всеобъемлющий анализ, это всего лишь несколько примеров, которые иллюстрируют возможные варианты для нефтепереработчиков, как увеличить глубину переработки и минимизировать производство остаточного топлива на своих мощностях.

Естественно, мы начнем наше путешествие с России. В последние несколько лет российские НПЗ запустили целый ряд проектов по глубокой переработке, что позволило в 2015–16 годах добиться существенного снижения доли мазута в продуктовой корзине с 28–30% в 2005–14 годах до 26% в 2015 году и 20% в 2016 году, (см. рис 1).

Наиболее популярным процессом глубокой переработки в России по праву считается замедленное коксование: только

РИС. 1. Переработка нефти и производство мазута в России



в 2015–2016 годах установки замедленного коксования (УЗК) были запущены на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», АО «ТАНЕКО» и АО «Антипинский НПЗ». Тем не менее, хотелось бы обратить внимание читателя на другую технологию, которая будет использоваться для увеличения глубины переработки на НПЗ ОАО «Таиф-НК» в Нижнекамске, – суспензионный гидрокрекинг VCC, лицензируемый компанией KBR. Проект находится на финальной стадии, ведутся пусконаладочные работы.

Следующая остановка нашего путешествия – Восточная Европа. В конце 2016 года сразу две региональные компании заявили о своих намерениях построить УЗК на своих НПЗ. Первый проект – УЗК на НПЗ в Риеке, Хорватия, принадлежащем компании INA. Согласно официальному пресс-релизу, компании INA и Tecnicas Reunidas подписали соглашение на разработку расширенного базового проекта (РБП) для комплекса переработки остатка, включающего УЗК, лицензируемую компанией Bechtel. Другой проект – УЗК на НПЗ в Панчево, принадлежащем национальной сербской нефтяной компании НИС. Этот проект уже находится в активной стадии реализации – был заключен EPCM-контракт с компанией CB&I.

В принципе, замедленное коксование является наиболее популярным процессом глубокой переработки в мире, однако его недостатками является необходимость организовывать сбыт существенных объемов нефтяного кокса, а также необходимость дополнительной очистки производимых жидких нефтепродуктов, что решается заменой УЗК на гидропереработку – гидрокрекинг остатка в кипящем слое или суспензионный гидрокрекинг. Этот вопрос обсуждался с представителями НИС, и они подтвердили, что несмотря на все плюсы и минусы, УЗК была выбрана как наиболее надежное и проверенное временем решение.

Теперь перенесемся в Северную Европу! В середине 2016 года шведский нефтепереработчик Preem и американская компания Beowulf Energy Sweden анонсировали план по оценке возможностей

строительства нового комплекса гидропереработки остатка на НПЗ в Люсечиле, Швеция. В настоящее время у нас есть информация, что «сердцем» данного комплекса будет суспензионный гидрокрекинг вакуумного остатка по технологии LC-Slurry, лицензируемой компанией CLG. Целью проекта является увеличение производства автобензина и дизельного топлива по стандарту Евро-5 и производство бункерного топлива, соответствующего новым требованиям ИМО.

Go East! Наш следующий регион – Азия. Южнокорейская компания S-Oil, собственник одного из крупнейших НПЗ в мире, реализует проект RUCP/ODC – строительство комплекса глубокой переработки остатка и комплекса переработки олефинов. Нефтеперерабатывающая часть проекта представлена комбинацией установок гидроочистки атмосферного остатка и каталитического крекинга высокой жесткости, обе технологии по лицензии компании Axens. Основной смысл этой конфигурации состоит в максимальном производстве сырья для нефтехимического комплекса – легких олефинов и нафты.

Идеи интеграции нефтепереработки с нефтехимическим производством активно обсуждаются и в другом крупном нефтеперерабатывающем регионе – на Ближнем Востоке. Местные нефтепереработчики рассматривают данную концепцию не иначе как «святой грааль», который позволит повысить рентабельность переработки. Крупнейший проект в этом направлении – проект OTC, совместное «детище» компаний Saudi Aramco и SABIC, предполагающий полную переработку нефти в нефтехимическую продукцию. В настоящее время технологическая конфигурация проекта еще не определена, и существует вероятность, что будет принято решение по использованию собственных разработок компании Saudi Aramco, базирующихся на результатах работы демонстрационной установки – комбинация суспензионного гидрокрекинга и каталитического крекинга высокой жесткости.

Наш другой пример интеграции нефтепереработки и нефтехимии из Африки. В 2018 году планируется запуск нового НПЗ в Нигерии мощностью более 30 млн т/г., собственником которого является Dangote Group. Помимо моторных топлив, предприятие будет производить нефтехимическую продукцию – полипропилен, аммиак и карбамид. За глубокую переработку на НПЗ будет отвечать комбинация установок каталитического крекинга вакуумного остатка и гидрокрекинга ВГО, обе по лицензии компании Honeywell UOP.

И новости из Южной Америки. Венесуэльская PDVSA продолжает модернизацию своего НПЗ в Пуэрто-ла-Крус. Целью проекта является переработка местных тяжелых и сверхтяжелых нефтей, а в качестве процесса глубокой переработки используется технология HDH Plus, являющаяся разновидностью суспензионного гидрокрекинга – разработка собственного научно-исследовательского подразделения компании Intevep.

Помимо технологий, которые уже нашли свое применение в эксплуатируемых установках или находятся в стадии строительства, продолжают появляться новые разработки. Так на ежегодной конференции по технологиям переработки нефтяных остатков, которая организуется компанией Euro Petroleum Consultants (EPC) в Москве, в апреле этого года была впервые презентована технология GT-SACT, еще одна вариация на тему суспензионного гидрокрекинга. Это совместный проект американской GTC Technology и китайской Sanju, в настоящее время в Китае эксплуатируется демонстрационная установка мощностью более 150 тыс. т/г., и целый ряд проектов находится на стадии начала реализации в ближайшие несколько лет.

Резюмируя все вышесказанное, увеличение глубины переработки и снижение производства малоценного остаточного топлива, без сомнения, являются жизненно важными задачами для многих существующих и строящихся НПЗ, и современная наука готова придти им на помощь. В настоящее время существует целый ряд промышленных технологий, повышающих глубину переработки, и нефтепереработчики имеют реальный шанс найти оптимальное решение, учитывающее их специфические особенности и цели. ●

Keywords: *deep conversion, refinery, environmental requirements, fuel treatment, fuel oil.*

ПРИ УЧАСТИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
AEB Association of European Businesses
NGV ITALY
NGV INTERNATIONAL ACADEMY
Российское Газовое Общество

РЕКЛАМА

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
EXPOFORUM
РОССИЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ
ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
БАНК РОССИЯ
ПАРТНЁР ПО СТИЛЮ
INDEVER
WELL DONE SUITS
ПАРТНЁРЫ
OMV
uniper
Air Liquide
ТМК
ГАЗПРОМБАНК
ЧТПЗ
ГАЗПРОМ АВТОМАТИЗАЦИЯ
ГМС ГРУППА
TURKISH AIRLINES

Neftegaz.RU
номер 9/2017 г.

УДК 628.3

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЕКТ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗНАЧЕНИЯ В ОМСКЕ

Анастасия Никитина

ГОД ЭКОЛОГИИ ПРИНЕС В НЕФТЕГАЗОВУЮ ОТРАСЛЬ ПРОМЫШЛЕННОСТИ МНОГО ИННОВАЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ, ОРИЕНТИРОВАННЫХ НА ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЕ СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ ПРОИЗВОДСТВА НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ. САМЫЕ ЗНАЧИМЫЕ ИЗ КОТОРЫХ, РАСПОРЯЖЕНИЕМ ПРАВИТЕЛЬСТВА РФ, БЫЛИ ВКЛЮЧЕНЫ В ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ПЛАН МЕРОПРИЯТИЙ В РАМКАХ ПРОВЕДЕНИЯ В РОССИИ ГОДА ЭКОЛОГИИ. В ПРИОРИТЕТНЫЙ СПИСОК БЫЛИ ВКЛЮЧЕНЫ И ОЧИСТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ЗАКРЫТОГО ТИПА «БИОСФЕРА», КОТОРЫЕ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ» СТРОИТ НА СВОИХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ АКТИВАХ – ОМСКОМ И МОСКОВСКОМ НПЗ. ЧЕМ ИНТЕРЕСНА ЭТА УНИКАЛЬНАЯ ДЛЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ ТЕХНОЛОГИЯ И КАК ОНА ПОМОЖЕТ ПРЕДПРИЯТИЯМ ПОВЫСИТЬ СВОЮ ЭКОЛОГИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ?

THE YEAR OF ECOLOGY HAS BROUGHT A LOT OF INNOVATIVE PROJECTS TO THE OIL AND GAS INDUSTRY, AIMED AT A CONSISTENT REDUCTION OF THE PRODUCTION BURDEN ON THE ENVIRONMENT. THE MOST SIGNIFICANT OF WHICH, BY THE ORDER OF THE GOVERNMENT OF THE RUSSIAN FEDERATION, WERE INCLUDED IN THE FEDERAL PLAN OF ACTIVITIES WITHIN THE FRAMEWORK OF THE YEAR OF ECOLOGY IN RUSSIA. THE PRIORITY LIST INCLUDED ALSO UNIQUE TREATMENT FACILITIES OF THE CLOSED TYPE "BIOSPHERE", WHICH GAZPROM NEFT IS BUILDING ON ITS OIL REFINING FACILITIES – THE OMSK AND MOSCOW OIL REFINERIES. WHAT IS INTERESTING ABOUT THIS UNIQUE TECHNOLOGY FOR THE OIL REFINING INDUSTRY AND HOW WILL IT HELP ENTERPRISES IMPROVE THEIR ENVIRONMENTAL EFFICIENCY?

Ключевые слова: *нефтеперерабатывающий завод, снижение нагрузки на окружающую среду, очистные сооружения, Газпром нефть, установка «Биосфера», экология.*

Сегодня вопросы экологии, защиты окружающей среды выдвигаются на первый план среди глобальных приоритетов мирового сообщества, а ведь каких-то 20–30 лет назад еще не было четкого осознания того, что сохранение и оздоровление среды обитания – это важнейшие условия устойчивого развития, улучшения качества жизни людей и сохранения экосистемы в целом. В современных реалиях оставлять проблемы экологии без внимания – непозволительная роскошь.

В этой связи очень важно грамотное решение проблем в сфере промышленной экологии, особенно если учесть тот факт, что в СССР этого понятия как такового не было – все усилия были направлены на рост промышленной мощи страны без оглядки на «отвлекающие факторы». Современные предприятия идут по другому пути – пытаются максимально рационализировать процесс природопользования, а государство, в свою очередь, стремится поставить экологическую составляющую их деятельности под жесткий контроль.

Необходимо эффективно совершенствовать уже имеющиеся технологии, а также внедрять инновационные системы, которые помогут наладить работу предприятия с максимальным снижением влияния производства на окружающую среду.

2017 год, объявленный указом президента РФ Годом экологии, принес в нефтегазовую отрасль промышленности немало интересных проектов. Некоторые из них распоряжением правительства РФ были включены в федеральный план мероприятий в рамках проведения в России Года экологии.

Среди приоритетных проектов и уникальные очистные сооружения закрытого типа «Биосфера», которые «Газпром нефть» строит на своих нефтеперерабатывающих активах – Омском и Московском нефтеперерабатывающих заводах.

ФАКТЫ

В 2019 г.

на Омском НПЗ будут запущены в эксплуатацию очистные сооружения нового типа «Биосфера»

До 3450

м³/час вырастет производительность очистных сооружений Омского НПЗ, что позволит создать необходимый резерв для подключения к ним новых производственных комплексов

Проект «Биосфера» уже показал свою эффективность, и «Газпром нефть» тиражирует его: если на Омском НПЗ строительство только начинается, то на МНПЗ в 2017 г. уже следует ожидать внедрения проекта в эксплуатацию.

На ОНПЗ подготовка к строительству «Биосферы» началась в феврале 2017 г., а уже в марте строительство было одобрено «Главгосэкспертизой». Это один из значимых проектов 2-го этапа масштабной программы модернизации завода, одним из ключевых приоритетов которой является последовательное снижение нагрузки производства на окружающую среду. Помимо «Биосферы», в рамках 2-го этапа модернизации будут построены другие производственные комплексы, а также реконструированы действующие установки с учетом современных экологических требований, что обеспечит дополнительное снижение воздействия на окружающую среду к 2020 году на 28%.

Инвестиции «Газпром нефти» в строительство новых очистных сооружений в Омске составят порядка 17 млрд руб., а ввод в эксплуатацию нового комплекса намечен на 2019 г.

Базовый проект установки «Биосфера», разработанный отечественным проектным институтом «Омскнефтехимпроект», предусматривает использование уникальной для российской нефтепереработки технологии многоступенчатой очистки сточных вод. Она включает в себя механическую, физико-химическую, биологическую очистку, а также угольную фильтрацию и обеззараживание ультрафиолетом.

Конструкция очистных сооружений закрытого типа имеет герметичную емкость, т.е. процессы очистки сточных вод проходят без прямого контакта с окружающей средой.

Технологические решения многоступенчатой системы очистки, заложенные в проект, позволят:

- в 17 раз сократить общую площадь очистных сооружений Омского НПЗ (они займут площадь всего 9,5 га при нынешних 152 га);
- снизить нагрузку на городские очистные сооружения за счет возврата до 70% воды в технологический цикл предприятия;
- увеличить на 20% производительность очистных сооружений с 2790 до 3450 м³/час, что создаст резерв для подключения к очистным сооружениям новых производственных установок;
- обеспечить полную герметичность всех процессов для предотвращения испарений нефтепродуктов, что позволит на 95% снизить воздействие очистных сооружений ОНПЗ на атмосферный воздух (дополнительную безопасность процесса очистки обеспечит технология «азотной подушки»).

Технологический процесс будущего экологического объекта в общих чертах выглядит так. Сначала промышленные и дождевые стоки попадают в резервуары, назначение которых – накапливать воду в пиковые периоды (например, во время дождей и снеготаяния), чтобы затем обеспечить ее равномерное поступление в блоки очистки.

ФАКТЫ

До 70 %

очищенных сточных вод будет возвращаться в производственный цикл по закрытой схеме

В 17 раз

сократится площадь очистных сооружений при повышении их производительности на 20%

Затем вода поступает в блок механической очистки, в котором происходит ее фильтрация с помощью решеток, песколовок и нефтеловушек и отстаивается основная часть нефтеэмульсии.

Далее – блок флотационной очистки, где с помощью реагента и пузырьков воздуха на напорных флотаторах удаляются тонкодисперсные, коллоидные и растворенные органические вещества и механические примеси. Кстати, именно в закрытых бассейнах денитрификации происходит утилизация газов, что исключает их попадание в атмосферу.

Следующий этап – биологическая очистка активным илом. С помощью жизнедеятельности микроорганизмов на мембранных биореакторах (МБР) происходит окисление и минерализация органических и неорганических веществ. Применение МБР – это именно то, что отличает систему биологической очистки от предыдущей.

Интересно отметить, что в России есть лишь единичные примеры с малогабаритными очистными сооружениями с МБР, а применительно к нефтеперерабатывающей отрасли промышленности технология вообще будет применена впервые в российской практике.

Технологии мембранных биореакторов позволяют:

- повысить эффективность и надежность очистных сооружений;
- повысить производительность очистных сооружений за счет увеличения концентрации активного ила в аэротенках – резервуарах прямоугольного сечения, по которому протекает сточная вода, смешанная с активным илом;
- сделать очистные сооружения более компактными благодаря замене вторичного отстаивания и фильтрации на фильтрах различного типа на мембранную доочистку;
- снизить объем избыточного активного ила.

Проще говоря, питающая вода поступает в мембранные резервуары, а обрабатываемая вода движется за счет вакуума (созданного внутри мембранных волокон) через мембраны. По старой технологии отделение ила от воды происходило за счет естественной гравитации, что требовало большой площади аэротенков, а использование мембранных фильтров позволяет в разы увеличить объем ила, в котором происходит биоочистка, и сократить при этом площадь аэротенков блока биологической очистки.

Блок фильтрования и обеззараживания завершает цикл очистки воды. Здесь она проходит через гравитационные угольные фильтры, улавливающие остатки загрязнений.

В самом конце вода подвергается ультрафиолетовому обеззараживанию, избавляясь от вирусов и бактерий, а также плесени и спор.

Оставшийся от процесса очистки осадок и нефтешлам попадет в блок обработки, где из осадка удаляется газ, который утилизируется. Уловленные остатки нефтепродуктов возвращаются в нефтепереработку.

Довольно сложная система очистки, но она того стоит.

Принципиальные новшества новых очистных сооружений Омского НПЗ, помимо мембранных технологий – это очистка отходящих газов с помощью современных газоконвекторных камер, а также возможность возврата уловленного нефтепродукта в производство.

В рамках строительства очистных сооружений ОНПЗ разработан и направлен на согласование в администрацию г. Омска проект магистрального канализационного коллектора (МКК), который напрямую соединит будущие очистные сооружения ОНПЗ с очистными сооружениями «ОмскВодоканала». Проект также подготовил «Омскнефтехимпроект». Предложенная им схема отвода сточных вод позволит полностью исключить из процесса очистки буферные пруды ОНПЗ, которые будут выведены из эксплуатации.

ФАКТЫ

На 95 %

снизится воздействие очистных сооружений на атмосферный воздух за счет применения герметичной технологии «азотной подушки»

17 млрд руб.

составят инвестиции «Газпром нефти» в строительство очистных сооружений ОНПЗ

2,1 км

протяженность магистрального канализационного коллектора, который напрямую соединит будущие очистные сооружения ОНПЗ с системой очистных сооружений «ОмскВодоканала»

Протяженность МКК в 2-трубном исполнении составит 2,1 км, диаметр – 0,82 м, а надежность и герметичность трубопроводов обеспечит внутренняя и внешняя антикоррозийная обработка. Прокладку коллектора предполагается осуществить как открытым, так и закрытым способом.

Работа ведется по накатанному пути.

На Московском НПЗ, как уже упоминалось, строительство подобной «Биосферы» практически завершено. Ввод в эксплуатацию – уже осенью 2017 г.

Рабочие параметры «Биосферы» на Московском НПЗ, как и на ОНПЗ, позволят предприятию значительно увеличить экологическую эффективность очистных сооружений, и не только:

- эффективность очистки сточных вод достигнет 99%, что соответствует мировым показателям и превосходит российские нормативные требования;
- до 75% используемой воды возвращается в производство;
- в 2,5 раза снизится потребление речной воды;
- будет обеспечен практически замкнутый цикл водопользования.

Довольно оптимальная схема технологических решений в промышленной экологии, включающая использование современных отечественных разработок, унификацию проектов, использование опыта внедрения и т.д., позволяет не только проводить модернизацию крупнейших промышленных предприятий в соответствии с международными экологическими стандартами и в оптимальные сроки (с точки зрения развития технологий), но и войти в число наиболее эффективных в отечественной промышленности и укрепить свое лидерство на рынке. ●

Keywords: *refinery, reducing the burden on the environment, treatment facilities, Gazprom Neft, the installation of "Biosphere".*

БЕЗОПАСНАЯ УТИЛИЗАЦИЯ НЕФТЯНЫХ ОТХОДОВ

НЕФТЯНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ ЗАНИМАЕТ ПЕРВУЮ СТРОЧКУ НЕ ТОЛЬКО В ПЕРЕЧНЕ САМЫХ ЗНАЧИМЫХ ОТРАСЛЕЙ РОССИЙСКОЙ ЭКОНОМИКИ, НО И СРЕДИ НАИБОЛЕЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВ. НЕЗАМЕНИМЫЕ ДЛЯ ЧЕЛОВЕЧЕСТВА ПРОДУКТЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ МОГУТ ОКАЗЫВАТЬ ПАГУБНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, А НЕФТЕПРОМЫСЛЫ ОТНОСЯТСЯ К ВЗРЫВО- И ПОЖАРООПАСНЫМ ОБЪЕКТАМ. КАЧЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ ОТХОДОВ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ПРОИЗВОДИМЫМИ ВИДАМИ ТОВАРНЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ И ИСПОЛЬЗУЕМЫМИ ТЕХНОЛОГИЯМИ. КЛЮЧЕВЫМИ ОТХОДАМИ ОТРАСЛИ ЯВЛЯЮТСЯ НЕФТЯНЫЕ ЭМУЛЬСИИ, ШЛАМЫ И ОСАДКИ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ СТОЧНЫХ ВОД, НЕФТЕШЛАМЫ ОТ ЗАЧИСТКИ ЕМКОСТЕЙ И ОБОРУДОВАНИЯ, А ТАКЖЕ НЕФТЕОТДЕЛИТЕЛЕЙ СИСТЕМ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ; ЗАГРЯЗНЕННЫЕ НЕФТЕПРОДУКТАМИ СОРБЕНТЫ; КИСЛЫЕ ГУДРОНЫ И ДР. КАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕЗОПАСНОЙ УТИЛИЗАЦИИ ОТХОДОВ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВ СУЩЕСТВУЮТ СЕГОДНЯ И КАКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ЭТОГО ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

THE OIL INDUSTRY IS THE FIRST LINE, NOT ONLY IN THE LIST OF THE MOST IMPORTANT SECTORS OF THE RUSSIAN ECONOMY, BUT ALSO AMONG THE MOST ENVIRONMENTALLY HAZARDOUS INDUSTRIES. ESSENTIAL FOR MANKIND PETROLEUM PRODUCTS CAN HAVE A DETRIMENTAL EFFECT ON THE ENVIRONMENT, AND THE OIL FIELDS ARE EXPLOSIVE AND FLAMMABLE OBJECTS. THE QUALITATIVE COMPOSITION OF THE WASTE PRODUCED IS DETERMINED BY THE KINDS OF COMMODITY PETROLEUM PRODUCTS AND THE TECHNOLOGY USED. THE KEY WASTE OF THE INDUSTRY ARE OIL EMULSIONS, SLUDGE AND SEDIMENTS OF TREATMENT FACILITIES FOR OILY WASTEWATER, OIL SLUDGE FROM STRIPPING OF TANKS AND EQUIPMENT, AS WELL AS OIL SEPARATORS OF CIRCULATING WATER SUPPLY SYSTEMS; CONTAMINATED WITH MINERAL OIL SORBENTS; ACID TARS AND OTHERS. WHAT TECHNOLOGY FOR SAFE DISPOSAL OF WASTE OIL PRODUCTION AND REFINING PLANTS EXIST TODAY AND WHAT EQUIPMENT SHOULD OFFER RUSSIAN DEVELOPERS?

Ключевые слова: *нефтедобыча, нефтяные отходы, утилизация, оборудование непрерывного пиролиза для обращения с нефтесодержащими отходами, установка термической деструкции.*

Ладыгин Константин Владимирович,
к.т.н.,
ПГ «Безопасные Технологии»

Стомпель Семен Исаакович,
Ph.D.,
ПГ «Безопасные Технологии»

Спектор Юрий Леонидович,
IPEC
(ПГ «Безопасные Технологии»)

Существующие способы переработки нефтешламов не являются экономически удовлетворительными. Например, механический способ, такой как центрифугирование либо физико-химические методы, среди которых наиболее востребованы барабанная сепарация и флотация, требуют значительных затрат энергии. Биохимические методы сложны и нуждаются в постоянном контроле. Термические способы представлены высокотемпературным сжиганием и пиролизом. Инсинерация является одним из универсальных вариантов обращения с отходами нефтяного промысла, но при этом технологическая линия требует дополнительной комплектации эффективной и дорогостоящей системой газоочистки, т. к. при сжигании образуются загрязняющие вещества, в т. ч. оксиды тяжёлых металлов.

Рассматривая традиционные технологии утилизации отходов нефтедобывающего сектора, отдельным аспектом необходимо отметить особый вид отходов, для которого подобные методы ввиду содержания в их составе опасных компонентов нерелевантны. Речь идет о кислых гудронах, образующихся при очистке нефтепродуктов, аппаратов и резервуаров концентрированной серной кислотой, накопление и складирование которых приводит к глубокой деградации почв, загрязнению рек, подземных вод и воздуха. Ежегодный прирост отхода на российских предприятиях нефтехимии и нефтепереработки достигает 300 тысяч тонн.

Содержание серной кислоты в отходах вызывает быструю коррозию оборудования и препятствует получению кондиционного продукта. На сегодняшний день в России не существует эффективной и работающей технологии по утилизации кислых гудронов. Поэтому предприятия вынуждены накапливать отходы и платить за хранение внушительные экологические штрафы. Стоит отметить, что кислогудронные пруды рассчитаны только на временное хранение опасных отходов, которое в большинстве случаев затягивается на десятки лет. Дальнейшее их существование чревато экологической катастрофой, поэтому в последние годы во всем мире ведется активный поиск эффективных решений по обезвреживанию кислых гудронов и восстановлению нарушенных земель.

Анализ существующих технологий показал, что за рубежом преобладает переработка кислых гудронов высокотемпературным окислением с утилизацией диоксида серы в серную кислоту. При этом теряется ценная углеводородная составляющая. В России часть отхода подмешивают в другие углеводородные товары, например, в мазут. Но и такая технология не является вечной, так как глубина переработки нефти увеличивается, соответственно тяжелых остатков в виде мазута становится меньше. Существующие технологии переработки кислых гудронов в компоненты дорожных покрытий весьма сложны и требуют значительных инвестиций в дорогостоящее оборудование. Поэтому зачастую предприятия, чтобы избавиться от этого сложного отхода, применяют не самые цивилизованные способы. Например, просто сжигают или закапывают вперемешку с известью, что наносит серьезный вред окружающей среде.

В связи с актуальностью проблемы Промышленная Группа «Безопасные Технологии» разработала инновационное оборудование непрерывного действия для обращения с нефтесодержащими отходами – Установку Термической Деструкции УТД-2, в основе которой лежит наиболее перспективный метод утилизации органических отходов – пиролиз. При пиролизе высококалорийные отходы не уничтожаются, а перерабатываются в кондиционные продукты: синтетическую нефть (жидкое котельное топливо), пиролизный газ и сухой остаток.

Производительность установки непрерывного цикла УТД-2 – до 50 тонн в сутки по сырью, причём вследствие конструктивных особенностей возможна одновременная подача пастообразного и сухого сырья.

Рассмотрим технологию переработки нефтесодержащих отходов на установке термической деструкции серии УТД. Отходы с помощью шнека загружаются в камеру пиролиза, где происходит их термическое разложение на фракции. Отходящий пиролизный газ попадает в систему фильтров и конденсаторов, где происходит очистка и сепарация паров жидкой фракции, воды и газа. Топливо поступает в накопительную емкость. Пиролизный газ используется в качестве топлива после выхода Установки на эксплуатационный режим, что приводит к существенному снижению эксплуатационных затрат.

Тепло, образующееся в процессе переработки отходов, может быть использовано для обогрева производственных помещений.

Установка УТД-2 оборудована современной компьютерной системой контроля и функционирует в автоматическом режиме. Основные технологические параметры выводятся на сенсорную панель оператора, который может вмешаться в работу установки в случае нештатной ситуации. На экране видны все узлы установки в последовательности технологического процесса, для каждого параметра предусмотрена возможность автоматического и ручного контроля.

Пиролизное оборудование УТД-2 герметично, включая систему выгрузки твёрдого остатка, поэтому его воздействие на окружающую среду минимально, что подтверждено самым важным документом – положительным заключением Росприроднадзора (ГЭЭ).

Установка способна перерабатывать широкий диапазон нефтесодержащих отходов – нефтешламы, некондиционные нефтепродукты, кубовые остатки после перегонки нефти, мазут и др., что делает ее присутствие на предприятии важным дополнением к обычным методам утилизации промышленных отходов. Например, образующиеся на НПЗ отходы обычно содержат значительное количество углеводородов, поэтому в среднем, можно прогнозировать,

Комплекс утилизации отходов Куюмбинского месторождения на базе Установки УТД-2-2000, ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»

Установка непрерывного пиролиза УТД-2
(ПГ «Безопасные Технологии»)

что выход синтетической нефти составит приблизительно 30 % с каждой тонны сырья, в свою очередь это топливо является готовым продуктом, которое можно использовать по назначению без дополнительной обработки и подготовки.

Блочно-модульное исполнение, максимальная заводская готовность, минимальные сроки монтажа, а также отсутствие необходимости получения дополнительных разрешений на строительство – всё это позволяет использовать УТД-2 на удаленных объектах, в местах образования отходов. Так, стала возможной переработка отходов бурения непосредственно на нефтяных месторождениях, что в ближайшей перспективе обеспечит переход к безамбарному бурению.

К установке УТД-2 прямо из-под шнека буровой свозят отходы всего куста скважин, что позволяет исключить постоянное складирование шламов в специализированных амбарах и на полигонах захоронения отходов. Продуктами, пригодными к дальнейшему использованию, являются техническая вода и промышленный грунт. Технический грунт – сертифицированный продукт, который можно использовать для отсыпки автодорог, обваловки площадок и скважин, рекультивации карьеров ОПИ. Техническая вода подходит для приготовления новых партий буровых растворов.

Инновационная технология непрерывного пиролиза подтвердила свою эффективность на реализованном сервисной компанией ООО «БТ-Промотходы» комплексе утилизации отходов Куюмбинского месторождения (ООО «Славнефть-Красноярскнефтегаз»). Стоит отметить, что по результатам успешной эксплуатации комплекса в 2016 году, «НГК «Славнефть» продлила контракт с «БТ-Промотходы» до 2019 года. В текущем году технопарк комплекса на Куюмбинском НГМ пополнился новой высокопроизводительной установкой УТД-2-2000 (усовершенствованная модификация УТД-2-800). Внешние габариты не претерпели изменения, и реакторный модуль по-прежнему вписывается в 40-футовый стандартный морской контейнер, модификации подверглось внутреннее устройство пиролизного блока. Установка получила новую систему шнеков, позволяющих более эффективно распределять сырье. УТД-2-2000 была успешно выведена на режим и перерабатывает сегодня несколько десятков тонн буровых шламов в сутки, согласно проектным данным.

Установка термической деструкции, как и вся продукция ПГ «БТ», сертифицирована TÜV NORD Baltik, что позволяет удовлетворить спрос на нее со стороны европейских заказчиков. Минувшим летом модернизированная установка УТД-2-2000 была отгружена с производственных площадок «БТ» в Европу.

Технология переработки отходов нефтяной промышленности посредством пиролиза на сегодняшний день является оптимальной. Нефтеперерабатывающие и нефтедобывающие компании активно проявляют интерес к установкам термической деструкции УТД-2, чему можно назвать три главные причины:

- экономичность установки за счет эксплуатации на вырабатываемом в процессе переработки отходов топливе;
- минимальное воздействие на окружающую среду, переработка отходов полностью изолирована от внешней среды. Автоматизация процесса снижает риск возникновения нештатных ситуаций по причине человеческого фактора;
- открывается перспектива полной ликвидации шламовых амбаров и перехода к безамбарному бурению, рекомендованному Правительством РФ.

Оборудование производства Промышленной Группы «Безопасные Технологии» понятно и удобно в эксплуатации, что обеспечивает возможность заказчику осуществлять самостоятельное обслуживание установки. В то же время многолетний опыт эксплуатации и знание внутреннего устройства оборудования гарантирует более грамотное сервисное обслуживание установки силами компании-поставщика. ●

Keywords: *oil production, waste oil recycling, equipment for continuous treatment of oil-containing waste, installation of thermal degradation.*

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ,
ежегодно объединяющее профессионалов отрасли

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РСПП
Российское Газовое Общество
СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ
ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА
Messe Düsseldorf

ДИАГНОСТИКА ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ,

происходящего через газопылевые выбросы

УДК 631.4:502.76+549.25/.28

Р.В. Галиулин,
доктор географических наук, ведущий научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН

В.Н. Башкин,
доктор биологических наук, главный научный сотрудник ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и Института физико-химических и биологических проблем почвоведения РАН

Р.А. Галиулина,
научный сотрудник Института фундаментальных проблем биологии РАН

А.К. Арабский,
доктор технических наук, заместитель главного инженера ООО «Газпром добыча Ямбург»

ПРЕДСТАВЛЕН СПОСОБ, ЗАЩИЩЕННЫЙ ПАТЕНТОМ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ № 2617533, ВКЛЮЧАЮЩИЙ ДИАГНОСТИКУ, ПОСРЕДСТВОМ АНАЛИЗА АКТИВНОСТИ ФЕРМЕНТА ДЕГИДРОГЕНАЗЫ, ХРОНИЧЕСКОГО И АВАРИЙНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВ ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ, ПРОИСХОДЯЩЕГО ЧЕРЕЗ ГАЗОПЫЛЕВЫЕ ВЫБРОСЫ ПРИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ (СЖИГАНИИ НЕФТИ, НЕФТЯНОГО ПОПУТНОГО ГАЗА, БЕНЗИНА, ДИЗЕЛЬНОГО И КОТЕЛЬНОГО ТОПЛИВА И УГЛЯ, В МЕТАЛЛУРГИИ И ПРИ ОБЖИГЕ ЦЕМЕНТНОГО СЫРЬЯ). ДАННЫЙ СПОСОБ ДИАГНОСТИКИ ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ, ПОВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ И КАЧЕСТВО ЭКСПЕРТИЗЫ НА ТЕРРИТОРИЯХ С НЕБЛАГОПОЛУЧНОЙ ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКОЙ СИТУАЦИЕЙ

THE METHOD PROTECTED BY THE PATENT OF THE RUSSIAN FEDERATION NO. 2617533, INCLUDING THE DIAGNOSTICS BY MEANS THE DEHYDROGENASE ENZYME ACTIVITY ANALYSIS OF CHRONIC AND EMERGENCY POLLUTION OF SOILS BY HEAVY METALS, OCCURRING THROUGH GAS-DUST EMISSIONS AT HIGH-TEMPERATURE TECHNOLOGY PROCESSES (COMBUSTION OF OIL, SIMULTANEOUS OIL GAS, GASOLINE, DIESEL AND BOILER FUEL AND COAL, IN METALLURGY AND AT ROASTING OF CEMENT RAW MATERIALS) IS PRESENTED. THE PRESENT METHOD OF DIAGNOSTICS ALLOWS TO REDUCE TIME, TO INCREASE THE ACCURACY AND QUALITY OF EXAMINATION ON THE TERRITORIES WITH AN UNSUCCESSFUL GEOECOLOGICAL SITUATION

Ключевые слова: *высокотемпературные технологические процессы, газопылевые выбросы, тяжелые металлы, почва, хроническое и аварийное загрязнение, диагностика, анализ активности фермента дегидрогеназы.*

Известно, что загрязнение почвы тяжелыми металлами, то есть большой группой химических элементов (в количестве более 40) с атомной единицей массы (а.е.м.) более 50 происходит главным образом через газопылевые выбросы при высокотемпературных технологических процессах (сжигании нефти, нефтяного попутного газа, бензина, дизельного и котельного топлива и угля, в металлургии и при обжиге цементного сырья). Тяжелые металлы, попавшие в воздушную среду газопылевыми выбросами, путем седиментации и атмосферными осадками осаждаются на рельеф местности, накапливаются и загрязняют почву [1, 2]. Согласно [3], например, в составе нефти присутствуют соединения таких тяжелых металлов как ванадия, никеля, цинка, меди, железа и других элементов, содержание которых обычно в пределах *n* (10^{-2}–10^{-7}) %. При этом концентрация тяжелых металлов возрастает с повышением удельного веса нефти, то есть от 0,8 до 1,1 г/см^3.

Исследования [4], проведенные на площадках буровых скважин, после завершения геологоразведочных работ, на территории Большеземельской тундры (Ненецкий автономный округ и Республика Коми) показали существование прямой тесной корреляционной связи между содержаниями в почве нефти и ряда тяжелых металлов (кадмия, свинца, цинка и никеля). Аналогичная корреляционная связь установлена между концентрациями нефти и кадмия так же в поверхностных водах Сургутского района (Ханты-Мансийский автономный округ) [5].

Риск загрязнения почвы тяжелыми металлами состоит в том, что эти вещества по конечным звеньям различных трофических цепей (почва-вода, почва-вода-животное, почва-растение, почва-растение-животное и др.), используемым в качестве пищевой продукции попадают в организм человека, что чревато тяжелыми последствиями для его здоровья. Так по данным [4], накопление ряда тяжелых металлов (никеля, марганца, свинца, кадмия и кобальта) отмечается в биомассе, такого важнейшего кормового растения тундровой зоны, как в северолюбке рыжеватой (*Arctophila fulva*), хорошо поедаемой оленями, гусями и утками, идущими в пищу местного населения. Согласно исследованиям [6], проведенным в Ханты-Мансийском автономном округе, свинец, входящий в состав нефти поступает по вышеуказанным трофическим цепям в организм человека, постепенно накапливается и может вызывать серьезные проблемы со здоровьем. Не менее опасным является пребывание человека на территории, которая подвергается хроническому воздействию газопылевых выбросов, содержащих тяжелые металлы.

Цель данной работы состояла в представлении способа диагностики, посредством анализа активности фермента дегидрогеназы, хронического и аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы при высокотемпературных технологических процессах. Эта работа выполнялась в рамках проекта «Инновационная комплексная технология оздоровления ландшафтов Крайнего Севера Сибири», а представленный здесь способ диагностики был защищен патентом Российской Федерации № 2617533, рис. 1, 2 [7].

При этом важно было теоретически обосновать значение рассматриваемого способа диагностики, путем приведения конкретных примеров загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы при высокотемпературных технологических процессах, описания риска воздействия тяжелых металлов на человека и, наконец, представить сам способ диагностики хронического и аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы.

Примеры загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы

Согласно исследованиям [8], проведенным на полуострове Ямал (Ямало-Ненецкий автономный округ), постоянное сжигание нефтяного попутного газа при разработке месторождений углеводородов, а так же региональный и глобальный перенос газопылевых выбросов вносят ощутимый вклад в загрязнение данной территории тяжелыми металлами. Так в работе [9], было установлено относительное повышенное содержание свинца, хрома, кобальта, никеля и цинка в снежном покрове лицензионных участков ряда нефтегазоконденсатных месторождений Ямало-Ненецкого автономного округа (Северо-

РИС. 1. Диплом победителя в номинации: «Сохранение биоразнообразия и оздоровление ландшафтов». Проект: «Инновационная комплексная технология оздоровления ландшафтов Крайнего Севера Сибири»

РИС. 2. Патент Российской Федерации на изобретение № 2617533. Способ диагностики хронического и аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами посредством анализа активности фермента дегидрогеназы. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А.

Пуровского, Западно-Песцового, Самбургского, Яро-Яхинского, Берегового и Пырейного). При этом источниками загрязнения снежного покрова свинцом и цинком являются факелы сжигания нефтяного попутного газа, регламентный отжиг буровых скважин, работа дизельных установок и автотранспорта, а загрязнение хромом, кобальтом и никелем происходит в результате дальнего их переноса в составе аэрозолей, то есть частиц от нескольких мкм до менее 0,1 мкм. Исследования, проведенные на территории Русского нефтегазового месторождения (Ямало-Ненецкий автономный округ) позволили отнести целый ряд тяжелых металлов (железо, свинец, медь, цинк, никель, кадмий и ртуть) к числу значимых загрязнителей почвы [10]. Результаты исследований [6], проведенных в Ханты-Мансийском автономном округе, показали, что влияние буровых установок на загрязнение почвы тяжелыми металлами сказывается в радиусе 2 км и более, когда свинец, кадмий и другие элементы, содержащиеся в выхлопных газах дизельных приводов буровых установок, а также в саже, образующейся при сжигании попутного нефтяного газа на факельных установках оседают на почву. Согласно наблюдениям [11], проведенным на территории Васюганской и Лугинецкой групп нефтегазовых месторождений (Томская область) содержание свинца, цинка, никеля, хрома и ванадия в почвах старых месторождений оказалось выше, соответственно, в 3,3, 5,7, 4,0, 4,4 и 2,5 раза, чем в почвах новых месторождений, что свидетельствует о длительном накоплении данных веществ, в результате сжигания нефтяного попутного газа. Многолетние исследования, проведенные в районе функционирования Астраханского газового комплекса и расположенного в его центральной части одноименного газоперерабатывающего завода по добыче и переработке высокосернистого и ртуть содержащего газового конденсата показали, что концентрация ртути и суммарное содержание ряда других тяжелых металлов (марганца, хрома, ванадия, никеля, кобальта, меди, цинка, свинца и других элементов) в почвах имеет прогрессирующий характер даже в санитарно-защитной зоне [12]. Это связано с воздействием регламентных отжигов и продувок десятков буровых скважин на изучаемой территории. Исследования, проведенные на острове Белый (Карское море) показали превышение предельно допустимой концентрации свинца в некоторых его почвах до 3,4–4,1 раза, что может быть связано с работой дизельной станции на острове, подтверждаемой фактами скопления на территории острова бочек из-под горючего и загрязнения его почв самим горючим [13, 14].

Риск воздействия тяжелых металлов на человека

Основным органом-мишенью для тяжелых металлов, находящихся в составе газопылевых выбросов, при пребывании человека в условиях хронически загрязняемой воздушной среды являются органы дыхания (носовая полость, гортань, трахея, бронхи и легкие). Так, хроническая интоксикация органов дыхания медью, кадмием, хромом (Cr^{+3}), хромом (Cr^{+6}) и никелем может привести к изъязвлению и перфорации (структурному нарушению) носовой перегородки, а цинком, ванадием, хромом, марганцем, железом, кобальтом и никелем будет способствовать возникновению пневмосклероза (фиброза легких), когда легочная ткань замещается соединительной (рубцовой) тканью, приводящей к нарушению дыхательной функции [1, 2].

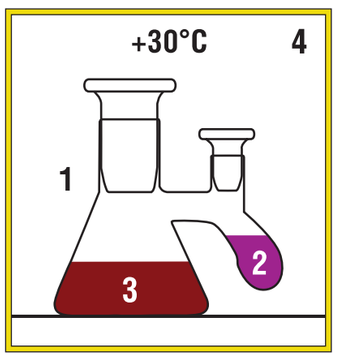
Не меньшую опасность для человека представляют тяжелые металлы, приводящие к образованию злокачественных опухолей. Так, согласно [1, 2, 15], никель индуцирует рак носа и его придаточных пазух, гортани, легких, желудка и почек, железо – рак легких, хром – рак полости носа, легких и желудка, цинк – рак легких, кадмий – рак легких, предстательной железы, яичка и лейкемию (злокачественное заболевание кроветворной системы), свинец увеличивает риск заболеваемости раком легких, желудка, почек, мочевого пузыря, а ртуть способствует возникновению рака предстательной железы и почек.

Способ диагностики хронического и аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы

Соответствующая представленному здесь способу диагностики хронического и аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы, техническая задача решалась благодаря тому, что на первом этапе, на исследуемой территории, по карта-схеме крупного масштаба (М 1:200000 и крупнее) выделяют один типичный участок без явного источника эмиссии тяжелых металлов, а другой типичный участок с расположением явного источника эмиссии тяжелых металлов [7]. На втором этапе, с этих двух участков отбирают соответственно усредненные образцы почвы № 1 и № 2 и определяют в них активность дегидрогеназы – фермента, катализирующего реакции дегидрирования (отщепления водорода) органических веществ (углеводов, спиртов и кислот), поступающих с растительными остатками в почву.

Активность дегидрогеназы отдельных проб, взятых из образцов почвы № 1 и № 2 анализируют в 6-ти кратной повторности с помощью модифицированной колбы Эрленмейера (1) с коленчатым отростком (2), рис. 3.

РИС. 3. Оборудование и устройство для анализа активности фермента дегидрогеназы почвы



1 – модифицированная колба Эрленмейера;
2 – коленчатый отросток с насыщенным щелочным раствором пирогаллола;
3 – реакционная смесь; 4 – термостат

С этой целью 1 г почвы, 0,1 г тонко измельченного карбоната кальция ($CaCO_3$), по 1 мл 1%-х водных растворов глюкозы ($C_6H_{12}O_6$) и 2,3,5-трифенилтетразолийхлорида ($C_{19}H_{15}N_4Cl$) последовательно помещают в колбу и реакционную смесь (3) перемешивают круговыми движениями. В коленчатый отросток с помощью шприца вводят насыщенный раствор пирогаллола ($C_6H_3(OH)_3$) в щелочи (KOH) для поглощения кислорода в устройстве с целью создания анаэробных условий. Далее колбу герметизируют пробками с использованием вакуумной смазки и ставят в термостат (4) на инкубирование при 30°C на одни сутки. Начинается биохимическая реакция, когда 2,3,5-трифенилтетразолийхлорид (бесцветное вещество) акцептируя мобилизованный дегидрогеназой водород, превращается в реакционной смеси в 2,3,5-трифенилформазан ($C_{19}H_{16}N_4$, вещество красного цвета):

$$C_{19}H_{15}N_4Cl + H_2 = C_{19}H_{16}N_4 + HCl$$

После завершения инкубирования проб производят экстракцию образующегося в них 2,3,5-трифенилформазана из каждой колбы с помощью этилового спирта (C_2H_5OH) – 5 раз по 4 мл. Затем экстракты каждой пробы объединяют до объема в 25 мл и измеряют оптическую плотность на спектрофотометре (при длине волны λ = 490 нм) и рассчитывают количество 2,3,5-трифенилформазана по калибровочному графику, составленному, например, от 1 до 30 мкг/мл данного вещества, и выражают в единицах мкг 2,3,5-трифенилформазана/(г·сут), различающиеся в образцах почвы № 1 и № 2, что в результате позволяет судить о хроническом или аварийном загрязнении почв тяжелыми металлами. Так, факт хронического загрязнения почв тяжелыми металлами выявляется, когда активность дегидрогеназы статистически достоверно выше в образце № 2, чем в образце № 1, а факт аварийного загрязнения почвы, когда активность дегидрогеназы, статистически достоверно ниже в образце № 2, чем в образце № 1.

Феномен факта хронического загрязнения почв тяжелыми металлами объясняется адаптацией микроорганизмов,

ТАБЛИЦА 1. Диагностика хронического загрязнения почвы тяжелыми металлами посредством анализа активности фермента дегидрогеназы

№ образца	Содержание тяжелых металлов, мг/кг			Активность дегидрогеназы, мкг 2,3,5-трифенилформазана / (г·сут)	Активность дегидрогеназы, %
	медь	никель	свинец		
Почва участка без явного источника эмиссии тяжелых металлов					
1	35	49	15	336	100
Почва участка с явным источником эмиссии тяжелых металлов					
2	82	87	68	554	165

продуцирующих фермент дегидрогеназу к загрязнению, что происходит путем естественного отбора резистентных (устойчивых) к тяжелым металлам форм микроорганизмов, снижения токсичности тяжелых металлов путем их сорбции клеточными оболочками микроорганизмов и восстановления микроорганизмами ионов тяжелых металлов до элементарной металлической формы. Более того свойство резистентности микроорганизмов к тяжелым металлам не утрачивается, то есть данное свойство генетически передается от одной генерации микроорганизмов к другой генерации.

Феномен факта аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами объясняется «шоковым» эффектом залпового аварийного газопылевого выброса тяжелых металлов на микроорганизмы почвы, попадающих в нее результате седиментации и атмосферными осадками. «Шоковый» эффект выражается в прямом ингибировании каталитической активности дегидрогеназы и задержке продуцирования данного фермента микроорганизмами вследствие подавления их роста и размножения под действием смеси различных тяжелых металлов, что представляет собой средний арифметический результат ингибирующего действия веществ, составляющих данную смесь.

В целом, рассматриваемый способ диагностики акцентирует свое основное внимание на установлении факта хронического или аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами в концентрациях, не вызывающих их химическую стерилизацию, ведущую к уничтожению почвенной «живой фазы» (флоры и фауны) и позволяющих с течением времени в результате различных процессов самоочищения почвы (миграции, сорбции и трансформации тяжелых металлов) вернуться в изначальное функциональное состояние, то есть к статусу до аварийного загрязнения.

Так, в результате применения данного способа диагностики нами было установлено, что на конкретной территории с локализацией объекта металлургии активность дегидрогеназы в почве участка с явным источником эмиссии тяжелых металлов (меди, никеля и свинца) оказалась выше на 65% относительно почвы участка без явного источника эмиссии тяжелых металлов, что свидетельствует о факте хронического загрязнения ими почвы, табл. 1.

При этом хроническое загрязнение почвы участка с явным источником эмиссии тяжелых металлов выражалось в повышении содержания меди, никеля и свинца соответственно в 2,3, 1,8 и 4,5 раза по сравнению с почвой участка без явного источника эмиссии тяжелых металлов.

Дальнейшие наблюдения показали, что спустя некоторое время активность дегидрогеназы в почве участка с явным источником эмиссии тяжелых металлов оказалась ниже на 50% относительно почвы участка без явного источника эмиссии тяжелых металлов, как следствие

ТАБЛИЦА 2. Диагностика аварийного загрязнения почвы тяжелыми металлами посредством анализа активности фермента дегидрогеназы

№ образца	Содержание тяжелых металлов, мг/кг			Активность дегидрогеназы, мкг 2,3,5-трифенилформазана / (г•сут)	Активность дегидрогеназы, %
	медь	никель	свинец		
Почва участка без явного источника эмиссии тяжелых металлов					
1	35	49	15	336	100
Почва участка с явным источником эмиссии тяжелых металлов					
2	582	587	568	169	50

аварийного выброса последних в результате непредвиденного отключения фильтров газопылевой очистки объекта металлургии, табл. 2.

При этом аварийное загрязнение почвы участка с явным источником эмиссии тяжелых металлов выражалось в повышении содержания меди, никеля и свинца соответственно в 16,6, 12,0 и 37,9 раз по сравнению с почвой участка без явного источника эмиссии тяжелых металлов.

Данный способ диагностики позволяет оперативно диагностировать хроническое и аварийное загрязнение почв тяжелыми металлами, происходящего через газопылевые выбросы при высокотемпературных процессах и повысить точность и качество экспертизы неблагополучной геоэкологической ситуации на данной территории с целью принятия необходимых профилактических и ремедиационных мер. К числу первых мер следует отнести, прежде всего, оперативное предупреждение населения о неблагополучной геоэкологической ситуации в данной местности, к числу вторых мер следует отнести безотлагательное проведение ремедиации почв, загрязненных тяжелыми металлами выше предельно допустимых концентраций, с использованием наиболее приемлемых способов [16]. ●

Литература

1. *Вредные химические вещества. Неорганические соединения элементов I–IV групп. Л.: Химия, 1988. 512 с.*
2. *Вредные химические вещества. Неорганические соединения элементов V–VIII групп. Л.: Химия, 1989. 592 с.*
3. *Российская газовая энциклопедия. М.: Большая Российская энциклопедия, 2004. 527 с.*
4. *Лавриненко И.А., Лавриненко О.В. Аккумуляция растениями тяжелых металлов в условиях нефтезагрязнения // Сибирский экологический журнал. 1998. № 3–4. С. 299–309.*
5. *Корчина Т.Я., Корчин В.И., Кушникова Г.И., Янин В.Л. Характеристика природных вод на территории Ханты-Мансийского автономного округа // Экология человека. 2010. № 8. С. 9–12.*
6. *Корчина Т.Я., Корчин В.И. Сравнительная характеристика интоксикации свинцом и кадмием населения Ханты-Мансийского автономного округа // Гигиена и санитария. 2011. № 3. С. 8–10.*
7. *Патент Российской Федерации № 2617533. Способ диагностики хронического и аварийного загрязнения почв тяжелыми металлами посредством анализа активности фермента дегидрогеназы. Арно О.Б., Арабский А.К., Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А. Опубликовано: 25.04.2017. Бюл. № 12.*
8. *Агбалян Е.В. Содержание тяжелых металлов и риск для здоровья населения на Ямальском Севере // Гигиена и санитария. 2012. № 1. С. 14–16.*
9. *Опекунов А.Ю., Опекунова М.Г., Кукушкин С.Ю., Ганул А.Г. Оценка экологического состояния природной среды районов добычи нефти и газа в ЯНАО // Вестник Санкт-Петербургского государственного университета. Серия 7. 2012. Выпуск 4. С. 87–101.*
10. *Бешенцев В.А., Павлова Е.И. Состояние окружающей среды, обусловленное техногенным воздействием в результате освоения и эксплуатации Русского нефтегазового месторождения // Вестник Томского государственного университета. 2012. № 7. С. 161–166.*
11. *Непотребный А.И. Мониторинг содержания тяжелых металлов в почвах нефтяных месторождений южной тайги Томской области // Вестник Томского государственного университета. 2009. № 318. С. 215–219.*
12. *Богданов Н.А. Многолетняя изменчивость эколого-гигиенического состояния земель: металлы в почвогрунте окрестностей Астраханского газового комплекса // Гигиена и санитария. 2016. № 2. С. 144–149.*
13. *Юртаев А.А. Комплексные исследования почвенного покрова о. Белый: первые итоги // Научный вестник Ямало-Ненецкого автономного округа. 2016. № 4 (93). С. 8–11.*
14. *Васильчук А.К., Васильчук Ю.К. Инженерно-геологические и геохимические условия полигональных ландшафтов острова Белый (Карское море) // Инженерная геология. 2015. № 1. С. 50–65.*
15. *Путилова А.А., Блохина Н.Н. Природные и антропогенные предпосылки и факторы риска злокачественных новообразований // Проблемы региональной экологии. 2006. № 6. С. 61–66.*
16. *Галиулин Р.В. Инвентаризация и рекультивация почвенного покрова агроландшафтов, загрязненного различными химическими веществами. Сообщение 1. Тяжелые металлы // Агрохимия. 1994. № 7–8. С. 132–143.*

KEYWORDS: *high-temperature technology processes, gas-dust emissions, heavy metals, soil, chronic and emergency pollution, diagnostics, dehydrogenase enzyme activity analysis.*

КАТАЛИЗАТОРЫ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

УДК 665.64.097.3

ПОЧТИ 90% ХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ТРЕБУЮТ ПРИМЕНЕНИЯ КАТАЛИЗАТОРОВ. УЧИТЫВАЯ ТОТ ФАКТ, ЧТО ДЛЯ ПРОТЕКАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕАКЦИЙ ТРЕБУЮТСЯ СПЕЦИАЛЬНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ, СЕГОДНЯ НА РЫНКЕ СУЩЕСТВУЕТ БОЛЕЕ ТЫСЯЧИ НАИМЕНОВАНИЙ ЭТОГО НАУКОЕМКОГО ПРОДУКТА. К ТАКИМ ПРОЦЕССАМ ОТНОСЯТСЯ И ПРОЦЕССЫ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ, НА ДОЛЮ КОТОРЫХ ПРИХОДИТСЯ ОКОЛО 35–40% ОТ ВСЕХ ПРИМЕНЯЕМЫХ В РОССИИ КАТАЛИЗАТОРОВ. НО В НАСТОЯЩЕЕ ВРЕМЯ, НЕСМОТРЯ НА НАЛИЧИЕ СОБСТВЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРНЫХ ПРОИЗВОДСТВ, РОССИЙСКИЙ РЫНОК СИЛЬНО ЗАВИСИМ ОТ ЗАРУБЕЖНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ, ЧТО СТАВИТ ВОПРОС ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В РЯД НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫХ. КАКОВА СЕГОДНЯ СИТУАЦИЯ НА РЫНКЕ?

ALMOST 90% OF CHEMICAL PROCESSES REQUIRE THE USE OF CATALYSTS. TAKING INTO ACCOUNT THE FACT THAT FOR THE FLOW OF VARIOUS REACTIONS WE NEED SUITABLE CATALYSTS, TODAY THERE ARE MORE THAN A THOUSAND NAMES OF BRANDS OF THIS SCIENCE-INTENSIVE PRODUCT ON THE MARKET. SUCH PROCESSES INCLUDE OIL REFINING PROCESSES, WHICH ACCOUNT FOR ABOUT 35-40% OF ALL CATALYSTS USED IN RUSSIA. BUT AT THE PRESENT TIME, DESPITE THE EMERGENCE OF CATALYST PRODUCTION, THE RUSSIAN MARKET IS HIGHLY DEPENDENT ON CATALYSTS OF FOREIGN MANUFACTURE, WHICH MAKES THE ISSUE OF IMPORT SUBSTITUTION A PART OF THE MAINSTREAM AGENDA. WHAT IS THE CURRENT SITUATION ON THE MARKET?

Ключевые слова: *нефтепереработка, катализаторы, крекинг, риформинг, гидроочистка.*

Леонид Ленэрович Фрейман,
зав. отделом нефте- и газохимии
ОАО «НИИТЭХИМ»

Основные каталитические процессы в нефтепереработке

Основными каталитическими процессами на предприятиях нефтепереработки являются:

- каталитический крекинг (КК);
- каталитический риформинг (КР);
- гидроочистка различных дистиллятных нефтяных фракций (ГО);
- гидрокрекинг средних и тяжелых дистиллятов (ГК).

Кроме того, в последнее время активно вводятся в эксплуатацию процессы и установки каталитической гидродепарафинизации (ГДП) с целью улучшения низкотемпературных свойств топливных и масляных фракций.

Каталитический крекинг

Процесс каталитического крекинга является одним из наиболее распространённых крупнотоннажных процессов углубленной переработки нефти, который в значительной мере определяет технико-экономические показатели современных и перспективных НПЗ топливного профиля.

Каталитический крекинг – термокаталитическая переработка высококипящих нефтяных фракций с целью превращения их в менее высококипящие фракции. Основное назначение этого процесса – получение компонента высокооктановых бензинов, легкого газойля и непредельных углеводородных газов из вакуумного газойля широкого фракционного состава, мазута и других тяжелых нефтяных остатков.

Каталитический крекинг значительно влияет на глубину переработки нефти и позволяет получить суммарный выход светлых нефтепродуктов до 85–87% за счет выработки компонентов высокооктанового бензина, дизельного топлива, бутан-бутиленовой и пропан-пропиленовой фракций, а так же сухого газа, используемого в качестве топлива для нужд НПЗ.

Для обеспечения максимального выхода целевых продуктов и минимального количества побочных, а также для достижения высоких технико-экономических показателей процесса катализатор крекинга должен иметь следующие основные свойства:

- высокую активность, определяющую большую глубину превращения исходного сырья при прочих равных условиях;
- высокую селективность, которая оценивается способностью катализатора ускорять реакции в требуемом направлении, снижать скорость побочных реакций;
- стабильность активности, селективности и механических свойств (особенно важна в системах с кипящим слоем катализатора, где катализатор должен быть стойким к истиранию, растрескиванию и давлению вышележащих слоев, а также не должен изнашивать аппаратуру);
- высокую степень регенерации, характеризующуюся способностью быстро и многократно восстанавливать свою активность и селективность при окислительной регенерации без нарушения структуры и разрушения частиц.

Гидроочистка

Гидроочистка – термокаталитическая обработка сырья в присутствии водорода с целью гидрирования сероодержащих соединений в сероводород и последующего удаления получившихся газообразных продуктов. Попутно гидрированию подвергаются азотистые, некоторые непредельные соединения и

кислород. Основное назначение процесса гидроочистки – удаление серы из бензиновых, керосиновых, дизельных, газойлевых и масляных фракций для получения химически стойких, экологичных, антикоррозионных топлив и смазочных масел.

В зависимости от глубины и назначения воздействия водорода различают следующие разновидности гидрогенизационных процессов: гидроочистка, гидрообессеривание и гидрокрекинг.

Между тем, не всегда возможно разделить процесс гидроочистки и собственно гидрообессеривания. На действующих в настоящее время на российских НПЗ установках гидрооблагораживания нефтяного сырья протекают процессы обессеривания, деазотирования, гидрирования непредельных и полиядерных ароматических углеводородов и др.

На катализаторы гидроочистки (гидроочистка бензина, дизельных и реактивных топлив) приходится около 40% мирового рынка катализаторов нефтепереработки. В ближайшие годы следует ожидать прогрессирующего ухудшения качества нефти, поэтому в переработку будет поступать все больше тяжелой и сернистой нефти. В связи с этим, а также из-за возрастания спроса на высококачественные топлива, обусловленного ужесточением экологических требований, возрастает роль процессов гидроочистки.

Следовательно, будет возрастать и спрос на катализаторы гидроочистки. В дизельных и бензиновых фракциях присутствие серосодержащих соединений, азот и кислород крайне нежелательно, поскольку ведет к ухудшению работы дизельных двигателей и двигателей внутреннего сгорания, вызывая образование нагаров и, так называемых, лаковых пленок. Содержание этих соединений нежелательно и с экологической точки зрения. Гидроочистке подвергаются не только товарные целевые фракции, но и сырьевые компоненты для других установок, в которых недопустимо или нежелательно присутствие сернистых, азотосодержащих, кислородосодержащих соединений и тяжелых металлов.

Гидрокрекинг

Одним из основных углубляющих процессов, использующихся в промышленности для получения моторных топлив из вакуумного газойля и тяжелых газойлей вторичных процессов является гидрокрекинг. Это один из видов крекинга, проходящий при повышенном давлении водорода, высоких температурах и в присутствии катализаторов. Основное назначение процесса – получение малосернистых топливных дистиллятов, а также высококачественных базовых масел. Наиболее распространенный вид сырья – вакуумный газойль или его

смеси с газойлями коксования, термического и каталитического крекинга.

Аппаратурное оформление и технологический режим установок гидрокрекинга различаются в зависимости от задач, обусловленных технологической схемой конкретного НПЗ, и используемого сырья.

В катализаторах гидрокрекинга должны сочетаться гидрирующие и кислотные функции. В промышленности получили распространение аморфные и цеолитсодержащие катализаторы.

Одним из преимуществ процесса «глубокого» гидрокрекинга является высокое качество получаемых продуктов: керосина и дизельного топлива (низкосернистое, с небольшим количеством полициклических ароматических соединений). Кроме того, изменением условий протекания процесса можно регулировать выход различных видов топлива, исходя из сезонных колебаний спроса и рыночной конъюнктуры.

Вместе с тем, с внедрением процессов гидрокрекинга на российских НПЗ связана в частности реализация задачи получения высококачественных масел, отвечающих современным экологическим и эксплуатационным характеристикам.

Каталитический риформинг

Каталитический риформинг – это промышленный процесс переработки гидроочищенных бензиновых и лигроиновых фракций нефти с целью получения высококачественных бензинов и ароматических углеводородов (бензола, толуола, ксилола). В основе каталитического риформинга лежит превращение нефтяной фракции с интервалами температур кипения 85–180°С в высокооктановый компонент моторного топлива. В начале 50-х годов было обнаружено, что платина, осажденная на оксид алюминия, является великолепным катализатором риформинга. Первые установки модернизированного процесса, названного платформинг (из-за использования платиновых катализаторов), работали при давлении 2–3 МПа. Затем начался процесс непрерывного совершенствования катализаторов и технологии риформирования прямогонных бензинов.

Каталитическая депарафинизация

Наряду с процессами гидроочистки важное значение приобрели процессы депарафинизации нефтепродуктов. Каталитическая депарафинизация – процесс селективного гидрокрекинга н-парафиновых углеводородов, содержащихся в дизельных и масляных фракциях, до легких продуктов, таких как газ и нафта.

ТАБЛИЦА 1. Мощность установок

В млн. тонн/год	2014 г. (факт)	2015 г. (факт)	2020 г. (прогноз)	2025 г. (прогноз)	2030 г. (прогноз)
Каталитический крекинг	20 682	23 464	31 285	32 285	35 485
Гидроочистка	87 510	102 659	151 028	153 199	153 050
Гидрокрекинг	14 142	20 484	53 480	54 424	54 780
Депарафинизация	6 978	7 678	12 229,6	12 229,6	12 229,6
Каталитический риформинг	32 768	34 013	43 497	46 186	46 186

В настоящее время в связи с общемировой тенденцией ужесточения экологического законодательства, направленного на снижение вредных выбросов при сжигании топлив, а также постоянным ростом требований к качеству нефтепродуктов в РФ с 2016 г. отрасль перешла на выпуск бензинов и дизельного топлива по Евро-5.

Согласно Генеральной схеме развития нефтепереработки России до 2020 г. намечено широкое освоение на НПЗ новых технологических процессов, таких как: каталитический крекинг вакуумного газойля, гидрокрекинг вакуумного газойля, гидрокрекинг нефтяных остатков, коксование, производство смазочных масел III группы (для двигателей Евро-5), производство водорода, изомеризация, алкилирование и др.

Для РФ особенно важным вопросом является развитие процессов, позволяющих улучшать низкотемпературные характеристики дизельного топлива (предельная температура фильтруемости, температура застывания), что может быть реализовано за счет процесса каталитической депарафинизации, основанного на селективном гидрокрекинге парафиновых углеводородов нормального строения, или за счет процесса изодепарафинизации н-парафиновых углеводородов в структуры разветвленного строения.

Мощности нефтепереработки в РФ

В 2015 г. в РФ работало 34 крупных и средних НПЗ, включая нефтехимические и газоперерабатывающие заводы, имеющие нефтеперерабатывающие установки.

Установки КК действуют на 14 российских НПЗ. На 10 из 20 установках применяются шариковые катализаторы. Суммарная мощность установок в 2015 г. составляла почти 23,5 млн тонн/год. Суммарные мощности установок к 2020 году увеличатся почти в 1,5 раза и составят (с учетом выбывших мощностей) почти 31,3 млн тонн/год. Двадцать пять российских заводов располагают 74 установками гидроочистки общей мощностью 102,7 млн тонн/год. К 2030 г. мощности установок гидроочистки в России увеличатся на 54% (по сравнению с 2015 г.) и составят 153 050 тыс. тонн/год.

Суммарные мощности всех 9 установок гидрокрекинга в 2015 году составляли 20 484 тыс. тонн/год. К 2022 году мощности установок гидрокрекинга возрастут в 2,5 раза и составят 54 424 тыс. тонн/год. Мощности семи российских установок гидродепарафинизации составляют 6 978 тыс. тонн/год. В перспективе до 2030 г. за счет строительства новых установок гидродепарафинизации объем перерабатываемого сырья возрастет почти в 2 раза и составит 12,3 млн тонн/год (табл. 1).

В табл. 2 представлены обобщенные данные по планам нефтяных компаний и отдельных НПЗ по строительству новых установок КК, ГО, ГК, ГДП и КР. Кроме того, в этой таблице приведены данные по выбытию ныне действующих установок.

Оценка потребности НПЗ Российской Федерации в катализаторах

Оценка потребности РФ в катализаторах гидроочистки

Общая единовременная загрузка катализаторов всех установок гидроочистки в 2015 году (более 130 установок) составляла приблизительно 12–16 тыс. тонн (3,5–4,0 тыс. тонн/год).

С учетом планов строительства новых и модернизации существующих установок гидроочистки это значение возрастет до 17 тыс. тонн катализаторов в 2015 году (4,3 тыс. т в год) и до 20–21 тыс. тонн к 2020 г. (5,1 тыс. т /год). В дальнейшем, до 2030 г.,

ТАБЛИЦА 2. Количество установок

Процесс	Действующие	Планируемые	Выбытие	ВСЕГО
Каталитический крекинг	21	9	8	22
Гидроочистка	78	30	7	101
Гидрокрекинг	11	18	1	28
Гидродепарафинизация	7	4	–	11
Каталитический риформинг	57	11	–	68

РИС. 1. Потребность в катализаторах в России

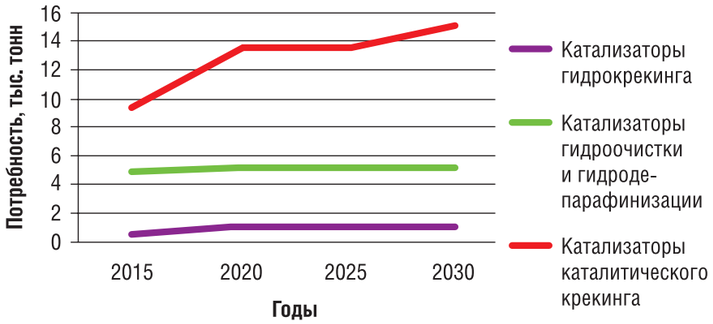


ТАБЛИЦА 3. Потребность в катализаторах гидроочистки

Наименование ВИНК	2015 г.	2020 г.	2025 г.	2030 г.
РОСНЕФТЬ	891	1591	1601	1601
ГАЗПРОМ	1864	1556	1585	1585
БАШНЕФТЬ	220	220	220	220
ТАТНЕФТЬ	89	195	195	195
ЛУКОЙЛ	779	787	787	787
Прочие	460	725	751	751
Итого	**4303**	**5074**	**5139**	**5139**

РИС. 2. Схема к расчету срока службы катализаторов гидроочистки

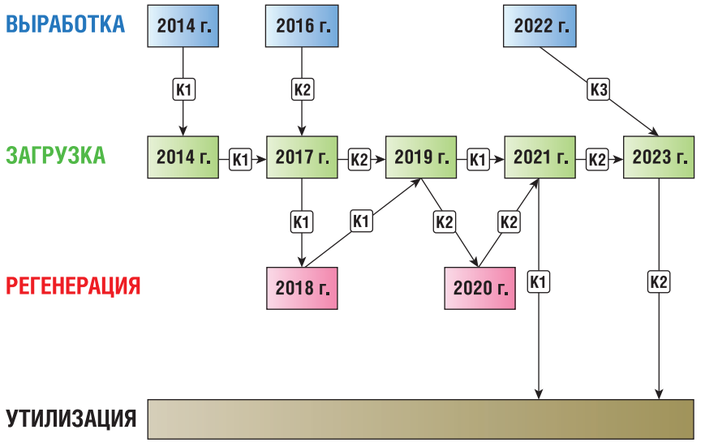


ТАБЛИЦА 4. Потребность в катализаторах депарафинизации

Наименование ВИНК	2015 г	2020 г	2025 г	2030 г
РОСНЕФТЬ	10,8	14,6	14,6	14,6
ГАЗПРОМ	48,4	84,6	84,6	84,6
Прочие	20	20	20	20
ЛУКОЙЛ	11	11	11	11
Итого	**90**	**130**	**130**	**130**

ТАБЛИЦА 5. Потребность в катализаторах крекинга

Наименование ВИНК	2015 г	2020 г	2025 г	2030 г
РОСНЕФТЬ	1670	2950	2950	2950
ГАЗПРОМ	3510	4270	4270	4270
БАШНЕФТЬ	1760	1760	1760	1760
ТАТНЕФТЬ	900	1340	1340	1340
ЛУКОЙЛ	1600	2920	2920	2920
Прочие	0	400	400	1680
Итого	**9440**	**13640**	**13640**	**14920**

ТАБЛИЦА 6. Потребность в катализаторах гидрокрекинга

Наименование ВИНК	2015 г	2020 г	2025 г	2030 г
РОСНЕФТЬ	312	435	468	468
ГАЗПРОМ	101	199	199	199
БАШНЕФТЬ	17	17	17	17
ТАТНЕФТЬ	44	104	44	59
ЛУКОЙЛ	58	110	110	110
Прочие	60	180	180	180
Итого	**592**	**1045**	**1018**	**1033**

ТАБЛИЦА 7. Потребность в катализаторах в целом по России

Наименование катализаторов	2015	2020	2025	2030
каталитического крекинга	9 440	13 640	13 640	14 920
гидроочистки	4 303	5 074	5 139	5 139
гидрокрекинга	592	1 045	1 018	1 033
гидродепарафинизации	90	130	130	130
ВСЕГО	**14 425**	**19 889**	**19 927**	**21 222**

единовременная загрузка катализаторов гидроочистки достигнет величин 22–23 тыс. т, т.н. рост составит приблизительно 5,2 тыс. т/год (табл. 3).

Оценка потребности РФ в катализаторах гидродепарафинизации

В 2015 году потребность в катализаторах депарафинизации составляла приблизительно 90 тонн в год. К 2020 году и на перспективу до 2030 года эта потребность возрастет до 130 тонн в год (табл. 4).

Оценка потребности РФ в катализаторах крекинга

В 2015 г. потребность в микросферическом катализаторе крекинга составляла 9–9,5 тыс. т/год. по нашим расчетам, в 2020 г. потребность в катализаторах крекинга возрастет до 13,6 тыс. т/год, а к 2030 году, достигнет значения 15 тыс. т/год (табл. 5).

Оценка потребности РФ в катализаторах гидрокрекинга

Общая загрузка катализаторов гидрокрекинга в РФ составляла в 2014–2015 гг. приблизительно 2000 т (500–600 т/год). К 2020 г. мы прогнозируем увеличение общей загрузки катализаторов гидрокрекинга до 4000–4500 тонн (1000–1100 тонн/год).

Нами были рассчитаны и определены фактические и планируемые объемы загрузки катализаторов по каждому из рассматриваемых процессов. Данные по загрузкам катализаторов сгруппированы по нефтяным компаниям (табл. 6).

В табл. 7 приведена суммарная потребность российских НПЗ в катализаторах КК, ГО, ГК и ГДП. ●

Литература

1. *Годовой отчет ОАО «Газпромнефть-МНПЗ»*
2. *Годовой отчет ОАО «НК «Роснефть»*
3. *Годовой отчет ОАО «Славнефть-Ярославнефтеоргсинтез»*
4. *Годовой отчет ОАО «Сургутнефтегаз»*
5. *Годовой отчет ОАО «Лукойл»*
6. *Годовой отчет ОАО «Газпромнефть-ОНПЗ»*
7. *Годовой отчет ОАО «Газпром нефтехим Салават»*
8. *Годовой отчет ОАО «ВНИПИгаздобыча»*
9. *Годовой отчет ОАО «ТАНЕКО»*
10. *Годовой отчет ОАО «Орскнефтеоргсинтез»*
11. *Годовой отчет ОАО «Саратовский НПЗ»*
12. *Годовой отчет ОАО «Саратовский НПЗ»*
13. *Годовой отчет ОАО «НК «Башнефть»*
14. *Годовой отчет ОАО «ТАИФ-НК»*
15. *Годовой отчет ОАО «ННК «Хабаровский НПЗ»*
16. *Годовой отчет ОАО «Ангарский ЗК и ОС»*
17. *Материалы статкомитета СНГ*
18. *www.infomine.ru*
19. *Нефте-, газохимия, нефте- и газопереработка Российской Федерации», аналитический отчёт, ЗАО «Альянс-Аналитика».*

Keywords: *oil refining, catalytic cracking, reforming, hydrotreating.*

РЭН 2017

Международный форум по энергоэффективности и развитию энергетики

РОССИЙСКАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ НЕДЕЛЯ

3–7 ОКТЯБРЯ 2017 ГОДА

Москва
Санкт-Петербург

Информационная служба РЭН-2017:
Тел.: 8 (800) 333-17-73
Email: info@rusenergyweek.com
www.rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

РЕКЛАМА

ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА ЕВРО С ПРИСАДКАМИ

УДК 665.733

С НАЧАЛА ПРОШЛОГО ГОДА, СОГЛАСНО ТЕХРЕГЛАМЕНТУ ТАМОЖЕННОГО СОЮЗА, В РОССИИ ПРЕКРАЩАЕТСЯ ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО СТАНДАРТА ЕВРО-4. ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА ЕВРО НЕВОЗМОЖНО ИЗГОТОВИТЬ БЕЗ ДОБАВКИ ПРИСАДОК. КАКОВА СЕГОДНЯ СИТУАЦИЯ НА РЫНКЕ И ЧТО ПРЕДЛАГАЮТ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

SINCE THE BEGINNING OF THE LAST YEAR, ACCORDING TO THE TECHNICAL REGULATIONS OF THE CUSTOMS UNION, RUSSIA CEASES THE PRODUCTION OF FUEL OF THE EURO-4 ECOLOGICAL STANDARD. EURO DIESEL FUELS CANNOT BE PRODUCED WITHOUT ADDITIVES. WHAT IS THE CURRENT SITUATION ON THE MARKET AND WHAT DO THE RUSSIAN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: *дизельное топливо, технический регламент, цетаноповышающие присадки, депрессорно-диспергирующие присадки, моющие присадки.*

Митусова Тамара Никитовна,
д.т.н., профессор,
зав. отделом дизельных, печных, судовых топлив и мазутов,
ВНИИ НП

Калинина Мария Владимировна,
к.т.н.,
зав. лабораторией по разработке и исследованию перспективных дизельных топлив
ВНИИ НП

Начиная с 2016 года, Технический регламент Таможенного союза (ТР ТС 011/2013) предусматривает выпуск в обращение дизельного топлива только экологического класса К-5 (содержание серы до 10 мг/кг). В 2016 г. производство такого топлива составило 86,8% от общего объема производства, т.е. по сравнению с 2008 годом увеличение составило 10 раз. При этом производство дизельных топлив с содержанием серы до 0,2% хотя и существенно снизилось – с 65,8% в 2008 году до 11,3% в 2016, но не прекратилось (таблица 1).

Достаточно стабильной остается ситуация с производством низкозастывающих дизельных топлив. В 2016 году выпуск зимнего дизельного топлива составил 15,8%, арктического – 1,8% (таблица 2), что недостаточно для удовлетворения потребности в них северных и арктических регионов страны, которые занимают 80% территории. Потребность в зимнем и арктическом дизельных топливах составляет 40% от общего объема производства. Поэтому проблема снабжения предприятий народного хозяйства зимним и арктическим топливом остается актуальной, а освоение таких районов, как Ямал, Арктика, требует увеличения производства арктических дизельных топлив.

Известно, что дизельные топлива ЕВРО невозможно изготовить без добавки присадок, которые условно можно разделить на 2 типа:

- применяемые для доведения качества дизельных топлив до требований стандарта. К ним относятся противоизносные, цетаноповышающие и депрессорно-диспергирующие присадки.
- улучшающие эксплуатационные свойства топлив для соответствия дополнительным требованиям потребителя и придающие топливу отличительное качество. Последние, это полифункциональные пакеты присадок, в состав которых ходят в обязательном порядке моющая, антистатическая и антикоррозионная присадки, деэмульгатор.

ТАБЛИЦА 1. Производство дизельных топлив в зависимости от содержания серы

Содержание серы в дизельном топливе, %	% от общего объема производства	
	2008 г.	2016 г.
0,2	65,8	11,3
0,005 – 0,035	9,9	1,9
0,001	8,5	86,8

ТАБЛИЦА 2. Производство летнего, зимнего и арктического дизельного топлива в 2016 г.

Марки топлива	Производство топлива % от общего объема
Летнее	82,4
Зимнее	15,8
Арктическое	1,8

На многих отечественных НПЗ существуют несколько фирм поставщиков противоизносных присадок. В основном это присадки кислотного типа, получаемые на основе кислот таллового масла. Однако в последнее время на российском рынке появились противоизносные присадки на основе эфиров, например OLI 9900 фирмы Инноспек. Учитывая, что при закупке присадок на НПЗ используется одна емкость, существует вероятность смешения этих двух типов присадок. В связи с этим, нами была исследована смесь присадок кислотного и эфирного типа (соотношение 1:1) по методам DGMK-531. В результате проведенных исследований установлено, что дизельное топливо, содержащее смесь этих присадок, проявляет склонность к образованию стойких эмульсий при попадании воды. При использовании присадок по отдельности, образования эмульсий топлив с водой не наблюдалось. Поэтому при закупке противоизносных присадок разных фирм необходимо учитывать их природу и совместимость.

Зимние и арктические дизельные топлива изготавливаются с добавкой депрессорно-диспергирующих присадок, что является наиболее целесообразным способом улучшения их низкотемпературных свойств. Наиболее распространены депрессоры двух типов: сополимеры этилена с винилацетатом и полимеры акрилатов. В основном применяются депрессорно-диспергирующие присадки зарубежного производства.

При производстве дизельных топлив с присадками необходимо учитывать их совместимость, т.к. присадки могут быть антагонистами и оказывать негативное влияние на эффективность действия друг друга.

Наиболее заметный отрицательный эффект на смазывающую способность дизельного топлива наблюдается при добавке цетаноповышающих присадок. Активным веществом цетаноповышающих присадок является 2-этилгексилнитрат отечественного и зарубежного производства. В случае использования цетаноповышающей присадки концентрацию противоизносной присадки необходимо увеличить в 2 раза (рис.1).

Добавка депрессорно-диспергирующей присадки дает положительный эффект и позволяет в пакете с противоизносной присадкой снизить концентрацию последней в 2 раза (рис.2).

РИС. 1. Влияние цетаноповышающей присадки в пакете с противоизносной на смазывающую способность дизельного топлива

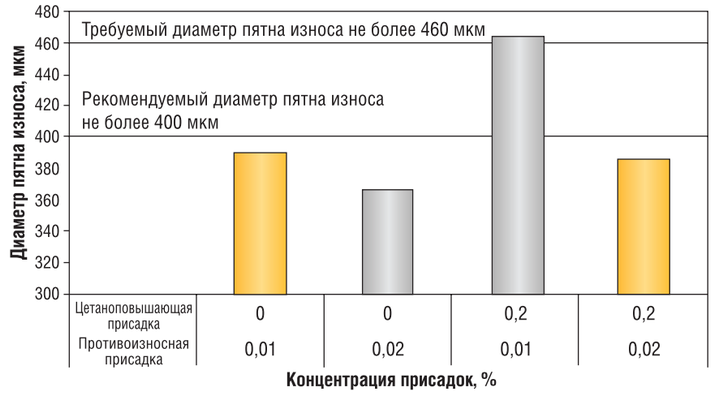


РИС. 2. Влияние депрессорно-диспергирующей присадки в пакете с противоизносной присадкой на смазывающую способность дизельного топлива

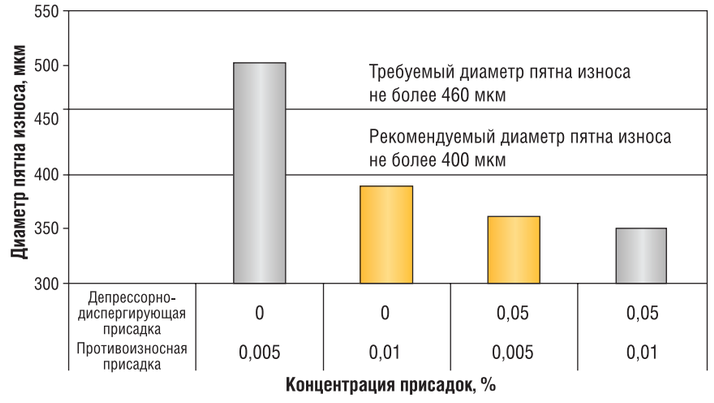


ТАБЛИЦА 3. Седиментационная устойчивость при холодном хранении зимнего дизельного топлива с пакетом присадок

Присадки	Концентрация,%	Температура помутнения, °С				Предельная температура фильтруемости, ОС			
		В исходном образце до испытаний	После испытаний			В исходном образце до испытаний	После испытаний		
			Нижняя часть топлива (20%)	Верхняя часть топлива (20%)	Разность температур по сравнению с исходным образцом		Нижняя часть топлива (20%)	Верхняя часть топлива (20%)	Разность температур по сравнению с исходным образцом
Депрессорно-диспергирующая	**0,01**	-22	-22	-22	0; 0	-27	-27	-27	0; 0
Депрессорно-диспергирующая Противоизносная	**0,01** 0,025	-22	-19	-24	3; 2	-27	-24	-29	3; 2
Депрессорно-диспергирующая Противоизносная	**0,03** 0,025	-22	-19	-24	3; 2	-39	-35	-39	4; 0
Депрессорно-диспергирующая Противоизносная	**0,04** 0,025	-22	-21	-23	1; 1	-39	-37	-38	2; 1

Для дизельных топлив, содержащих депрессорно-диспергирующие присадки, важнейшим показателем качества является стабильность при холодном хранении.
Как показали проведенные исследования, на стабильность при холодном хранении могут оказывать отрицательное влияние противоизносные присадки.

В связи с этим, на седиментационную устойчивость топлива с депрессорно-диспергирующей присадкой был испытан образец отечественной противоизносной присадки в концентрации 0,025%.

Концентрации депрессорно-диспергирующей присадки составили от 0,01% до 0,04% (таблица 3).

Как видно из результатов испытаний, представленных в таблице 3, депрессорно-диспергирующая присадка, добавленная в топливо без противоизносной присадки, обеспечивает стабильность топлива уже в концентрации 0,01%.

При введении в топливо противоизносной присадки седиментационная устойчивость топлива ухудшается – топливо расслаивается. Для обеспечения стабильности топлива при холодном хранении концентрацию депрессорно-диспергирующей присадки необходимо увеличить в 4 раза. Это связано с присутствием в противоизносной присадке полярных канифольных кислот, влияющих на работу диспергатора парафинов.

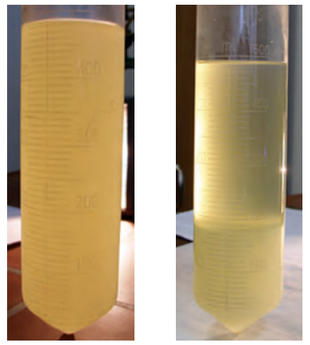
В последнее время на НПЗ все чаще стали применять в одном пакете присадки разных фирм. При постановке на производство таких топлив нами было выявлено, что добавление моющей присадки (химическая основа, как правило, сукцинимиды) в пакет, содержащий

ТАБЛИЦА 4. Влияние моющей присадки фирмы на седиментационную устойчивость дизельного топлива с пакетом присадок

Наименование	Температура помутнения, °С				Предельная температура фильтруемости, °С			
	В исходном образце до испытаний	После испытаний			В исходном образце до испытаний	После испытаний		
		Нижняя часть топлива (20%)	Верхняя часть топлива (20%)	Разность температур по сравнению с исходным образцом		Нижняя часть топлива (20%)	Верхняя часть топлива (20%)	Разность температур по сравнению с исходным образцом
0,2% цетаноповышающая 0,02% противоизносная 0,04% депрессорно-диспергирующая	-16	-16	-16	0; 0	-42	-40	-42	2; 0
0,2% цетаноповышающая 0,02% противоизносная 0,04% депрессорно-диспергирующая **+ 0,025% моющая**	-16	-10	-20	6; 4	-42	-31	-34	11; 8

депрессорно-диспергирующую присадку другой фирмы, может привести к расслоению топлива при отрицательных температурах (табл. 4 и рис.3).

РИС. 3. Седиментационная устойчивость дизельного топлива с депрессорно-диспергирующей присадкой и моющей присадкой разных фирм



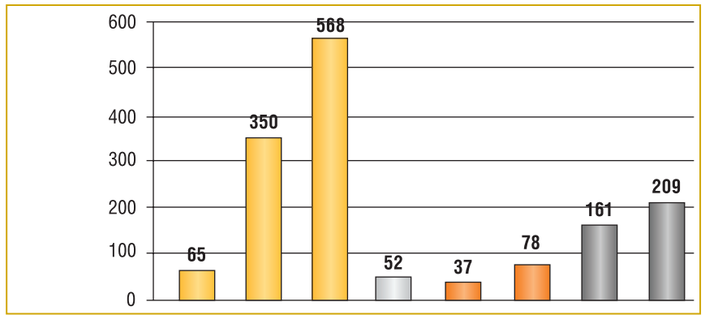
1) Дизельное топливо с депрессорно-диспергирующей присадкой фирмы 1

2) Дизельное топливо с депрессорно-диспергирующей присадкой фирмы 1 и моющей присадкой фирмы 2

Как видно из данных таблицы 4, добавка моющей присадки ухудшает седиментационную устойчивость дизельного топлива при отрицательных температурах: топливо расслаивается.

В последнее время широкое распространение получили антистатические присадки, что связано с низкой электрической проводимостью дизельных топлив – до 10 пСм/м. Как правило, их добавляют по условиям договоров, контрактов и устанавливают норму – не менее 150 пСм/м.

РИС. 4. Влияние присадок различного функционального назначения на эффективность действия антистатической присадки



Противоизносная	–	–	–	0,02	–	–	–	–
Антистатическая	0,0001	0,0002	0,0003	0,0001	–	–	0,0002	0,0003
Депрессорно-диспергирующая	–	–	–	–	0,05	0,1	0,05	0,1

Исследуя совместимость присадок различного функционального назначения в дизельных топливах ЕВРО, нами было установлено, что противоизносные и депрессорно-диспергирующие присадки отрицательно влияют на эффективность действия антистатической присадки (рис. 4). Так, при добавлении 0,0001% антистатической присадки удельная электропроводность топлива увеличилась с 0пСм/м до 65 пСм/м. При добавлении в пакет 0,02% противоизносной присадки значение удельной электропроводности составило 52 пСм/м.

Депрессорно-диспергирующие присадки увеличивают электропроводность топлива за счет полярного диспергатора. Но, при использовании депрессорно-диспергирующей присадки в пакете с антистатической присадкой, эффективность действия последней резко снижается.

Таким образом, при производстве дизельного топлива ЕВРО необходим тщательный подбор пакета присадок. Для этого проводятся квалификационные испытания, результаты которых исключают негативные последствия влияния присадок на эксплуатационные характеристики двигателей. ●

KEYWORDS: *diesel fuel, technical regulations, cyanopolyyne additive, depressor-dispersant additive, detergent additives.*

Neftegaz.RU
номер 9/2017 г.

УДК 681.5.08

ОКРУЖАЮЩАЯ СРЕДА ПОД АВТОМАТИЗИРОВАННЫМ КОНТРОЛЕМ

Анастасия Никитина

СОГЛАСНО ИЗМЕНЕНИЯМ В ФЗ «ОБ ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ», С 2018 ГОДА ВСЕ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЕ ЗАВОДЫ ДОЛЖНЫ БЫТЬ ОСНАЩЕНЫ АВТОМАТИЧЕСКИМИ СРЕДСТВАМИ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА ОБЪЕМА ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ. ПОЛУЧЕННАЯ ИНФОРМАЦИЯ БУДЕТ ПЕРЕДАВАТЬСЯ В ФОНД ДАННЫХ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА. НЕ ДОЖИДАЯСЬ НАЗНАЧЕННОГО СРОКА, КОМПАНИЯ ГАЗПРОМ НЕФТЬ ЗАПУСТИЛА АВТОМАТИЗИРОВАННУЮ СИСТЕМУ МОНИТОРИНГА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА НА МОСКОВСКОМ НПЗ, КОТОРАЯ СТАЛА ЧАСТЬЮ ОБЩЕГОРОДСКОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ. В БЛИЖАЙШЕЕ ВРЕМЯ ТАКАЯ СИСТЕМА ПОЯВИТСЯ НА ДРУГОМ ЗАВОДЕ КОМПАНИИ – ОМСКОМ НПЗ. ДЛЯ ЧЕГО НУЖНА СИСТЕМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ЗА СОСТОЯНИЕМ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ, КАК ОНА ВПИШЕТСЯ В ОБЩЕГОРОДСКУЮ СИСТЕМУ МОНИТОРИНГА И ЧТО ЭТО ДАСТ ЖИТЕЛЯМ ГОРОДА?

ACCORDING TO THE AMENDMENTS TO THE FEDERAL LAW "ON ENVIRONMENTAL PROTECTION", BEGINNING FROM 2018 ALL REFINERIES SHOULD BE EQUIPPED WITH AUTOMATIC MEANS FOR MEASURING AND METERING OF EMISSIONS OF POLLUTANTS. THE INFORMATION OBTAINED WILL BE TRANSFERRED TO THE FUND OF STATE ENVIRONMENTAL MONITORING DATA. WITHOUT WAITING FOR THE APPOINTED DATE, GAZPROM NEFT LAUNCHED AN AUTOMATED SYSTEM FOR ATMOSPHERIC AIR MONITORING AT THE MOSCOW OIL REFINERY, WHICH BECAME PART OF THE CITYWIDE CONTROL SYSTEM. IN THE NEAR FUTURE SUCH A SYSTEM WILL APPEAR AT ANOTHER PLANT OF THE COMPANY – OMSK OIL REFINERY. WHY DO WE NEED A SYSTEM OF AUTOMATED CONTROL OVER THE CONDITION OF THE ENVIRONMENT, HOW WILL IT FIT INTO THE CITYWIDE MONITORING SYSTEM AND WHAT WILL IT GIVE TO THE CITY'S RESIDENTS?

Ключевые слова: *автоматизация производства, нефтепереработка, охрана окружающей среды, стационарные источники выбросов, экомониторинг.*

Загрязнение атмосферного воздуха в мегаполисах – проблема, которая на протяжении последних десятилетий становилась все острее, в то время как законодательные акты очень долгое время оставались без каких-либо изменений, все-таки экология – не самое популярное направление правительственной деятельности предыдущих лет. Тем не менее в последние годы ситуация начала стремительно меняться.

Согласно внесенным в 2015 г. изменениям в ФЗ «Об охране окружающей среды», в период с 2018 по 2022 гг. на промышленных объектах, оказывающих значительное негативное воздействие на окружающую среду, стационарные источники выбросов должны быть оснащены автоматическими средствами измерения и учета объема выбросов загрязняющих веществ, а также средствами фиксации и передачи информации об их объеме и концентрациях в фонд данных государственного экологического мониторинга.

2017 год, объявленный Годом экологии, логично привлек внимание общественности к целому ряду таких изменений в профильном законодательстве, которые затронули Водный, Лесной, Земельный кодексы России и многие федеральные законы, регламентирующие данную сферу. Инновации, помимо металлургических производств, производств неметаллической минеральной продукции, полимеров, химических синтетических волокон, синтетического каучука и др., ожидаемо коснулись и предприятий нефтегазового сектора экономики.

Федеральный закон № 219-ФЗ серьезно изменил саму систему экологического нормирования. Экологические требования теперь стали разными для 4 категорий промышленных объектов, в зависимости от уровня их негативного воздействия на окружающую среду (раньше требования были одинаковыми для всех). Это позитивная новость, например, для малоопасных промышленных объектов – теперь с них снимут чрезмерную административную нагрузку. Система контроля выбросов/сбросов только на «конце трубы» тоже постепенно уходит в прошлое, т.к. новая система нормирования предъявляет экологические требования на главной стадии производства – в технологии, а учет и контроль выбросов будет осуществляться, как уже упоминалось, в том числе с использованием передовых систем непрерывного автоматического контроля.

Цель проста – предотвращать ущерб окружающей среде до его возникновения. Предполагается отслеживать сам факт загрязнений и начинать борьбу с ними, пока они не оказали негативного влияния на атмосферный воздух и здоровье людей, причем контроль должен вестись так, чтобы исключить влияние «человеческого фактора», т.е. сокрытие факта выброса заинтересованными лицами. Не забыли и о документальной фиксации (для исчисления суммарного ущерба окружающей среде промышленными объектами), а также об открытом доступе к данным всем заинтересованным лицам.

После того как мониторинг заработает в полную силу, на всех промышленных объектах, негативно влияющих на окружающую среду, автоматически

ФАКТЫ

Более 55

крупных промышленных предприятий в Москве уже оснащены датчиками автоматического измерения и учета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу

2

автоматические станции контроля загрязнения атмосферы, установленные МНПЗ в зоне влияния завода и переданных в «Мосэкомониторинг» обеспечивают круглосуточный контроль за содержанием в атмосферном воздухе 7 загрязняющих веществ

будут контролироваться выбросы взвешенных веществ, таких как азота оксиды (в пересчете на диоксид), углерода оксиды, серы диоксиды, фториды, аммиак, сернистый ангидрид, сероводород, ацетон, ксилол, толуол, хлористый водород, железа оксиды, углеводороды предельные, метилмеркаптан и др.

Несмотря на целый ряд положительных ожиданий от этого законодательного акта, следует все-таки отметить, что оснащение производственных объектов автоматизированными системами экологического контроля требует немалых затрат со стороны управленческих компаний. По некоторым данным, оборудование для ряда производств может обойтись более чем в 2 млрд руб. Неудивительно, что в правительство не раз поступали просьбы перенести сроки установки на начало 2023 г. Тем не менее в нефтегазовой и энергетической отраслях промышленности уже можно привести целый ряд положительных примеров.

Скажем, в Москве уже более 55 крупных промышленных предприятий оснащены датчиками автоматического измерения и учета выбросов загрязняющих веществ. В их числе городские ТЭЦ, Московский НПЗ, районные и квартальные тепловые электростанции. Правда, всего производств, которые выбрасывают загрязняющие вещества в воздух, в столице более 600...

Москва – один из первых мегаполисов, который, не дожидаясь принятия федеральных законов и нормативно-правовых актов, принял закон об экологической экспертизе предприятий и организовал экомониторинг. Развитие экологически безопасных производств – это приоритетное направление социально-экономического развития для любого региона, а тем более большого города. Крупные предприятия в состоянии обеспечить существенные инвестиции в развитие экологии. Особое внимание города и его жителей привлечено к МНПЗ, вокруг которого есть много мифов. Однако именно у МНПЗ есть тщательно разработанная экологическая программа, которая позволила предприятию решить много вопросов, в том числе сократить санитарно-защитную зону, что очень существенно для города.

На МНПЗ – первом среди предприятий отечественной нефтепереработки – автоматизированная система мониторинга атмосферного воздуха (АСМВ) была принята в тестовую эксплуатацию.

«Мосэкомониторинг» сам определил 8 ключевых установок предприятия, на которых были смонтированы датчики АСМВ: установка утилизации углеводородных газов, дымовые трубы котельной ДЕ-100, установка атмосферно-вакуумной перегонки нефти ЭЛОУ-АВТ-6, установка каталитического риформинга ЛЧ-35-11/1000, установка получения серы и водорода, установка гидроочистки дизельного топлива ЛЧ-24/2000 и комбинированная установка каталитического крекинга Г-43-107.

ФАКТЫ

9

датчиков на 8 заводских установках входят в автоматизированную систему мониторинга воздействия на атмосферный воздух (АСМВ) Московского НПЗ

По 18

веществам проверяется воздух на Московском НПЗ, в числе которых предельные и непредельные углеводороды, диоксид серы, оксиды азота, дигидросульфид, пыль (взвешенные вещества) и различные ароматические углеводороды

95

датчиков контролируют качество сточных вод на предприятии (каждые 12 ч., 23 загрязнителя)

Система мониторинга на МНПЗ состоит из локальных автоматизированных постов, которые оснащены приборами аналитического контроля. Данные на эти приборы поступают непосредственно из заводских труб, а установленные внутри труб газоанализаторы обеспечивают непрерывное измерение состава воздуха.

Контролю подлежат:

- состав выбросов в воздух непосредственно на источниках (9 датчиков на 8 дымовых трубах, каждые 20 мин., 5 веществ);
- состояние атмосферного воздуха на границе санитарно-защитной зоны (ССЗ) и на промышленной площадке предприятия (6 пробоотборных точек на границе ССЗ, каждые 12 ч., 18 веществ и 5 пробоотборных точек на территории МНПЗ, каждые 12 ч., 15 веществ);
- качество сточных вод на предприятии (95 пробоотборных точек, каждые 12 ч., 23 загрязнителя);
- состояние и уровень грунтовых вод (36 скважин, раз в полугодие, оценка состояния и уровня грунтовых вод).

В автоматическом режиме происходит также и анализ полученных данных: по каналам оптоволоконной связи результаты измерений выводятся на мониторы операторов технологических установок, диспетчера по заводу и специалистов экологической службы МНПЗ. Полученные в режиме онлайн данные позволяют корректировать режим работы установок и контролировать уровень их воздействия на окружающую среду.

Если детально описывать всю комплексную систему экологического мониторинга Московского НПЗ, то, помимо множества датчиков, она включает в себя:

- автоматизированную систему мониторинга воздействия на атмосферный воздух (АСМВ) – 9 датчиков на 8 источниках;
- 2 автоматические станции контроля загрязнения атмосферы (АСКЗА), установленные МНПЗ в зоне влияния завода и переданные

в «Мосэкомониторинг» – они обеспечивают круглосуточный контроль за содержанием в атмосферном воздухе 7 загрязняющих веществ, в том числе оксида углерода, диоксида азота, оксида азота, метана, диоксида серы, сероводорода;

- уличный экран «Экоинформер», который круглосуточно транслирует данные о состоянии воздуха в зоне влияния завода.

Воздух на предприятии проверяется по 18 веществам, в числе которых предельные и непредельные углеводороды, диоксид серы, оксиды азота, дигидросульфид, пыль (взвешенные вещества) и различные ароматические углеводороды. Справка о состоянии воздуха ежедневно направляется в отдел охраны окружающей среды МНПЗ и 1 раз в неделю – в Роспотребнадзор.

АСМВ Московского НПЗ интегрирована в работу общегородской столичной системы мониторинга атмосферного воздуха, оператором которой является экологическая служба «Мосэкомониторинг». Информация с промышленных датчиков непрерывно поступает на сервер службы, в Единый городской фонд данных экологического мониторинга Москвы. Информация включает множество сведений по наличию или отсутствию в выбросах превышений допустимых концентраций загрязняющих веществ, которые публикуются в режиме реального времени в открытом доступе.

В Москве работает 55 стационарных и 2 передвижных станции контроля загрязнения воздуха «Мосэкомониторинга». Станции размещаются в разных зонах – вблизи автомагистралей, на жилых и природных территориях – все это является дополнительным инструментом контроля атмосферного воздуха в столице.

Проводимая уже несколько лет Газпром нефтью модернизация Московского НПЗ – это трудоемкая

ФАКТЫ

1 раз

в полугодие 36 датчиков контролируют состояние и уровень грунтовых вод в санитарно-защитной зоне и в периметре предприятия

Каждые 12 ч.

независимая лаборатория проводит отбор проб воздуха в 6 согласованных с Росприроднадзором и Роспотребнадзором точках за территорией завода и 5 точках на промышленной площадке предприятия

и высокотехнологичная работа, требующая особого экологического внимания. Для такого контроля во время проведения ответственных работ на установках завода постоянно ведется мониторинг окружающей среды.

Все сточные воды завода уходят на городские очистные сооружения и тщательно исследуются на наличие 20 ингредиентов (в том числе катионов, анионов, железа, кальция, сульфатов, хлоридов, нитратов, нитритов). Отбор проб воды производят специалисты экологической лаборатории 2 раза в сутки на территории технологических установок, а также на очистных сооружениях, из специальных колодцев.

Аналогичную экологическую АСМВ Газпром нефть внедряет и на другом своем крупном активе – Омском нефтеперерабатывающем заводе. Она также станет частью системы экомониторинга Омска уже в 2019 г.

Ввод в эксплуатацию подобных систем – это важный этап модернизации предприятий, особенно тех, которые находятся в черте городов. Именно поэтому повышение экологической эффективности – это, наряду с производственными задачами, одно из важнейших направлений работы крупных компаний. Наличие таких экологических систем позволяет не только сделать работу предприятий более прозрачной и экологически эффективной, но и помогает им выстроить конструктивный диалог как с контролирующими органами, так и непосредственно с жителями близлежащих регионов, что очень важно.

Несмотря на то, что Год экологии скоро подойдет к концу, будем надеяться, что другие регионы все-таки последуют примеру Москвы и других «первопроходцев» и введут новые экологические нормы в региональное законодательство, не дожидаясь 2018 года.

Keywords: *automation of production, oil refining, environmental protection, stationary sources of emissions, environmental monitoring.*

ВКЛЮЧЕНИЕ В ГИС ТЭК

В системе «Техэксперт» размещены формы предоставления информации для включения в сегменты нефтяной и газовой промышленности ГИС ТЭК

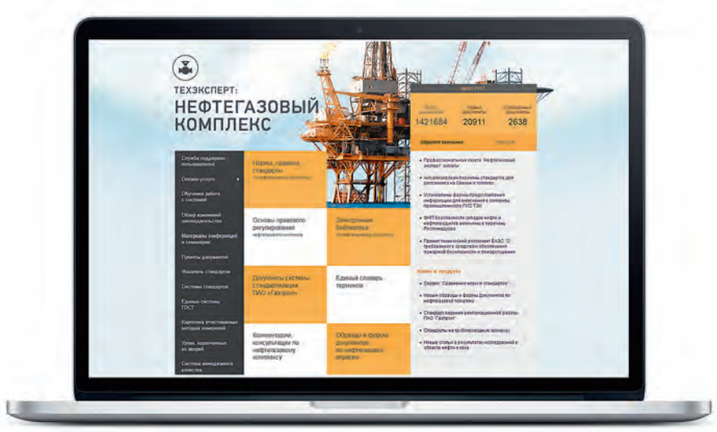
ГОСУДАРСТВЕННАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА (ГИС ТЭК) ПЛАНИРУЕТСЯ К ЗАПУСКУ В ПРОМЫШЛЕННУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ В ТЕЧЕНИЕ 2017 ГОДА. СИСТЕМА ПРЕДНАЗНАЧЕНА ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ СБОРА, ОБРАБОТКИ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРОСТРАНЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ О СОСТОЯНИИ И ПРОГНОЗЕ РАЗВИТИЯ ТЭК. ПРЕДПОЛАГАЕТСЯ, ЧТО ГИС ТЭК СТАНЕТ ОСНОВНЫМ МЕЖОТРАСЛЕВЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ДЛЯ СРАВНЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЭК И БУДЕТ ПОЛЕЗНА ДЛЯ ТОП-МЕНЕДЖМЕНТА, ПРОФИЛЬНЫХ И РЕГУЛИРУЮЩИХ ВЕДОМСТВ И ОТРАСЛЕВЫХ АНАЛИТИКОВ

THE STATE INFORMATION SYSTEM OF THE FUEL AND ENERGY SECTOR (FES SIS) IS PLANNED TO BE PUT INTO COMMERCIAL OPERATION DURING 2017. THE SYSTEM IS DESIGNED FOR AUTOMATION OF THE COLLECTION, PROCESSING, STORAGE AND DISTRIBUTION OF INFORMATION ON THE STATUS AND FORECAST OF THE DEVELOPMENT OF THE FUEL AND ENERGY SECTOR. IT IS ASSUMED THAT THE SIS OF THE FUEL AND ENERGY SECTOR WILL BE THE MAIN INTER-SECTOR TOOL FOR COMPARING THE INDICATORS OF THE RUSSIAN AND FOREIGN FUEL AND ENERGY SECTOR, AND WILL BE USEFUL FOR TOP MANAGEMENT, RELEVANT AND CONTROLLING AGENCIES AND INDUSTRY ANALYSTS

Ключевые слова: *государственная информационная система, топливно-энергетический комплекс, автоматизация сбора данных, анализ данных, программные решения.*

РЕКЛАМА

Несмотря на то, что система еще вводится в эксплуатацию, формы предоставления информации для включения в сегменты нефтяной и газовой промышленности установлены уже сейчас (Приказ Минэнерго от 07.06.2017 № 503 «Об утверждении форм предоставления в обязательном порядке органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации и юридическими лицами информации для включения в сегмент в области газовой промышленности, транспортировки по трубопроводам газа и продуктов его переработки государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса и требований к заполнению этих форм»). Разобраться в сопутствующей документации, обратиться к консультации экспертов, а также получить все установленные формы для подачи сведений в ГИС ТЭК можно при помощи профессиональной справочной системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс».



В системе «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» специалист найдет формы предоставления информации для включения в сегменты нефтяной и газовой промышленности ГИС ТЭК, а также раздел с комментариями и консультациями экспертов относительно введения в эксплуатацию того или иного сегмента и все актуальные новости, посвященные процессу введения системы ГИС ТЭК

Вся информация – в едином источнике

«Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» – уникальное отечественное программное решение, в котором собраны нормативно-технические документы, регламентирующие различные вопросы осуществления деятельности предприятий нефтегазового комплекса (ГОСТ, ГОСТ Р, СП, СНиП, ТУ, РД, ГН и др.), а также законодательные акты, касающиеся нефтегазовой сферы, нормы, правила, стандарты и правовые акты из других отраслей экономики. В интеллектуальном арсенале системы свыше 20 млн. документов, каждый из которых проходит многократную сверку с оригиналами и переводится в электронный вид. Проанализировать большой массив информации по любому отраслевому вопросу помогут десятки аналитических сервисов, среди которых сервис «Документы на контроле», «Горячие документы», «Сравнение редакций» и др. В системе «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» специалист найдет и формы предоставления информации для включения в сегменты нефтяной и газовой промышленности ГИС ТЭК, а также раздел с комментариями и консультациями экспертов относительно введения в эксплуатацию того или иного сегмента и все актуальные новости, посвященные процессу введения системы ГИС ТЭК.

Полезная информация для профессионалов

Среди актуальных разделов системы для специалиста нефтегазовой отрасли можно отметить такие, как картотека зарубежных и международных стандартов, проекты документов по техническому регулированию и стандартизации, единые системы ГОСТ и сервисы: «Указатель стандартов», «Сравнение норм и стандартов», «Документы двойного назначения», «Степень соответствия международным стандартам» и др. Специалистов заинтересует и актуальная авторская документация от ведущих российских разработчиков «ВНИИСТ» и «СПКТБ Нефтегазмаш». Данная подборка содержит технические условия (ТУ, ТУ-УК) для осуществления капитального ремонта нефтегазового оборудования, а также комплект документов (СТО, РД, рекомендации и др.), необходимых в работе специалистов в области строительства и эксплуатации трубопроводов и других объектов ТЭК. Кроме того, в системе представлены востребованные стандарты организации (СТО) и рекомендации ПАО «Газпром».

Международные и зарубежные стандарты

Нефтегазовые предприятия, сотрудничающие с иностранными партнерами, часто применяют международные и зарубежные стандарты, информация о которых может быть полезной для подготовки отчетности. В системе «Техэксперт» в удобной форме представлена Картотека международных и зарубежных стандартов для нефтегазовой отрасли. Источниками её наполнения являются различные открытые информационные источники разработчиков зарубежных и международных стандартов: ASTM International, ASME, API, IEC, SAE International, SAC и пр.

Информация в Картотеке выстроена в соответствии с международной кодификацией ICS. Карточки стандартов содержат наименование, номер, дату принятия, информацию о принявшем органе, краткую аннотацию на языке оригинала, статус и информацию о языке текста стандарта. Приведенный статус в карточке носит справочный характер. Также карточка содержит автоматический перевод наименования и краткой аннотации стандарта на русский язык. Перевод является справочным и применяется только для общего понимания сути текста стандарта.

Предприятия нефтегазовой отрасли могут воспользоваться эксклюзивной услугой – заказать разработку персонального стандарта организации на основе перевода иностранных документов. Такие СТО создаются в индивидуальном порядке и поставляются полностью готовыми к внедрению в рабочий процесс предприятия.

В рамках импортозамещения

Программные сервисы системы «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» создаются исключительно на основе собственных технологий: они являются полностью российскими, что немаловажно для госкорпораций и органов власти в русле выбранного курса на импортозамещение. Системы официально зарегистрированы в Реестре отечественного программного обеспечения Минкомсвязи России. Профессиональной справочной системе «Техэксперт: Нефтегазовый комплекс» уже доверяют такие пользователи, как ПАО «Газпром», ПАО «НК «Роснефть», АО «Антипинский нефтеперерабатывающий завод», ПАО «Саратовский нефтеперерабатывающий завод», АО «Салаватский Химический Завод», АО «Сибур-Химпром», ОАО «Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа» и др. Подробно узнать обо всех возможностях системы и заказать бесплатную демонстрацию можно на сайте: **www.cntd.ru**.

Keywords: *the state information system of fuel and energy complex, the automation of data collection, data analytics, software solutions.*

ТЕХЭКСПЕРТ
Информационная сеть «Техэксперт»
8-800-555-90-25

НОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ТОРЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ ДЛЯ ВАЛОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств

РАССМОТРЕНЫ НОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ТОРЦЕВЫХ УПЛОТНЕНИЙ ДЛЯ ВАЛОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ, НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ И ХИМИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ, ОТЛИЧАЮЩИЕСЯ УЛУЧШЕННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ И ПРЕДЛОЖЕННЫЕ В ПАТЕНТАХ И НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЕ ПРОМЫШЛЕННО РАЗВИТЫХ СТРАН МИРА. ПОКАЗАНЫ ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНСТРУКЦИЙ ЭТИХ ФИЛЬТРОВ

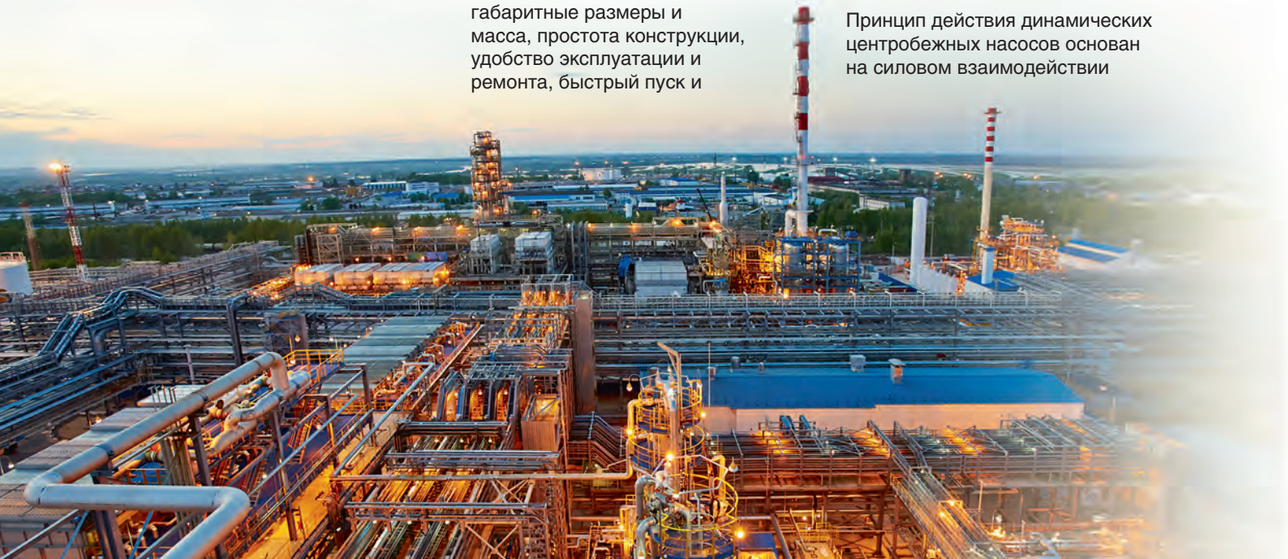
THE ARTICLE DISCUSSES NEW MECHANICAL SEALS FOR SHAFTS OF CENTRIFUGAL PUMPS OF OIL REFINING, PETROCHEMICAL AND CHEMICAL INDUSTRIES WITH DIFFERENT IMPROVED TECHNICAL FEATURES, THOSE ARE PROPOSED IN THE PATENTS AND SCIENTIFIC LITERATURE INDUSTRIALIZED COUNTRIES. THERE ARE SHOWN THE BASIC TRENDS IN THE DEVELOPMENT OF STRUCTURES OF THESE FILTERS

Ключевые слова: *торцевое уплотнение; герметизация валов; центробежные насосы; уплотнительные кольца; контактное уплотнение.*

УДК 622.692.4:621.67:62-762

В.В. Буренин,
К.т.н, профессор,
Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет (МАДИ)

Е.С. Иванина,
К.т.н,
Московский политехнический университет



Большому распространению центробежных насосов, относящихся к типу динамических насосов, в нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производствах способствуют следующие их основные положительные качества: возможность непосредственного соединения с быстроходными приводными двигателями, небольшие габаритные размеры и масса, простота конструкции, удобство эксплуатации и ремонта, быстрый пуск и простое регулирование режима работы, плавная и непрерывная подача перекачиваемой жидкости, сравнительно малая чувствительность к загрязнённой перекачиваемой жидкости и др. [1] Но центробежные насосы не обладают самовсасыванием. Поэтому перед пуском центробежного насоса его приемный трубопровод и корпус насоса должны быть заполнены жидкостью.

Принцип действия динамических центробежных насосов основан на силовом взаимодействии лопаток рабочего колеса с обтекающим их потоком перекачиваемой жидкости. Поток перекачиваемой жидкости имеет в области лопаток рабочего колеса радиальное направление, поэтому создаются условия возникновения центробежных сил. Силовое взаимодействие перекачиваемого потока жидкости с вращающимся рабочим колесом создаёт разность давлений по обе стороны каждой лопатки рабочего колеса. Силы давления на лопатках, возникающие при вращении рабочего колеса, воздействуют на поток перекачиваемой жидкости и создают вынужденное вращательное и поступательное движение перекачиваемой жидкости, увеличивая её энергию.

Одним из основных узлов центробежного насоса, от которого во многом зависит безотказная работа насоса, является узел уплотнения вращающегося вала [2]. Для герметизации вращающего вала центробежного насоса применяются сальниковые, манжетные, лабиринтные, динамические, магнитножидкостные и торцевые уплотнения.
Эти уплотнения не в равной степени отвечают требованиям, предъявляемым к уплотнениям вращающего вала центробежных насосов, применяемых в нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производствах. В наибольшей степени этим требованиям отвечают торцевые уплотнения вращающихся валов [3,4]. В последнее время к уплотнениям вращающихся валов центробежных насосов предъявляются всё более жёсткие требования по герметичности, способности нормально работать при высокой и очень низкой температуре перекачиваемой среды, при высоких давлениях, по автоматичности их действия и др.

В мировой практике известно много разработанных, запатентованных и выпускаемых ведущими в области уплотнительной техники отечественными и зарубежными фирмами новых конструкций торцевых уплотнений для вращающихся валов насосов, отличающихся высокими технико-экономическими показателями.

Для герметизации вращающихся валов центробежных насосов нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств широко применяются одинарные и двойные торцевые уплотнения. Двойные торцевые уплотнения являются комбинацией двух одинарных уплотнений, в камеру между которыми обычно подаётся затворная жидкость с давлением, превышающим давление перекачиваемой насосом жидкости непосредственно перед внутренним одинарным торцевым уплотнением.

Достоинством запатентованного торцевого уплотнения пакетного типа [5] является то, что оно устанавливается на вал 6 (рис. 1) насоса полностью собранным и не требует доработки под фактические осевые размеры.

Торцевое уплотнение содержит корпус 3 и размещенное в нём установленное герметично на валу 6 вращающееся кольцо 4. Вращающееся кольцо 4 установлено на валу 6 с возможностью вращения вместе с ним. С вращающимся кольцом 4 контактирует невращающееся аксиально подвижное кольцо 1, установленное на корпусе 3 герметично и подпружиненное посредством пружин 2 в осевом направлении. Вращающееся кольцо 4 и невращающееся кольцо 1 образуют пару трения. Невращающееся кольцо 1 подпружинено посредством пружин 2, установленных между корпусом 3 и фланцем 8 невращающегося кольца 1. Пружина 2 упирается одним концом в плоскую поверхность фланца 8, а другим концом упирается в корпус 3. Вращающееся кольцо 4 фиксировано от осевого смещения гидродинамической пятой 5, выполненной в виде кольца. Гидродинамическая пята 5 закреплена на корпусе 3 свободно и контактирует с вращающимся кольцом 4 с образованием замкнутой полости для подачи уплотняющей затворной жидкости. Вращающееся кольцо 4 обратной от пары трения стороной упирается в осевом направлении в гидродинамическую пяту 5. Гидродинамическая пята 5 имеет радиальные канавки 7 на поверхности, контактирующей с вращающимся кольцом 4. Канавки 7 пяты 5 выполнены для создания гидродинамической силы.

В отверстие «Б» подаётся под давлением уплотняющая затворная жидкость, которая, омывая пару трения, охлаждает её. Слив жидкости осуществляется по канавкам 7. При вращении между вращающимся кольцом 4 и пятой 5 за счёт жидкостного клина возникает гидродинамическая подъёмная сила, которая воспринимает осевую нагрузку от действия пружин 2 и гидростатического давления в паре трения колец 4 и 1.

Повышенной надёжностью работы отличается торцевое уплотнение [6] для вала насоса, содержащее седло 1 (рис. 2) с отверстием, через которое проходит защитная втулка 2 вращающегося вала, ферромагнитное уплотнительное кольцо 3, установленное с возможностью его возвратно-поступательного перемещения вдоль втулки 2 вала, эластомерное кольцевое уплотнение 4,

РИС. 1. Торцевое уплотнение пакетного типа с гидродинамической пятой

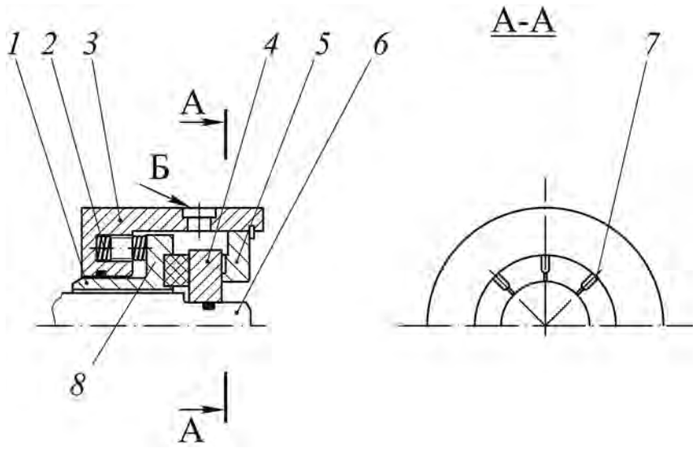
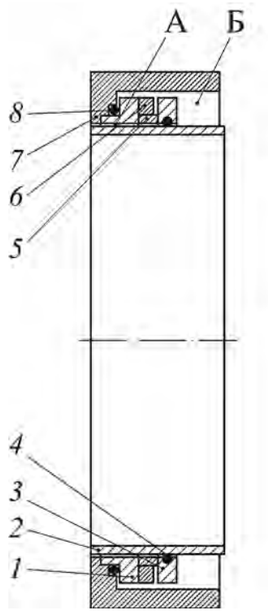


РИС. 2. Торцевое уплотнение с оптимальным контактным давлением между неподвижным и вращающимся уплотнительными кольцами пары трения



средство придания возвратно-поступательного перемещения ферромагнитному уплотнительному кольцу 3 вдоль втулки 2 вала, выполненное из магнитного материала в виде кольца 6, которое приклеено к торцу седла 1, корпус 7 и кольцо 5 из антифрикционного немагнитного материала.

Толщина кольца 6 меньше толщины кольца 5 на величину износа торцевого уплотнения за всё время его эксплуатации. Седло 1 установлено в корпусе 7 и уплотнено от протечек перекачиваемой жидкости из щели А в окружающую среду (камеру Б) эластомерным уплотнительным кольцом 8.

При неподвижном вале насоса сила притяжения между ферромагнитным уплотнительным кольцом 3 и кольцом 6 из магнитного материала герметизирует торцевую контактную поверхность между кольцом 5 из антифрикционного немагнитного материала и уплотнительным кольцом 3. При вращении вала с защитной втулкой 2 и уплотнительного кольца 3 уплотнительное кольцо 3 и кольцо 5 из антифрикционного немагнитного материала расходятся, и жидкость из щели А поступает через микронеровности в торцевой зазор между этими кольцами. Во время работы механизма давление в смазочной плёнке между кольцами 3 и 5 растёт. Усилие притяжения между ферромагнитным уплотнительным кольцом 3 и кольцом 6 из магнитного материала должно быть достаточным, чтобы избежать значительной утечки жидкости из щели А. Однако, если это усилие будет чрезмерным, то это приведёт к исчезновению плёнки между уплотнительным кольцом 3 и кольцом 5 из антифрикционного немагнитного материала и, следовательно, к значительному износу поверхностей. Усилие прижатия между кольцами 3 и 6 должно быть оптимальным.

Торцевое уплотнение для вала насоса имеет простую конструкцию и обеспечивает большой ресурс работы пары трения между кольцами 3 и 5.

Упрощённой технологией сборки и ремонтопригодностью отличается торцевое уплотнение вращающегося вала насоса [7], содержащее неподвижный корпус 1 (рис. 3) и подвижную в осевом направлении и вращающуюся вместе с валом 2 насоса обойму 6.

Для передачи крутящего момента от вала 2 насоса через опорно-центрирующее кольцо 9 к подвижной обойме 6, создания начальных контактных давлений в паре трения колец 4 и 5, а также исключения утечек перекачиваемой жидкости при работающем и неработающем насосе, используется цилиндрическая винтовая пружина сжатия 8.

РИС. 3. Торцевое уплотнение с опорно-центрирующим кольцом для передачи крутящего момента от вала насоса к подвижной обойме

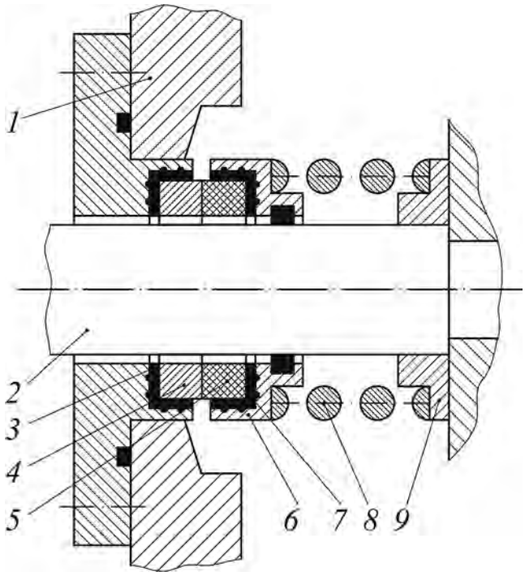
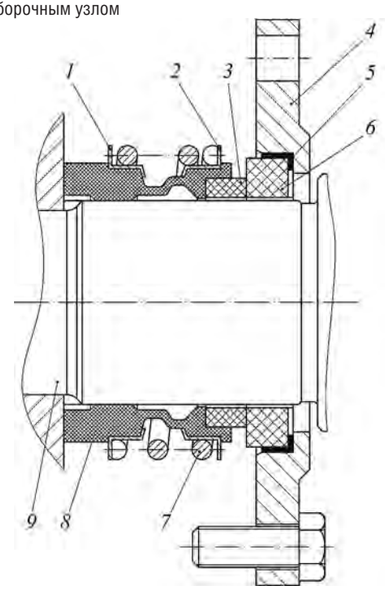


РИС. 4. Торцевое уплотнение с подвижным в осевом направлении и вращающимся вместе с валом насоса сборочным узлом



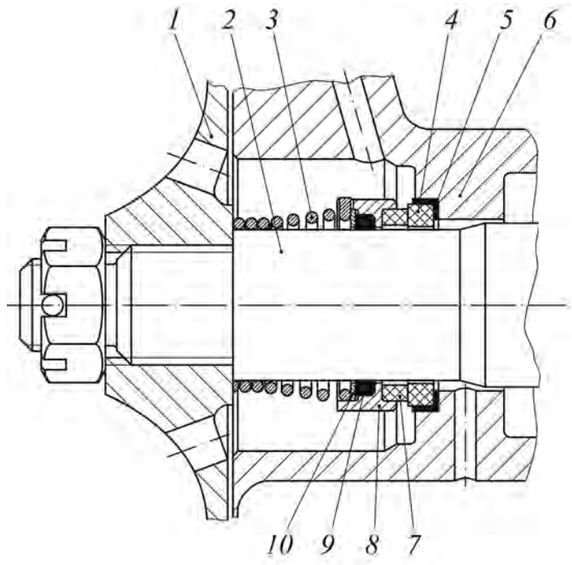
Применение манжет 3 и 7, изготовленных из эластомерного материала, имеющих на наружной гладкой цилиндрической поверхности кольцевые выступы, совместно с кольцами 4 и 5 пары трения, установленными соответственно в корпусе 1 и обойме 6, позволяет эффективно отслеживать биения стыка колец 4 и 5 пары трения, обеспечить плоскопараллельность их трущихся поверхностей и герметичность подвижного соединения неподвижного кольца 4 с вращающимся кольцом 5. Торцевое уплотнение надёжно в работе и имеет большой ресурс.

Увеличенным сроком службы отличается торцевое уплотнение [8] вала центробежного насоса, перекачивающего агрессивную жидкость с абразивными частицами, содержащее неподвижное кольцо 6 (рис. 4), установленное посредством резиновой манжеты 5 во фланец крышки 4 корпуса насоса, и подвижный в осевом направлении сборочный узел, надетый на вал 9 насоса.

Подвижный в осевом направлении и вращающийся вместе с валом 9 насоса сборочный узел включает защитную оболочку 8 из эластомерного материала, две металлические обоймы 1 и 2, надетые с разных сторон на наружную поверхность оболочки 8, круглые конические наружные поверхности этих обойм 1 и 2 расположены с углом их наклона навстречу друг другу, пружину сжатия 7, расположенную между торцевыми поверхностями двух обойм 1 и 2 и надетую с натягом на их наружные поверхности, вращающееся вместе с валом 9 кольцо 3 пары трения, установленное с натягом по его наружной цилиндрической поверхности в защитной оболочке 8 и прижатое усилием пружины 7 к рабочей поверхности неподвижного кольца 6 пары трения с одной стороны, а с другой к торцевой поверхности защитной оболочки 8, причём внутренняя цилиндрическая поверхность части оболочки 8 имеет диаметр меньше диаметра вала 9 насоса и обжата с натягом с наружной стороны обоймой 1.

В связи с тем, что пружина сжатия 7 надета с натягом на наружные поверхности обойм 1 и 2, она передаёт крутящий момент от обоймы 1 к обойме 2 и

РИС. 5. Торцевое уплотнение с конической пружиной сжатия, выполняющей функцию поводка для передачи крутящего момента от вала насоса к сборочному узлу

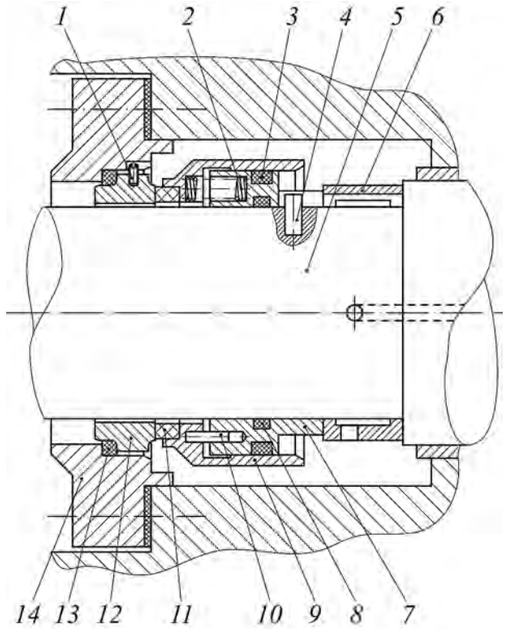


создаёт необходимое начальное контактное давление на рабочих поверхностях колец 3 и 6, обеспечивая герметичность подвижного соединения колец 3 и 6. Защитная оболочка 8 защищает поверхность вала 9 насоса от воздействия агрессивной перекачиваемой жидкости с абразивными частицами, а также способствует отслеживанию биений стыка рабочих поверхностей колец 3 и 6 пары трения и поглощению вибраций, возникающих при работе насоса, при этом обеспечивается возможность осевого перемещения и угловой податливости вращающегося кольца 3 пары трения. Давление перекачиваемой насосом жидкости создаёт дополнительно контактное давление между кольцами 3 и 6 пары трения уплотнения, обеспечивая высокую степень герметичности, практически исключая утечки. Тепло от колец 3 и 6 пары трения уплотнения отводится перекачиваемой насосом жидкостью. Торцевое уплотнение имеет простую конструкцию и удобно в эксплуатации.

Высокую степень герметичности вращающего вала насоса и повышенную надёжность работы обеспечивает торцевое уплотнение [9], содержащее неподвижное кольцо 4 (рис. 5) пары трения, изготовленное из износостойкого антифрикционного материала, надетое на вал 2 насоса и установленное герметично с отсутствием проворота посредством резиновой манжеты 5 в корпус 6 насоса.

Подвижный в осевом направлении и вращающийся вместе с валом 2 насоса сборочный узел прижат усилием сжатой конической пружины 3, один конец которой упирается в рабочее колесо 1, а другой – к вращающейся упорной шайбе 10. Сборочный узел содержит обойму 8, в которую герметично установлено с отсутствием проворота вращающееся кольцо 7 пары трения, прижатое рабочей поверхностью к неподвижному кольцу 4. На внутренней цилиндрической поверхности обоймы 8 выполнена проточка, в которую установлено резиновое уплотнительное кольцо 9, обеспечивающее герметичность между обоймой 8 и валом 2. Во внутреннюю проточку обоймы 8 установлена упорная шайба 10, сжимающее кольцо 9 в осевом направлении посредством опорного витка большого основания сжатой конической пружины 3, который также установлен во внутреннюю проточку обоймы 8. Конец опорного витка большего основания конической пружины 3 отогнут в радиальном направлении наружу и вставлен в радиально выполненную прорезь обоймы 8, выполняющий функцию поводка

РИС. 6. Торцевое уплотнение с защитной обоймой, в которую установлено вращающееся кольцо пары трения



для передачи крутящего момента от вала 2 к сборочному узлу. Меньшее основание конической пружины 3 имеет более одного опорного цилиндрического витка, их внутренние диаметры равны между собой и меньше диаметра вала 2, возникающие рабочие напряжения в опорных цилиндрических витках не превышают допускаемых напряжений упругости материала проволоки конической пружины 3.

Торцевое уплотнение вращающегося вала центробежного насоса имеет большой ресурс работы.

Повышенной надёжностью и большим ресурсом работы отличается одинарное торцевое уплотнение [10] вращающегося вала 5 (рис. 6) центробежного насоса, перекачивающего химически агрессивные жидкости с взвешенными твёрдыми частицами.

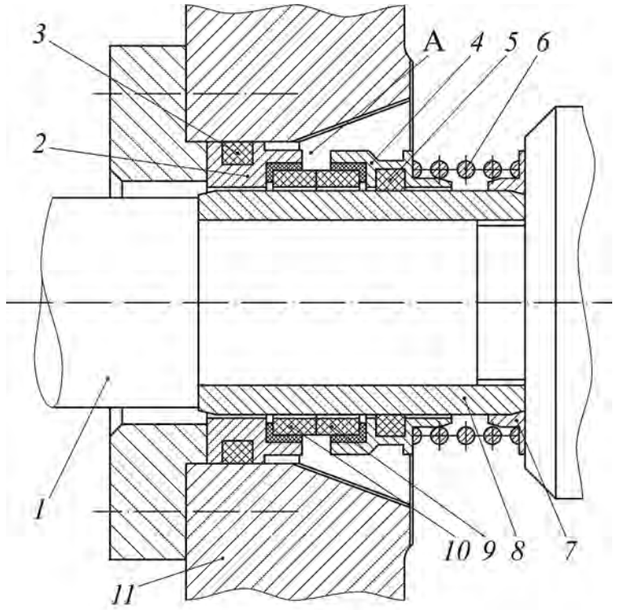
Торцевое уплотнение содержит пару трения, состоящую из неподвижного кольца 12, свободно установленного во фланец крышки 14 корпуса насоса, и подвижного вращающегося кольца 11, установленного герметично, с отсутствием проворота, в защитную обойму 9. Кольцо 12 изготовлено из более твёрдого материала, чем кольцо 11, изготовленное из более мягкого и теплопроводного самосмазывающегося материала. Фиксатор (штифт) 1 установлен на цилиндрическую поверхность кольца 12 и препятствует провороту этого кольца во фланце крышки 14 корпуса насоса. Герметичность соединения между фланцем крышки 14 и кольцом 12 обеспечивается резиновым уплотнительным кольцом 13. Защитная обойма 9, в которую герметично, с отсутствием проворота, установлено подвижное вращающееся кольцо 11, имеет свободу осевых и угловых перемещений. Корпус 7 уплотнения установлен с зазором внутри обоймы 9, имеет осевую подвижность и зафиксирован от проворота на валу 5 штифтом 4. Резиновое уплотнение 3 размещено между обоймой 9 и корпусом 7 и обеспечивает за счёт своей упругой деформации свободу осевых и угловых перемещений обоймы 9, что позволяет эффективно отслеживать биения стыка колец 12 и 11 пары трения. Резиновое уплотнение 8, размещенное между корпусом 7 и валом 5, также обеспечивает за счёт своей упругой деформации свободу осевых и угловых перемещений корпуса 7 относительно вала 5. Уплотнения 3 и 8 обеспечивают герметичность пространства между обоймой 9, корпусом 7 и валом 5 от перекачиваемой насосом химически активной жидкости. В это герметичное пространство установлен набор мелких податливых цилиндрических пружин 2 с центрированием по наружной поверхности в отверстиях корпуса 7, а также поводковое устройство, состоящее из штифта 10, установленного во внутреннюю торцевую поверхность защитной обоймы 9 и отверстие в торце корпуса 7 под этот штифт. Дистанционно-упорная втулка 6 надета на вал 5 насоса между торцем корпуса 7 и торцем (уступом) вала 5. Она замыкает осевое усилие набора пружин 2 между торцем вала 5 и парой трения и обеспечивает установочный размер набора пружин 2, которые создают начальное контактное давление в паре трения неподвижного 12 и подвижного 11 колец для исключения утечек в ней перекачиваемой жидкости также и при неработающем насосе.

Простой технологией изготовления, повышенной надёжностью и большим ресурсом работы отличается торцевое уплотнение [11] вала центробежного насоса, содержащее дистанционно-упорную втулку 8 (рис. 7), насаженную с натягом на вал 1 насоса, неподвижную обойму 2 и подвижную обойму 4, надетые на втулку 8.

В обоймы 2 и 4 установлены герметично, с отсутствием проворота, соответственно неподвижное 10 и подвижное 9 кольца пары трения торцевого уплотнения. Герметичность между неподвижной обоймой 2 и корпусом 11 насоса, а также между подвижной обоймой 4 и втулкой 8 обеспечивается резиновыми уплотнительными кольцами соответственно 3 и 5. Для передачи крутящего момента от вращающегося вала 1 насоса к подвижной обойме 4 и создания начального контактного давления в паре трения колец 9 и 10 используется цилиндрическая винтовая пружина сжатия 6, позволяющая отслеживать биения стыка колец 9 и 10 пары трения торцевого уплотнения. Цилиндрическая пружина сжатия 6 имеет максимальный индекс i, равный 12÷15:

$$i = \frac{D_0}{d}, \text{ где}$$

РИС. 7. Торцевое уплотнение с цилиндрической винтовой пружиной сжатия, позволяющей отслеживать биения стыка подвижного и неподвижного колец пары трения



D_0 – средний диаметр цилиндрической пружины,

d – диаметр проволоки пружины.

Пружина 6 надета на втулку 8: один конец пружины 6 по внутреннему диаметру $D_{вн}$ надет с относительным натягом δ, равным 3,5÷5,5%, на цилиндрический наружный поясок с диаметром $D_н$ подвижной обоймы 4, а другой конец по её внутреннему диаметру $D_{вн}$ надет на цилиндрический наружный поясок с диаметром $D_н$ центрирующего разрезного кольца 7.

$$\delta = \frac{D_н - D_{вн}}{D_{вн}} \cdot 100\%, \text{ где}$$

$D_н$ – наружный диаметр цилиндрического пояска подвижной обоймы 4, на который надевается с натягом внутренний диаметр $D_{вн}$ пружины 6;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр пружины сжатия 6;

При работе центробежного насоса перекачиваемая жидкость под давлением нагнетания по выполненному каналу в корпусе 11 насоса (на рис. 7 канал в корпусе 11 не показан) подаётся к паре трения колец 9 и 10 для их охлаждения. Тепло от пары трения колец 9 и 10 торцевого уплотнения отводится с этой охлаждающей перекачиваемой жидкостью на всасывание центробежного насоса через отверстия в рабочем колесе насоса (рабочее колесо с отверстиями на рис. 7 не показано). Давление перекачиваемой охлаждающей жидкости в камере А торцевого уплотнения создаёт дополнительное контактное давление между кольцами 9 и 10 пары трения, повышая степень герметичности торцевого уплотнения во время работы центробежного насоса.

Анализ научно-технической литературы промышленно развитых стран мира и патентных материалов ведущих в уплотнительной технике отечественных и зарубежных фирм показывает, что не существует универсальной конструкции торцевого уплотнения для вращающих валов центробежных насосов нефтеперерабатывающих, нефтехимических и химических производств. Выбор конструкции зависит от условий работы торцевого уплотнения (давления, температуры, виды перекачиваемой среды, скорости вращения герметизируемого вала насоса и т.д.), а также от технических и экономических требований (степени герметизации, надёжности и ресурса работы, использования дешёвых стандартных уплотнений и т.д.).

Современные тенденции развития конструкций торцевых уплотнений для вращающихся валов центробежных насосов направлены на:

- повышение надёжности и ресурса работы;
- увеличение степени герметичности уплотняемой перекачиваемой жидкости;
- упрощение конструкции и технологии изготовления;
- эффективный теплоотвод от зоны контакта пар трения;
- использование в конструкции гидродинамического и магнитного эффектов;
- удобство эксплуатации и др.

Литература

1. *Буренин В.В. Новые центробежные насосы для нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2004. – № 12. – С. 26–26.*
2. *Буренин В.В., Дронов В.П. Конструкции контактных уплотнений вращающихся валов: тематический обзор. – М.: ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ. – 1986. – Серия ХМ-4 «Насосостроение». – 36 с.*
3. *Гавик Д.Т., Буренин В.В. Современные и перспективные конструкции торцовых уплотнений нефтяных центробежных насосов магистральных нефтепроводов: Обзорная информация // М.: ВНИИОЭНГ. Серия «Машины и нефтяное оборудование». – 64 с.*
4. *Буренин В.В. Торцовые уплотнения для центробежные насосов химических и нефтехимических производств // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 2002. – № 10. – С. 27–30.*
5. *Пат. 2494300 Россия, МПК F16J 15/34. Торцевое уплотнение / Г.С. Баткис, Е.А. Новиков, В.К. Хайсанов, Н.М. Лившиц, Р.Н. Зиннатуллин. Опубл. 27.09.2013. Бюл. №27.*
6. *Пат. 2561815 Россия, МПК F16J 15/34. Торцевое уплотнение вращающегося вала / В.В. Дидов, В.Д. Сергеев. Опубл. 10.09.2015. Бюл. №25.*
7. *Пат. на полезную модель 53744 Россия МПК F16J 15/34. Уплотнение торцевое Шепелёва / В.А. Шепелёв, А.В. Шепелёв. Опубл. 27.05.2006. Бюл.№15.*
8. *Пат. на полезную модель 72741 Россия МПК F16J 15/34. Модернизированное уплотнение торцевое Шепелёва / В.А. Шепелёв, А.В. Шепелёв. Опубл. 27.04.2008. Бюл. №12.*
9. *Пат. на полезную модель 93914 Россия МПК F16J 15/00. Уплотнение торцевое с конической пружиной и опорными цилиндрическими витками (варианты) / В.А. Шепелёв, А.В. Шепелёв. Опубл. 10.05.2010. Бюл. №13.*
10. *Пат. на полезную модель 43603 Россия МПК F04D 29/10. Уплотнение торцевое одинарное / В.В. Савва, А.В. Шепелёв, В.А. Шепелёв, А.О. Белостоцкий. Опубл. 27.01.2005. Бюл. № 3.*
11. *Пат. на полезную модель 43322 Россия МПК F04D 29/00. Уплотнение торцевое модернизированное / В.В. Савва, А.В. Шепелёв, В.А. Шепелёв. Опубл. 10.01.2005. Бюл. № 1.*

KEYWORDS: *mechanical seal; shaft sealing; centrifugal pumps; o-rings; contact seal.*

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ

Анализ возникающих проблем

РАССМОТРЕНА ЧАСТЬ ОСНОВНЫХ ВОЗНИКАЮЩИХ ПРОБЛЕМ ПРИ РАБОТЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ С ВОВЛЕЧЕНИЕМ НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ НЕПОСТОЯННОГО СОСТАВА, А ТАКЖЕ НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПОВЫШЕНИЯ ВЫХОДА СВЕТЛЫХ ФРАКЦИЙ ПРИ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ СМЕСЕЙ ИЗ РАЗНЫХ НЕФТЕЙ. ПРЕДЛАГАЮТСЯ ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМ И ОПТИМИЗАЦИИ ПРОИЗВОДСТВА

THE ARTICLE EXAMINES A PART OF THE MAIN EMERGING PROBLEMS IN THE OPERATION OF PRIMARY OIL REFINING INSTALLATIONS WITH THE INVOLVEMENT OF ERRATIC-QUALITY OIL STOCK, AS WELL AS SOME PROBLEMS OF INCREASING THE YIELD OF LIGHT FRACTIONS DURING PRIMARY PROCESSING OF MIXTURES FROM DIFFERENT OILS. POSSIBLE WAYS OF SOLVING PROBLEMS AND OPTIMIZING THE PRODUCTION ARE SUGGESTED

Ключевые слова: *нефть, светлые фракции, первичная переработка, оптимизация производства, НПЗ, тяжелая нефть.*

УДК 665.64

Асатрян Альвина Аркадяевна,
главный специалист по системам менеджмента технического отдела, соискатель кафедры технологии нефти и газа института нефти, газа и энергетики, Кубанский государственный технологический университет

Яськян Юрий Павлович,
ООО «РН-Туапсинский НПЗ», профессор, доктор технических наук
«Кубанский государственный технологический университет», Институт нефти, газа и энергетики

В настоящее время в экономических условиях нефтеперерабатывающие предприятия обращают внимание на более выгодные направления для увеличения выхода светлых фракций и получения целевых компонентов и продуктов высокого качества. В связи с освоением новых месторождений на территории Российской Федерации, возникают новые возможности вовлечения в переработку нефтей других малоизученных месторождений. Новые перспективы также связаны со «старением» основных месторождений, усложнением условий добычи, на новых месторождениях нефти более легкие и лучшего качества. Ранее в работах [1, 2] были рассмотрены варианты смесей нефтей из различных месторождений, которые могут быть вовлечены в переработку, проанализировано возможное содержание светлых фракций и глубина переработки.

Различные варианты смешения нефтей из разных источников зависят, в первую очередь, от условий транспортировки нефтей и местонахождением предприятия. Транспортировка по магистральному трубопроводу существует с Западно-Сибирского месторождения, откуда перемещается нефть марки Urals по территории России. Остальные нефти возможно транспортировать по железной дороге при возможности нефтеперерабатывающего предприятия либо нефтебазы принять сырье.

При вовлечении в переработку нефтей различных марок необходимо особое внимание уделять их качественным характеристикам, а также физико-химическим данным. При весьма существенной разнице в плотности могут возникнуть проблемы из-за плохого перемешивания нефтяной смеси до момента ее первичной переработки. Необходимо анализировать возможности предприятий по условиям приема из железнодорожных цистерн, по процессам смешения сырья, оборудованию резервуаров специальными устройствами для перемешивания продуктов во избежание расслоения. При транспортировке по трубопроводу данные проблемы минимизированы, так как при продолжительном перемещении по трубе смесевая нефть достаточно хорошо перемешивается, расслоение в сырьевых резервуарах наблюдается приемлемое для вовлечения в первичную переработку.

Для получения данных по выходу светлых нефтепродуктов при переработке необходимо учитывать все технологические нюансы. Одной из особенностей, является четкость ректификации колонн. Четкость ректификации напрямую зависит от конструкции колонны, количества тарелок и технологического режима работы, определяется величиной наложения смежных фракций, где приходится граница начала кипения более тяжелой фракции и концом кипения более легкой фракции. Наложение смежных фракций определяется как разница между значением температур конца и начала кипения смежных фракций. [9] Наложение фракций можно наглядно проанализировать на основании кривых ИТК, полученных при испытаниях в лабораторных условиях.

От четкости ректификации зависит выход светлых фракций, например, керосино-дизельных фракций и дизельной фракции. Необходимо поддерживать такой режим работы установки первичной переработки, чтобы не допустить «провала» дизельной фракции в мазут, так как это значительно окажет влияние на глубину переработки, выходу светлых фракций и прибыльность предприятия в целом.

Недостатки существующих схем управления на большинстве НПЗ, построенных в советское время:

- колебания отбора тепла ЦО изменяют внутренние потоки флегмы, что напрямую влияет на качество продуктов;
- колебания температуры верха колонны;
- нестабильный тепловой режим колонны.

Регулирование фракционного состава можно производить изменением количества флегмы в секции через распределение количества отбираемого тепла циркуляционного орошения. Отбор продуктов следует осуществлять с корректировкой по температуре паров под тарелкой отбора [3, 4].

Для корректировки четкости фракционирования необходимо изменять значение отбора тепла, стабилизировать внутренние потоки в колоннах, за счет корректировки отборов циркуляционного орошения можно нивелировать колебания и сохранить качество продуктов.

Одним из последних направлений в нефтепереработке является усиление контроля за производством. В этих целях используются приборы, системы взаимосвязи, программные продукты и иные средства для контроля и мониторинга, приближающие руководство к производственной деятельности.

На современных установках АВТ предусмотрена система АСУТП и приборы КИП для наиболее подробного слежения за процессом, вывод параметров на экраны не только операторов, но и руководителей для наблюдения в режиме он-лайн за ведением процесса.

Принципиальными моментами, определяющим работу вакуумного блока являются:

- остаточное давление в вакуумной колонне;
- перепад давления по колонне;
- при прочих равных условиях остаточное давление в колонне определяется количеством неконденсируемых компонентов [3, 4].

Нежелательно увеличение температуры нагрева сырья, которое приводит к увеличению степени разложения компонентов и увеличению давления в колонне.

Оборудование вакуумного блока проектируется с учетом термической стабильности нефти, достигая при этом в нагревательной печи минимальной температуры нагрева и минимального времени пребывания потоков. [5] В свою очередь, обеспечение минимального времени пребывания сырья в зоне нагрева достигается за счет пропорционального подвода водяного пара и минимального размера труб змеевика. Отбор вакуумного газойля определяется количеством отгона из сырья и количество отгона из зоны стриппинга гудрона. Увеличение отгона вакуумного газойля из зоны стриппинга гудрона позволяет снизить температуру на выходе из печи.

Поиск наиболее эффективного сочетания давления в вакуумной колонне и давления в зоне ввода сырья, температуры на выходе из печи, расхода пара в печь и в стриппинг гудрона – важные факторы для отбора газойля с высоким концом кипения [6].

При работе АВТ повышение отборов светлых фракций не должно оказывать негативного влияния на качество вырабатываемой продукции. Для предотвращения возможного нарушения температуры вспышки дизельного топлива необходимо регулировать режим работы колонн путем повышения отпарки керосиновой составляющей дизельного топлива. Лимитирующим показателем при отборе дизельной фракции является температуры выкипания 95% отгона. Температура вспышки и кинематическая вязкость, как правило, остаются в пределах нормы [6].

В процессе вовлечения вязкой нефти и тяжелой по плотности возможно возникновение проблем в работе динамического оборудования. В массообменных процессах местами может возникать образование налетов смолисто-асфальтеновых углеводородов, масляных парафинистых отложений и гудрона. Это может привести к ухудшению работы насосов, появлению задиров, налетов, термотрещин и других проблем. На атмосферных вращающихся втулках насосов, особенно, если это касается насосов перекачки тяжелых продуктов в кубовых зон колонн, могут появится существенные износы и черные налипания тяжелых нефтепродуктов. Данное обстоятельство может быть

причиной пропуска нефтепродукта во внутренние полости динамического оборудования и дальнейшего выхода из строя. Тяжелая нефть должна вовлекаться в технологических процесс только после согласования рабочих параметров работы динамического оборудования с научным институтом-разработчиком технологии и технологической документации. Вполне вероятно, что насосное и иное оборудование не было рассчитано при проектировании на определенные плотности перекачиваемого продукта, необходимо перепроверить и произвести перерасчет режима работы оборудования на предмет нагрузок. При несоблюдении данного условия, в промышленности в процессе реальной работы на предприятии могут возникать проблемы по ненормативному пуску оборудования, появлению сильных вибраций на оборудовании и выходу из строя, что чревато дорогостоящим ремонтом и потерями не только нефтепродукта, простоем предприятия, вплоть до угрозы возникновения аварийных ситуаций, что недопустимо по правилам промышленной безопасности и охраны труда.

Для проведения подготовительных технологических мероприятий до вовлечения в переработку тяжелой нефти необходимо не только провести работу с научным институтом, но и с изготовителями оборудования, так как последние более близко сталкиваются с определенной проблематикой и могут сформировать определенный перечень мероприятий для уменьшения негативных последствий.

К примеру, для минимизирования выхода из строя насосов, перекачивающих тяжелые фракции углеводородов, работающих в сложных условиях и высоких нагрузках, в том числе и температурных нагрузках, мероприятия можно разделить на 2 блока:

1. Соблюдение технологического режима эксплуатации оборудования:

- соблюдение регламентного рекомендуемого изготовителем оборудования пуска агрегата,
- соблюдение требований по плавности пуска без резких скачков,

- соблюдение температурного пускового режима и подогреву аппарата,
- отсутствие газовых пробок,
- отсутствие высоких нерегламентированных вибраций,
- поддержание определенного паспортом давления насыщенных паров углеводородов, для насосов, перекачивающих тяжелые фракции, не должно быть в среде легкокипящих фракций,
- отсутствие перегрева перекачиваемой продукции,
- поддержание условий по температурному режиму перекачиваемой продукции до порога коксования,
- поддержание технологических параметров: давление, температура, состав продукта.

2. Соблюдение режима по сборке оборудования:

- сборка торцевых уплотнений согласно инструкции по эксплуатации,
- проведение промывки системы обвязки при каждой ревизии уплотнения для удаления остатков проникающих тяжелых смолистых и масляных фракций,
- применение в качестве затворной жидкости высококачественного гидроочищенного дизельного топлива, что предотвращает старение топлива и коксование масла,
- анализ обвязки агрегата во избежание лишних нагрузок на агрегат,
- продувка азотом в регламентируемых пределах по давлению.

Все вышеперечисленные мероприятия могут помочь при подготовке к обдуманному вовлечению в переработку тяжелой нефти в сырьевой смеси. Особенно необходимо на это обратить внимание при отсутствии большого сырьевого нефтяного парка в периметре нефтеперерабатывающего завода и отсутствия обеспечения должного смешивания разных по плотности исходных нефтей. ●

Литература

1. *Ясьян Ю.П., Асатрян А.А. Статья: «Обзор технологических аспектов режима работы установок первичной переработки нефти при поступлении нефтяного сырья переменного состава», журнал «Успехи современной науки», том 4, №4, 2017 г., стр. 79–82.*
2. *Ясьян Ю.П., Асатрян А.А. Статья: «Обзор технологических аспектов режима работы АВТ с учетом особенностей планирования производственной деятельности», журнал «Успехи современной науки», том 2, №5, 2017 г., стр. 78–82.*
3. *Мановян А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа. Учебное пособие для вузов. 2-е изд. – М.: Химия, 2001. – 568 с.*
4. *Ахметов С.А. Физико-химическая технология глубокой переработки нефти и газа: Учебное пособие. 4.2. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1996. – 304 с.*
5. *Гуревич И. Л. Технология переработки нефти и газа. Ч.1. – М.: Химия, 1972. – 360 с.*
6. *Ван Лицзюнь, Ольков П. Л., Богатых К.Ф. Направление реконструкции вакуумных блоков промышленных установок АВТМ / в сб. Нефтепереработка и нефтехимия проблемы и перспективы. Уфа, 1991.*
7. *Грищенко О.В. «Анализ и диагностика финансово-хозяйственной деятельности предприятия»: Учебное пособие. Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2000. 112 с.*

Keywords: *oil, light fraction, primary processing, production optimization, oil refineries, heavy oil.*

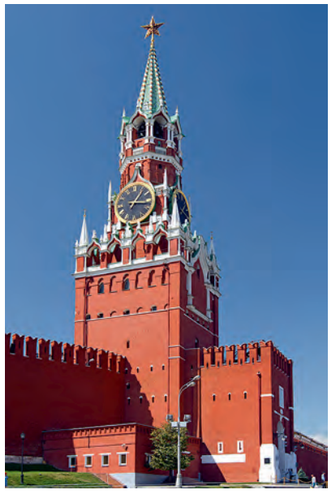
ШРЕДЕР СТАНОВИТСЯ ИНСТРУМЕНТОМ В РУКАХ КРЕМЛЯ

DER SPIEGEL

Кристина Хебель

Герхард Шредер войдет в состав совета директоров концерна «Роснефть». Как сказал в интервью Der Spiegel бывший заместитель министра энергетики В. Милов, концерн служит прежде всего интересам Кремля, а экс-канцлер должен будет улучшить его имидж.

«Шредер – опытный политик. Он отлично понимает, что нужно главе «Роснефти» И. Сечину.



Тот хочет показать, что концерн, большинство акций которого находится в руках государства, представляет собой не филиал кремлевской администрации по ведению нефтяного бизнеса, а компанию, действующую в рамках международного законодательства и имеющую все, что для этого нужно: акционеры и независимые директора в наблюдательном совете, руководство, в котором сидят представители разных стран. Сечин хочет вернуть «Роснефти» признание в качестве международного концерна, и для этого ему нужен Шредер – подправить имидж», – пишет издание.

«В «Роснефти», – поясняет собеседник Der Spiegel, – все решается Путиным, Сечиным и их ближайшим окружением. Шредер будет играть в концерне второстепенную роль. Он будет чем-то вроде вывески: вот, смотрите, у нас в совете директоров заседают западные политики, ничего ужасного у нас происходить не может. Он становится инструментом в руках Кремля и вообще-то должен это понимать», – говорит Милов.

СТРЕМЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТИРОВАТЬ АРКТИКУ ДОЛЖНО БЫТЬ ПОСТАВЛЕНО ПОД КОНТРОЛЬ

The New York Times

Проход специальным образом построенного российского танкера с грузом сжиженного природного газа через тающую Арктику без сопровождения ледоколов знаменует собой критическую веху в многовековой истории страстного желания открыть более короткий и быстрый путь между Атлантическим и Тихим океанами.

Плавание «Кристофа де Маржери» было крупным триумфом президента России, который сделал приоритетом открытие Арктики и экспорт сжиженного природного газа в Азию. Российский газовоз потратил на путь от Норвегии до Северной Кореи на 30% меньше времени, чем заняло бы плавание через Суэцкий канал.

Недавно Трамп назвал глобальное потепление «фальшивкой», предложил начать бурение в американской Арктике и вывел США из Парижского соглашения по климату. Возможно, было бы слишком надеяться, что успех российского танкера изменит отношение Трампа к климату.

Однако он должен открыть ему глаза на необходимость добиться того, чтобы борьба за территориальные и коммерческие преимущества не выходила из-под контроля.

НОВЫЕ САНКЦИИ ПРОТИВ РОССИИ ПОДРЫВАЮТ КРУПНОЕ СИНДИЦИРОВАНИЕ ЗАЙМА БАНКА INTESA

REUTERS

Сандрин Брэдли, Стивен Джукс, Дмитрий Жданников

Итальянский банк Intesa Sanpaolo столкнулся с проблемами при синдицировании займа компании Glencore и Катарскому суверенному фонду для финансирования покупки ими доли контролируемой Кремлем компании «Роснефть» из-за новых американских санкций против России. Западные банки, включая кредитные институты из США и Франции, пока приостановили свое участие в синдицировании займа размером 5,2 млрд евро, который Intesa предоставила в прошлом году.

Отделы контроля над соблюдением законодательства должны разобраться в новых санкциях. Синдицирование было затруднено политическим противостоянием между Катаром и Саудовской Аравией. Банки подходят более осмотрительно к сделкам, в которые вовлечен Катар, так как они опасаются нанести вред своим отношениям с Саудовской Аравией и странами вовлеченными в спор.

Синдицирование застопорилось из-за новых американских санкций против России. Новые санкции столь широкомасштабны, что они несомненно повлияют на все подобные сделки, в которые вовлечены российские государственные фирмы. ●

ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

ГАЗОТУРБИННЫЕ ДВИГАТЕЛИ, ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ УСТАНОВКИ, ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ АГРЕГАТЫ – БЕЗ ЭТОГО ОБОРУДОВАНИЯ НЕВОЗМОЖНА РАБОТА СОВРЕМЕННЫХ ПРОМЫСЛОВ И ПРЕДПРИЯТИЙ. ЗАДЕЙСТВОВАННЫЕ НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ, ЭТИ МАШИННЫЕ КОМПЛЕКСЫ ДОЛЖНЫ СООТВЕТСТВОВАТЬ ПОСЛЕДНЕМУ СЛОВУ НАУКИ И ТЕХНИКИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ СЕГОДНЯ КОМПАНИИ, РАБОТАЮЩИЕ НА РЫНКЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ?

GAS TURBINE ENGINES, ENERGY-GENERATING PLANTS, ELECTRIC POWER PLANTS AND GAS PUMPING UNITS – THE WORK OF MODERN INDUSTRIES AND ENTERPRISES IS IMPOSSIBLE WITHOUT THIS EQUIPMENT. USED IN HAZARDOUS PRODUCTION FACILITIES, THESE MACHINE COMPLEXES MUST COMPLY WITH THE LAST ACHIEVEMENTS OF SCIENCE AND TECHNOLOGY. WHAT SOLUTIONS DO THE COMPANIES OPERATING IN THE POWER ENGINEERING MARKET OFFER TODAY?

Ключевые слова: *энергетическое машиностроение, газотурбинные двигатели, газотурбинные электростанции, газоперекачивающие агрегаты, оборудование для ТЭК.*

РЕКЛАМА

Вячеслав Богуслаев,
президент
АО «МОТОР СИЧ»

Акционерное общество «МОТОР СИЧ» – современное многопрофильное наукоемкое предприятие по разработке и производству газотурбинных двигателей и энергетических установок. АО «МОТОР СИЧ» предлагает заказчикам самые современные промышленные газотурбинные приводы, газотурбинные электростанции, газоперекачивающие агрегаты нового поколения и теплоэнергетические комплексы.

В настоящее время, располагая всей необходимой документацией и опытом изготовления газоперекачивающих агрегатов, на предприятии АО «МОТОР СИЧ» серийно выпускаются энергетические установки ПАЭС-2500, ЭГ 6000 различных модификаций.

Для сохранения и расширения позиций на рынке газотурбинных электростанций и газоперекачивающих агрегатов АО «МОТОР СИЧ» развивается в экстенсивном и интенсивном направлении одновременно: с одной стороны, постоянно модернизирует серийно выпускаемые энергетические установки, а с другой – проводит работы по созданию и освоению новых их образцов.

На сегодняшний день закончена модернизация и освоено производство электростанции "МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Г-Т10500/6300", являющейся преемницей множества модификаций электростанций, мощностью 2,5 МВт, изготавливавшихся в течение последних десятилетий.

Разработана конструкторская документация на двухтопливную электростанцию «МОТОР СИЧ ПАЭС-2500Д», в которой применяется успешно прошедший испытания газотурбинный привод ГТЭ-МС-2,5Д номинальной мощностью 2,5 МВт, работающий на газообразном или жидком топливе, а также на их смеси, с возможностью автоматического перехода или по команде оператора с одного топлива на другое без снятия нагрузки и остановки электростанции.

ПАЭС-2500

Газотурбинные электростанции ПАЭС-2500Г, ПАЭС-2500Д предназначены для использования в качестве основного источника электропитания промышленных и бытовых потребителей при отсутствии магистральной энергетической сети, а также для покрытия пиковых нагрузок в качестве аварийного источника электропитания при наличии магистральной сети.

Электростанции могут работать на изолированную нагрузку и параллельно, как с энергосистемой неограниченной мощности, так и с другими электростанциями с аналогичными характеристиками системы регулирования (при соотношении мощностей не более 3:1 или 1:3), для чего комплектуются всей необходимой аппаратурой. Электростанции могут эксплуатироваться в различных климатических зонах в диапазоне температур от –60°С до +55°С, на высоте над уровнем моря до 1000 м.

Мировой опыт показывает, что когенерационные комплексы, как элементы «малой энергетики», наиболее эффективны в решении энергетических проблем

При поддержке государства предприятием был осуществлен проект по созданию когенерационной энергосберегающей установки «Теплоэнергетический комплекс-3» (ТЭК-3).

ТЭК-3 включает в себя газотурбинную электростанцию производства АО «МОТОР СИЧ», которая вырабатывает электрическую мощность 2,5 МВт и котел-утилизатор тепловой мощностью до 5,6 Гкал/час.

Мировой опыт показывает, что когенерационные комплексы, как элементы «малой энергетики», наиболее эффективны в решении энергетических проблем. Уровень экологических показателей отвечает международным нормам. Утилизация продуктов сгорания природного газа равноценна дополнительному сокращению на 20–30 % объемов парниковых газов и других компонентов.

На сегодняшний день реализовано более 3000 газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 различных модификаций, в условиях эксплуатации некоторые из них уже работают в составе теплоэнергетических комплексов.

Используя опыт эксплуатации ПАЭС-2500 в различных условиях, специалистами АО «МОТОР СИЧ» был разработан ряд технических предложений с использованием энергосберегающих технологий, среди которых когенерационный комплекс на базе газотурбинной электростанции «Мотор Сич ЭГ 6000» (ТЭК-6), который позволил бы получать до 6,06 МВт электрической энергии и до 9 Гкал/час тепла.

На основании опыта изготовления и эксплуатации газотурбинного привода АИ-336-2-10 было принято решение запроектировать и изготовить газотурбинный привод номинальной мощностью 10 МВт и оборотами свободной турбины 3000 об/мин для создания газотурбинной электростанции.

В 2016 году на АО «МОТОР СИЧ» были проведены пробные пуски и испытание опытного образца газотурбинной электростанции (ГТЭ) ЭГ 8000МС и газотурбинного привода (ГТП) ГТЭ-8,3/МС. При выполнении

МС-10000-Э

испытаний была определена возможность повышения мощности привода. Были выполнены работы по модернизации, что привело к значительному улучшению технических характеристик, подтвержденных полученными в результате испытаний параметрами. Итогом работ стало создание на базе ЭГ8000МС новой ГТЭ номинальной мощностью 10 МВт, названной МС-10000-Э.

Электростанция МС-10000-Э сохранила преимущества ЭГ8000 МС: безредукторную схему передачи крутящего момента, модульную конструкцию, высокие показатели экономической и топливной эффективности, при этом габаритные размеры и масса нового изделия не отличаются от прототипа.

Применение в конструкции ГТП устанавливаемого на электростанции тихоходной силовой турбины (3000 об/мин) позволило реализовать передачу крутящего момента от ГТП к турбогенератору без использования редуктора, что повышает надежность, снижает массу конструкции, а также снижает эксплуатационные расходы на приобретение смазочных материалов. Электростанция оснащена экономичной системой электрического запуска ГТП, эффективным комплексным устройством очистки воздуха (КУВ) и системой шумоглушения, а также современной системой автоматического управления.

Использованные в конструкции МС-10000-Э решения, позволившие добиться высоких технических и эксплуатационных характеристик, а также неизменно высокое качество изделий АО «МОТОР СИЧ» дают основания считать, что новая электростанция займет свою нишу на энергетическом рынке

В настоящее время специалисты АО «МОТОР СИЧ» работают над проектом качественно нового энергетического комплекса, использующего в качестве топлива синтез-газ, который получается при утилизации твердых бытовых отходов и отходов хозяйственной деятельности, а также сланцевый газ и шахтный метан.

На сегодняшний день реализовано более 3000 газотурбинных электростанций ПАЭС-2500 различных модификаций, в условиях эксплуатации некоторые из них уже работают в составе теплоэнергетических комплексов

Ядром комплекса служит разработанная на АО «МОТОР СИЧ», газотурбинная энергоустановка внешнего сгорания ГТЭУВС-2,5МС.

Принципиальным отличием ГТЭУВС-2,5МС от традиционных энергетических (паровых и газовых) промышленных установок является использование в качестве рабочего тела, приводящего турбину во вращение, предварительно сжатого и подогретого продуктами сгорания в агрегате подогрева сжатого воздуха (АПВС) атмосферного воздуха. Эта особенность ГТЭУВС-2,5МС позволяет:

- избежать химического и эрозионного воздействия продуктов сгорания топлива на детали турбины,
- исключить использование воды и пара в рабочем цикле энергоустановки.

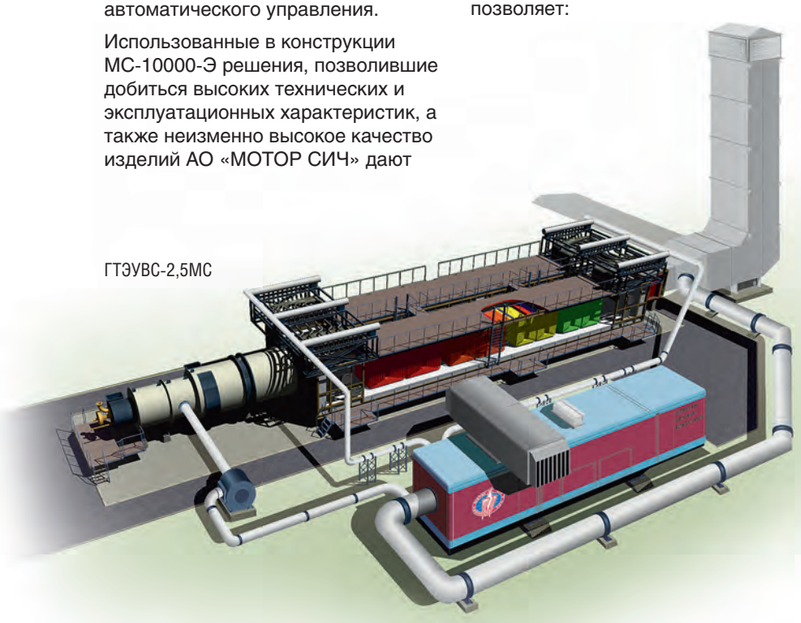
АО «МОТОР СИЧ» занимает достойное место среди поставщиков современного оборудования для топливно-энергетического комплекса.

Предприятие может предоставить целый ряд современных высокоэффективных газотурбинных промышленных приводов, выполнить полный комплекс работ по реконструкции существующих газоперекачивающих агрегатов, обеспечить поставку широкой гаммы экономичных и надежных приводов газотурбинных электростанций.

Таким образом, АО «МОТОР СИЧ» не только подтверждает статус современного предприятия, определяющего топливно-энергетическую политику, но и готово идти в ногу со временем, предлагая на внешний рынок свои новые идеи и решения.

Надеемся, что новая продукция производства АО «МОТОР СИЧ» поможет специалистам энергетической отрасли сэкономить энергию и сохранить экологию. ●

Keywords: *power engineering, gas turbine engines, gas turbine power plants, gas compressor units, equipment for fuel and energy complex.*



ГТЭУВС-2,5МС

АО «МОТОР СИЧ»
пр. Моторостроителей, 15
г. Запорожье, 69068, Украина
Тел. (061) 720-48-85,
Факс (38061) 720-45-28
E-mail: bent.vtf@motorsich.com
http//www.motorsich.com

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД…

Первую очередь Восточного НПЗ построят к 2012 г.

Компания Роснефть к 2012 г. намерена построить первую очередь Восточного нефтеперерабатывающего завода. Как сообщалось в сентябре 2007 г., мощность первой очереди Восточного НПЗ составит 10 млн т. Всего же должно быть построено две очереди. Известно, что Роснефть собирается на конечной точке нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан» построить НПЗ мощностью 20 млн т.

• Комментарий Neftegaz.RU

3 августа 2017 г. В. Путин поручил Минэнерго разработать дорожную карту развития инфраструктуры в целях реализации стратегического инвестиционного проекта Восточного нефтехимического комплекса. Как заявил А. Новак, инвестиции в строительство первых двух очередей ВНХК в Приморском крае до 2022 года составят 796 млрд руб. Роснефть планирует строительство трех очередей. 1-я и 2-я очереди должны быть введены в эксплуатацию в период до 2022 года – это НПЗ мощностью до 12,5 млн тонн нефти и нефтехимические мощности в 3,4 млн тонн сырья в год. По его словам, уже получены технические условия на все объекты внешней инфраструктуры.

Новатэк будет производить метанол

Крупный российский производитель природного газа ОАО «Новатэк» в сентябре 2007 г. ввело в эксплуатацию на Юрхаровском месторождении ЯНАО интегрированную опытно-промышленную установку по производству метанола мощностью 12 тыс. 500 тонн в год.

• Комментарий Neftegaz.RU

В марте 2010 г. НОВАТЭК запустил установку по производству метанола мощностью 40 тыс. т/год на Юрхаровском газоконденсатном месторождении, став первой компанией в России, реализовавшей GTL-проект. 31 октября 2012 г. НОВАТЭК сообщил о вводе в эксплуатацию 4-го пускового комплекса 2-й очереди Юрхаровского месторождения, который разрешает вывести залежи на проектную мощность.

CNPC несет в Чад нефтепереработку

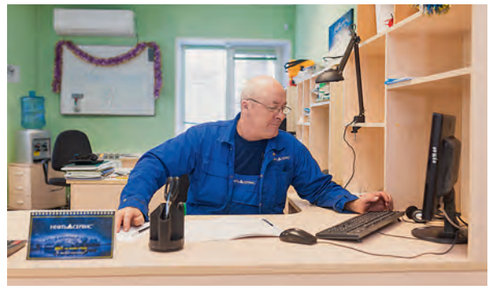
Крупнейшая китайская нефтегазовая компания CNPC решила принести в Чад нефтепереработку. Компания планирует построить НПЗ в стране и перерабатывать добываемую нефть. С этой целью приобретены семь перспективных участков.

Соглашение об учреждении СП с целью строительства НПЗ подписали в сентябре 2007 г. в Пекине президент CNPC Ц. Цземинь и министр нефти Чада Э. Надингар.

• Комментарий Neftegaz.RU

Спустя 5 лет CNPC приостановила работу в Чаде по решению министра нефтяной промышленности страны Д.Ле Бемаджиеля, так как выяснилось, что компания ведет нефтеразведку в юго-западном районе Кудалва с нарушением экологических норм.

Дочка CNPC, Greatwall Drilling, сливала нефть в открытые баки и не ликвидировала разливы нефти. А вот работы на месторождении, где китайская компания добывает 15 тыс. барр/сут, и на НПЗ в Джермайе продолжаются. ●



НЕФТЬ-СЕРВИС

Надежное оборудование, проверенное временем

РЕКЛАМА

В ЭТОМ ГОДУ КОМПАНИИ «НЕФТЬ-СЕРВИС», СПЕЦИАЛИЗИРУЮЩЕЙСЯ НА РАЗРАБОТКЕ И ПРОИЗВОДСТВЕ НЕФТЕПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ИСПОЛНЯЕТСЯ 17 ЛЕТ. ВСЕ ЭТИ ГОДЫ ОНА ЯВЛЯЕТСЯ НАДЕЖНЫМ ПОСТАВЩИКОМ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ КРУПНЕЙШИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

THIS YEAR, NEFT-SERVICE COMPANY SPECIALIZING IN THE DEVELOPMENT AND MANUFACTURING OF OIL FIELD EQUIPMENT IS CELEBRATING ITS 17TH-YEAR ANNIVERSARY. ALL THESE YEARS IT HAS BEEN A RELIABLE EQUIPMENT SUPPLIER FOR MAJOR OIL AND GAS COMPANIES

Ключевые слова: *спайдеры, перфораторы, нестандартное оборудование, электронные платы, системы телеметрии.*

Алена Чак,
Специалист по маркетингу и рекламе
ООО «Нефть-Сервис»

Сегодня ООО «Нефть-Сервис» находится в тройке ведущих игроков в подсегментах нефтесервисного рынка (производство ключей и спайдеров, телеметрического оборудования) и обладает развитыми компетенциями для освоения новых ниш.

специалистами проектов самой разной сложности, потенциал и широкая география деятельности позволяют предложить клиентам оптимальный набор услуг и продукции на экономически выгодных условиях.

География деятельности компании охватывает всю страну и ближнее зарубежье, а также сотрудничает со странами Ближнего Востока, Северной и Южной Америки.

С начала производства было изготовлено более 1000 комплектов

Мощная производственная база в Челябинске, Миассе и Сургуте позволяет наращивать производственные темпы компании, укреплять и расширять сотрудничество с лидерами нефтегазового рынка.

Сервисный участок дает возможность выполнять ремонт гидравлических ключей любой сложности. Производственные мощности обеспечивают одновременное проведение сборочных работ до 30 единиц оборудования или до 50 капитальных ремонтов оборудования в месяц.

Инженерный центр компании «Нефть-Сервис» включает в себя проектную группу, группу инженерного сопровождения и собственные производственные подразделения, которые позволяют осуществлять полный цикл работ без привлечения сторонних организаций. ●

«Нефть-Сервис» – одна из ведущих развивающихся компаний на нефтегазовом рынке России

В качестве первого приоритета в компании ставят своевременную реакцию на потребности заказчиков. На предприятии организован полный цикл производства: от конструкторских разработок, проектирования до изготовления с последующей транспортировкой, монтажом и сервисным обслуживанием готовой продукции. Опыт выполнения

ключей и спайдеров, более 900 шт. перфораторов различных модификаций, реализовано более 200 комплектов нестандартного оборудования по ТЗ заказчиков.

Производимые электронные платы для зарубежных систем телеметрии, а также разработка и испытание химической машины для флота ГРП смело можно отнести к импортозамещающим проектам.

Keywords: *spiders, punches, non-standard equipment, Board electronic telemetry systems.*

Буровой гидравлический ключ «Русич»

Ключ подвесной гидравлический КМА-1625 предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания обсадных труб с наружными диаметрами от 102 мм (4'') до 340 мм (13-3/8''). Допускаемая нагрузка 50 Тс.

Буровой гидравлический ключ «Ермак»

Ключ подвесной гидравлический КМА-5500 с гидравлической задержкой предназначен для быстрого, безопасного, точного свинчивания и развинчивания бурильных труб с наружными диаметрами от 60 мм (2 3/8'') до 140 мм (5 1/2'').

Реверсивный ключ

- Повышение безопасности работ за счет минимизации рисков травмирования при смене направления спуско-подъёмных операций.
- Увеличение скорости работ по ремонту скважин.

Гидравлические ключи «Гранит» К-4502, К-5681, К-5686

предназначены для свинчивания и развинчивания насосно-компрессорных труб (НКТ) с наружными диаметрами: 2 3/8 “ (60 мм) – 4 1/2 “ (114 мм) с крутящими моментами на низкой передаче при давлении 17,24 Мпа, Н*м – 9043/17191/21454.

Гидрораскрепитель ГР-50

для быстрого и безопасного срыва «прикипевшей» резьбы труб. Крутящий момент 50 кНм. Может работать как автономно – от ручного насоса, так и от гидростанции. Крутящий момент нарастает плавно, не прикладываются боковые усилия, следовательно, труба не гнется. Диаметр труб от 60 мм.

Безроликовый гидравлический ключ К-4700 «Урал»

опорные плиты вместо роликов. Неприхотливы в эксплуатации, снижено число точек смазки до 3 шт. Ключ становится значительно надежнее, быстрее и тише в работе.

454007, г. Челябинск, пр. Ленина, 26А/2 • Oil-service.com • Тел. +7 (351) 222-00-25 • e-mail: info@oil-service.com

ЭНЕРГАЗ – 10 лет в ТЭК

НЫНЕШНЕЙ ОСЕНЬЮ ТРАДИЦИОННЫЙ ОТЧЕТ О ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЭНЕРГАЗА ПРИУРОЧЕН К ДЕСЯТИЛЕТИЮ КОМПАНИИ. ОТМЕЧАЯ ЭТО СОБЫТИЕ, ЭНЕРГАЗОВЦЫ ОПИРАЮТСЯ НА ДОСТИГНУТЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И УВЕРЕННО СМОТРЯТ В БУДУЩЕЕ. ОДНАКО НЕ В ПРАВИЛАХ КОЛЛЕКТИВА ДАЖЕ НА ЮБИЛЕЙНОМ РУБЕЖЕ ГРЕМЕТЬ В ЛИТАВРЫ. НЕ НА ТОМ ЗДЕСЬ СТОЯТ

THIS AUTUMN, THE TRADITIONAL REPORT ON THE PRODUCTION ACTIVITIES OF ENERGAZ IS ASSOCIATED WITH THE TENTH ANNIVERSARY OF THE COMPANY. BY CELEBRATING THIS EVENT, ENERGAZ EMPLOYEES RELY ON THE ACHIEVED RESULTS AND CONFIDENTLY LOOK INTO THE FUTURE. HOWEVER, IT IS NOT IN THE RULES OF THE COLLECTIVE, EVEN AT THE ANNIVERSARY, TO BOAST ABOUT IT. NOT ON THAT THEY TAKE THEIR STAND HERE

РЕКЛАМА

Ключевые слова: *оборудование для газоподготовки и газоснабжения, компрессорная установка, сепарация, компримирование газа, ГТУ-ТЭЦ.*

Станислав Барышев,
журналист

Главный фактор развития

Свой жизненный и профессиональный опыт в ЭНЕРГАЗе не стесняются сверять с мудростью всего человечества. Здесь, например, твердо усвоили такую истину: видеть проблему – еще не значит уяснить и решить ее.

Познать суть дела и затем получить успешный результат – для энергазовцев это значит ощутить весь комплекс взаимосвязанных задач по конкретному проекту. Досконально – в нюансах и деталях обосновать оптимальные инженерные решения, грамотно осуществить проектирование, оценить последствия своих решений и системно реализовать их.

Производственная практика первого десятилетия не раз подтверждала правоту и незыблемость такого подхода. Лаконично и емко выражен он в девизе компании: «Внимание к деталям – от идеи до воплощения». Именно так, год за годом наращивается ресурс профессиональной компетентности – главный фактор развития этого коллектива.

Открывая новое десятилетие

За 10 лет работы в сегменте технологического оборудования газоподготовки ЭНЕРГАЗ заявил и утвердил себя как высокопрофессиональная инженерная корпорация.

Теперь это группа компаний, которые под единым брендом согласованно осуществляют проектирование, производство, поставку, ввод в эксплуатацию и сервисное обслуживание модульных установок и систем газоподготовки для нефтегазового комплекса, электроэнергетики, машиностроения, химической, строительной и других отраслей.

Глубокое знание производства и инженерная ответственность за качество своих проектов стали за эти годы повседневными принципами – нормой жизни всего коллектива.

Здесь наработан комплекс уникальных инженерных решений по эффективному применению технологического оборудования последнего поколения на крупных электростанциях, объектах малой энергетики, автономных центрах энергоснабжения промышленных предприятий, на объектах сбора и транспортировки ПНГ, энергоцентрах собственных нужд месторождений, объектах особого назначения (испытательные стенды газовых турбин и учебные центры).

С какими результатами открывает ЭНЕРГАЗ новую страницу своей трудовой летописи? Коллектив продолжает активно наращивать уникальный организационный и инженерный опыт, накопленный при реализации 130 проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ. В целом, начиная с 2007 года, введено или готовятся к пуску 261 установка газоподготовки.

Выполненные проекты (10.2016 – 09.2017)

Назовем наиболее значимые объекты, на которых ЭНЕРГАЗ в свой юбилейный год ввел в действие технологическое оборудование газоподготовки.

КСН Пякяхинского месторождения («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ЭНЕРГАЗ поставил и поэтапно ввел в действие девять компрессорных установок (КУ) различного типа и функционального назначения для работы в составе компрессорной станции нефтяного газа (КСН). Это КУ низкого давления, четыре установки среднего давления (*на фото слева*), КУ для газа деэтанизации, три поршневых агрегата.

На сегодня ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску **261 установку** газоподготовки и газоснабжения

Для последующей транспортировки газодожимное оборудование осуществляет доочистку и компримирование попутного газа 1-й и 2-й ступеней сепарации от установки подготовки нефти, ПНГ от концевой сепарационной установки, а также газа от установки деэтанизации и стабилизации конденсата. Для измерения объема сжатого газа все агрегаты дополнительно укомплектованы узлами учета с расходомерами.

ГТУ-ТЭЦ Центральной ТЭЦ г. Санкт-Петербург («ТГК-1»)

На площадке ЭС-1 Центральной ТЭЦ на базе двух энергоблоков построена ГТУ-ТЭЦ. Каждый блок состоит из газотурбинной установки Siemens SGT-800 и водогрейного котла-утилизатора. Суммарная электрическая мощность ГТУ-ТЭЦ – 100 МВт, тепловая – 100 Гкал/час.

Фильтрацию, компримирование и подачу топливного газа в турбины обеспечивает технологическое оборудование – пункт подготовки газа и дожимная компрессорная станция (ДКС, *фото 1*) Enerproject из трех установок.

Все работы по вводу системы газоподготовки, включая шефмонтаж, пусконаладку, собственные испытания и комплексное тестирование в составе ГТУ-ТЭЦ, выполнили технические специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ» (Группа ЭНЕРГАЗ).

ГТЭС-84 Восточно-Мессояхского месторождения («Мессояханефтегаз»)

Эта самая северная материковая газотурбинная электростанция в России включает шесть турбин Solar типа Titan 130, имеет мощность 84 МВт и снабжает электроэнергией и теплом объекты промысла.

Станция оснащена установкой подготовки топливного газа (УПТГ, *фото 2*) «ЭНЕРГАЗ». УПТГ обеспечивает необходимые параметры ПНГ по чистоте, температуре, давлению и расходу, что позволяет использовать в

ФОТО 1. ДКС топливного газа для ГТУ-ТЭЦ Центральной ТЭЦ Санкт-Петербурга

ФОТО 2. Установка подготовки топливного газа для ГТЭС Восточно-Мессояхского месторождения

ФОТО 3. Компрессорная установка-симулятор

качестве основного топлива для ГТЭС попутный газ, добываемый на месторождении.

Основу УПТГ составляют: блок компримирования – четыре компрессорные установки ангарного типа, система фильтрации – входные коалесцирующие скрубберы, система регулирования температуры подачи газа – каскад из охладителей и нагревателей.

УПТГ дополнительно оборудована системой определения температуры точки росы газа по воде и углеводородам.

Центр политехнического обучения («Сургутнефтегаз»)

ЦПТО функционирует на Западно-Сургутском месторождении (Ханты-Мансийский АО). Ежедневно здесь готовы принимать до

С 2007 года Группа ЭНЕРГАЗ выполнила **130 проектов** на территории **35 регионов** России и стран СНГ

500 обучающихся. Получить фундаментальные знания или повысить квалификацию можно по 349 профессиям.

Центр является уникальным не только в нашей стране, но и в мире. Он оснащен тренажерами, компьютерными классами и лабораториями. На специальном полигоне установлены аналоги современного оборудования, действующего на месторождениях «Сургутнефтегаза».

В составе полигона функционирует учебный компрессорный агрегат (*фото 3*) от компании ЭНЕРГАЗ. Эта установка-симулятор компримирует атмосферный воздух в целях демонстрации технологических процессов при сборе и трубопроводном транспорте газа. КУ работает в двух режимах – «обучение» и «экзамен».

На входе в КУ установлена система подготовки воздуха – высокоэффективный сепаратор, аналогичный входным скрубберам для фильтрации газа, которыми укомплектованы установки на объектах «Сургутнефтегаза».

УПСВ-3 Советского месторождения («Томскнефть»)

На установке предварительного сброса воды действует вакуумная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ» (*фото 4*), которая обеспечивает на объекте рациональное использование низконапорного ПНГ в максимально возможных объемах.

ВКС винтового типа компримирует попутный газ второй ступени сепарации с близкого к вакууму давления (0,001…0,01 МПа) до давления газа первой ступени сепарации (0,6 МПа) для совместной подачи в трубопровод до газораспределительной станции.

Согласно проекту ВКС функционирует с минимальной производительностью – 250 м^3/ч. Ранее Группа ЭНЕРГАЗ ввела в эксплуатацию вакуумные КС еще

ФОТО 4. Вакуумная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ»

ФОТО 5. Оборудование газоподготовки для модернизированной Могилевской ТЭЦ-1

ФОТО 6. Система газоподготовки для автономной ГПЭС завода микроэлектроники «Ангстрем-Т»

ФОТО 7. Система подготовки топливного и пускового газа для газоперекачивающих агрегатов ДКС «Алан»

на двух объектах «Томскнефти»: УПСВ-9 Советского и УПСВ-5 Вахского месторождений.

С 2007 года Группа ЭНЕРГАЗ выполнила 130 проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ.

ГТУ-26,5 Могилевской ТЭЦ-1, Республика Беларусь («Могилевэнерго»)

В ходе модернизации Могилевской ТЭЦ-1 на объекте введен в действие современный энергоблок, созданный на базе газотурбинной установки LM2500+ (GE) мощностью 26,5 МВт.

Топливо для ГТУ – природный газ. Его подготовку и подачу в турбину обеспечивает пункт подготовки газа «ЭНЕРГАЗ» (*фото 5*):

- ДКС из двух модульных установок для компримирования газа до необходимого рабочего давления;
- система фильтрации из двух сепараторов (фильтров-скрубберов), встроенных в блок-модули КУ;
- подземный дренажный резервуар для сбора и отвода конденсата и шлама.

Месторождения Большехетской впадины («ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

Одной из приоритетных задач ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является освоение промыслов Большехетской впадины (Ямало-Ненецкий АО) – района с доказанной высокой нефтегазоносностью.

Одновременно здесь решается проблема рационального использования попутного газа. Транспортная система жидких углеводородов с месторождений Большехетской впадины оснащена компрессорной станцией, которая очищает и перекачивает низконапорный ПНГ, поступающий с концевой сепарационной установки.

КС «ЭНЕРГАЗ» в арктическом исполнении спроектирована для работы в тяжелых климатических условиях. Дополнительный функционал станции – учет сжатого газа.

Автономный центр энергоснабжения завода микроэлектроники АО «Ангстрем-Т»

Для научно-производственного комплекса завода микроэлектроники «Ангстрем-Т» (Москва, Зеленоград) построен собственный центр энергоснабжения – автономная газопоршневая электростанция мощностью 36 МВт и котельная. ГПЭС включает пять двухтопливных установок Wartsila 16V34DF, работает по тригенерационному циклу и обеспечивает предприятие необходимыми объемами электроэнергии, тепла и холода.

Газовое топливо для энергоцентра поступает через многофункциональную систему подготовки газа (СПГ, *фото 6*) «ЭНЕРГАЗ», которая состоит из следующего оборудования: блок входных фильтров, пункт учета газа, система тонкой очистки, две газокомпрессорные установки, внутриплощадочный газопровод.

Технологический комплекс осуществляет предварительную фильтрацию, измерение расхода, тонкую очистку и компримирование газа.

Строительство СПГ «под ключ», включая монтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания и комплексную проверку в составе электростанции, а также обучение персонала заказчика провели специалисты Группы ЭНЕРГАЗ.

ДКС на месторождении «Алан» («Узбекнефтегаз»)

Дожимная компрессорная станция на базе двух газоперекачивающих агрегатов ГПА-16 «Волга» была построена АО «КМПО» по проекту обустройства газового месторождения «Алан» на юге Узбекистана.

В составе ДКС действует система газоподготовки производства ООО «БелгородЭНЕРГАЗ» (входит в Группу ЭНЕРГАЗ). Технологическая установка (*фото 7*) включает два высокоэффективных фильтра-сепаратора, узел дренажа конденсата, электрические подогреватели газа, двухлинейные узлы редуцирования.

Система обеспечивает газоперекачивающие агрегаты топливным и пусковым газом с необходимыми параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу. Степень фильтрации от механических примесей и капельной влаги составляет 99,98%.

Поставку оборудования выполнила компания ЭНЕРГАЗ, шеф-инженерные работы и техническое сопровождение проекта осуществил «СервисЭНЕРГАЗ».

ГТУ-ТЭЦ на Ярегском месторождении – энергоцентр «Ярега» («ЛУКОЙЛ-Коми»)

На нефтетитановом месторождении возведен энергоцентр собственных нужд. Электрическая мощность

ГТУ-ТЭЦ составляет 75 МВт, тепловая – 79,5 Гкал/ч. Топливом для энергоцентра «Ярега» является природный газ Курьино-Патраковского ГКМ.

Проектные параметры газа обеспечивает многофункциональная система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (*фото 8*): блочный пункт подготовки газа (БППГ) и дожимная компрессорная станция (ДКС).

БППГ укомплектован блоком фильтрации, дренажной системой, узлом учета газа, системой редуцирования. Основное назначение БППГ – измерение расхода и очистка газа. Дополнительный функционал – стабилизация давления.

ДКС компримирует подготовленный газ до 4,5…5 МПа и подает его в турбины ГТУ-ТЭЦ. Состоит из четырех компрессорных установок винтового типа.

За эффективный контроль, управление и безопасную эксплуатацию этого технологического оборудования отвечает САУ газоснабжения. Она включает локальные САУ агрегатов, шкаф общего управления, АРМ оператора, пульт аварийного останова.

Проекты на стадии реализации

Сегодня на различных стадиях готовности к пуску (заводские испытания, доставка, монтаж, наладка, предпусковое тестирование) также находятся 36 установок подготовки и компримирования газа.

Восточно-Уренгойское м/р («Роснефть»). На площадке УКПГиК смонтирована многомодульная установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УППГ из 8 блоков обеспечит газоснабжение более 10 объектов. Среди них – газотурбинная электростанция, установка низкотемпературной сепарации, котельная, установка стабилизации конденсата, ДКС низконапорных газов, установка регенерации метанола и др.

Испытательный стенд газотурбинных двигателей (УМПО). На стенде проходят испытания ГТД типа АЛ-31СТ. В рамках модернизации объект оснащается дожимной КУ, предназначенной для снабжения испытуемых турбин топливным газом с необходимыми параметрами.

ГТЭС Южно-Нюрымского м/р («Сургутнефтегаз»). На строящейся электростанции собственных нужд готовится к вводу ДКС ангарного типа, которая предназначена для подготовки и подачи попутного газа в турбины.

ТЭЦ «Восточная», Владивосток («РАО ЭС Востока»). Для газотурбинных энергоблоков новой станции установлена система газоподготовки «ЭНЕРГАЗ». Технологическое оборудование включает три двухступенчатые КУ, пункт подготовки газа и газовый ресивер.

ЦПС Восточно-Мессояхского м/р («Газпромнефть-Развитие»). Здесь ЭНЕРГАЗ выполняет проект по вводу двух КУ для сжатия ПНГ концевой ступени сепарации и газа из сеноманской воды.

УПСВ-4 Вахского м/р («Томскнефть»). На установке предварительного сброса воды ведется предпусковая подготовка вакуумной КС для сбора и транспортировки низконапорного (0,001 МПа) ПНГ.

ГТЭС Верхнеколик-Еганского м/р («Роснефть»). Подачу ПНГ в турбины ГТЭС-24 МВт будет осуществлять установка компримирования топливного газа «ЭНЕРГАЗ». УКТГ размещается в отдельном здании, включает узел газоподготовки и компрессорный блок из четырех КУ.

ТЭЦ Национального исследовательского университета «МЭИ», Москва. По проекту реконструкции здесь создается ПГУ мощностью 10 МВт. Новый парогазовый энергоблок будет получать газовое топливо от КУ, поставленной ЭНЕРГАЗом.

ГТУ-ТЭС на площадке Центральной котельной г. Елабуга. Система газоподготовки, состоящая из ДКС и БППГ, обеспечит качественным топливным газом новый энергоблок на базе четырех ГТУ Turbomach.

СКНС Южно-Ватлорского м/р («Сургутнефтегаз»). В составе компрессорной станции низких ступеней сепарации будут работать две КУ для сбора и транспорта попутного газа с объектов ряда месторождений.

Грозненская ТЭС. Специалисты ЭНЕРГАЗа выполнят весь цикл предпусковых работ на ДКС топливного газа для двух турбин Siemens типа SGT5-2000E.

Прегольская ТЭС, г. Калининград. Система комплексной подготовки топливного газа, поставляемая ЭНЕРГАЗом, предназначена для снабжения турбин четырех парогазовых энергоблоков единичной мощностью по 110 МВт, которые составят основу новой электростанции.

Важно отметить, что в центре внимания Группы ЭНЕРГАЗ всегда находится комплексное техническое обслуживание оборудования газоподготовки и газоснабжения.

ФОТО 8. Система газоподготовки и газоснабжения энергоцентра «Ярега»

ФОТО 9. Внутри блок-модулей предусмотрено свободное пространство для комфортного обслуживания оборудования

Развитию сервиса – повышенное внимание

По состоянию на апрель 2017 года общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составила более 7 900 000 часов. Естественно, что для нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса технологического оборудования требуется своевременное сервисное обслуживание (*фото 9*), а при необходимости – модернизация, текущий или капитальный ремонт.

Решение задач обеспечения гарантированной надежности и эффективности оборудования газоподготовки и газоснабжения, поставляемого ЭНЕРГАЗом и другими производителями, находится в компетенции компании «СервисЭНЕРГАЗ».

Сервисный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном при выполнении 130 энергетических и нефтегазовых проектов – практически на всей территории России и за рубежом. Географический масштаб – от Сахалина до Калининграда. Объекты газоподготовки, созданные ЭНЕРГАЗом, действуют и на Дальнем Востоке, и в Якутии, в Сибири, на Крайнем Севере, южных и центральных регионах, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны – в республиках Беларусь и Узбекистан.

Именно поэтому повышенное внимание в сервисной деятельности Группы ЭНЕРГАЗ уделяется системе удаленного мониторинга. Эта система призвана обеспечить постоянный контроль состояния оборудования и технологических процессов со стороны специально подготовленных сотрудников и экспертов «СервисЭНЕРГАЗа».

Общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составляет более 7 900 000 часов

В результате, своевременно и квалифицированно принимаются необходимые организационные и инженерные решения. И что особенно важно, эти решения разрабатываются на основе актуальных и достоверных данных, поступающих непосредственно с объекта. Эти материалы в оперативном режиме интерпретируются, всесторонне анализируются и профессионально моделируются.

Более года реализуется специальная Программа предоставления услуг долгосрочного сервиса. Она складывается из длительных контрактов (сроком до 36 месяцев) на проведение послегарантийного ТО установок подготовки и компримирования газа.

В целом, «СервисЭНЕРГАЗ» осуществляет весь комплекс сервисных работ:

- подготовка оборудования к пуску;
- техобслуживание в гарантийный период;
- сервисная поддержка в постгарантийный период;
- модернизация;
- текущий (локальный) ремонт;
- капитальный ремонт с демонтажом оборудования;
- поставка и замена запчастей, комплектующих и расходных материалов;
- технические консультации и обучение.

Заключение

Каждый успешно реализованный проект – это не только лаконичный абзац в официальном производственном отчете или яркий репортаж на телеэкране. Это всегда этапное жизненное событие. За прошедшие десять лет специалисты ЭНЕРГАЗа твердо усвоили: без человеческой души, концентрации опыта, сил и воли, даже выдающийся инженерный замысел останется лишь «неживым» листом бумаги.

Поэтому человеческий капитал всегда был, есть и будет основной составляющей Топливно-энергетического комплекса России – гарантией практического воплощения в жизнь самых смелых технологических прогнозов и проектов.

В свое новое десятилетие коллектив ЭНЕРГАЗа входит, активно укрепляя профессиональные и кооперационные связи в сегменте оборудования комплексной газоподготовки. Хорошо осознавая значение такого сотрудничества, энергазовцы выражают большую благодарность всем коллегам и партнерам по совместной работе.

Keywords: *the equipment for gas preparation and gas supply, compressor unit, separation, gas compression, gas turbine CHP.*

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

105082, Москва, ул. Б. Почтовая, 55/59, стр. 1
Тел.: +7 (495) 589-36-61
Факс: +7 (495) 589-36-60
info@energas.ru
www.energas.ru

ПРОТИВОПОЖАРНАЯ ЗАЩИТА РВС, РВСП и РВСПК

линейные тепловые пожарные извещатели

КРУПНЫЕ ПОЖАРЫ НА СКЛАДАХ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ, В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ НАНОСЯТ ЗНАЧИТЕЛЬНЫЙ МАТЕРИАЛЬНЫЙ И НЕПОПРАВИМЫЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ УЩЕРБ. СРЕДИ РЕЗЕРВУАРОВ РАЗЛИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ НАИБОЛЬШУЮ ПОЖАРНУЮ ОПАСНОСТЬ ПРЕДСТАВЛЯЮТ СОБОЙ РЕЗЕРВУАРЫ ВЕРТИКАЛЬНЫЕ СТАЛЬНЫЕ (РВС) С ПОНТОНОМ (РВСП) И С ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШЕЙ (РВСПК). В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПРИНЦИПЫ ОБНАРУЖЕНИЯ ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ В ТАКИХ РЕЗЕРВУАРАХ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ЛИНЕЙНОГО ТЕПЛОВОГО ПОЖАРНОГО ИЗВЕЩАТЕЛЯ (ТЕРМОКАБЕЛЯ)

LARGE SCALE FIRES IN PETROLEUM AND PETROCHEMICAL STORAGE FACILITIES, STARTING IN TANK FARMS CAUSE SIGNIFICANT AND UNRECOVERABLE DAMAGE BOTH TO FACILTIES AND ENVIRONMENT. AMONG TANKS OF DIFFERENT DESIGN, THE HIGHEST POTENTIAL FIRE RISK IS ASSOCOATED WITH VERTICAL STEEL TANKS WITH PONTOON (VSTP) AND FLOATING ROOF (VSTFR). THE ARTICLE IS A REVIEW OF PRINCIPLES OF FIRE HAZARD DETECTION IN VSTFR TANKS USING A LINEAR HEATDETECTOR (LHD CABLE)

Ключевые слова: *пожарная безопасность, пожарный извещатель, вертикальный резервуар с плавающий крышей, интерфейсный модуль, защита оборудования.*

РЕКЛАМА

Bill Eppich,
компания Protectowire

Антон Анненков,
Игорь Неплохов,
Группа Компаний «Пожтехника»

Как правило, пожары на объектах промышленности приводят не только к значительному материальному ущербу, но и к серьезным последствиям для местной экосистемы, что в гораздо большей степени будоражит общественное мнение и власти региона. Яркий пример – катастрофа на платформе Deepwater Horizon BP в Мексиканском заливе 20 апреля 2010 года, приведшая к человеческим жертвам и обширному разливу нефти по акватории залива. Последствия этого пожара и сейчас обсуждаются в мировой прессе, владелец платформы, компания BP, до сих пор выплачивает многомиллиардные штрафы, экосистеме Мексиканского залива нанесен колоссальный ущерб. 8 июня 2015 года на нефтебазе компании «БРСМ-Нафта» под Киевом начался крупный пожар в резервуарном парке. Первоначально загорелся резервуар с топливом объемом 900 м^3, в последствии взорвалось и сгорели 16 резервуаров из 17, тушение пожара продолжалось более недели (рис. 1), шесть человек погибли и около 20 пострадали. Взрыв и пожар на заводе Уфанефтехим 16 июля 2016 года, привел к гибели восьми человек и остановке крупной технологической линии. Основной причиной возгорания названа разгерметизация аппарата воздушного охлаждения, в результате которой произошел взрыв газопродуктовой смеси. 18 августа 2016 года в Никарагуа в городе Пуэрто-Сандино на НПЗ компании Puma Energy, произошло обширное возгорание и взрыв резервуара для хранения нефтепродуктов, через два дня загорелся соседний резервуар.

РИС. 1. Тушение пожара на нефтебазе «БРСМ» *(фото с сайта 112.ua)*

Технология линейного теплового извещателя

Задача любой системы обнаружения пожара состоит в том, чтобы обнаружить перегрев, прежде чем он приведет к пожару или, по крайней мере, для того, чтобы точно определить небольшие локализованные очаги, прежде чем они смогут распространиться. Обнаружение тепла остается самой распространенной технологией, используемой в связи с быстрым получением теплового отклика, превосходной надежностью, низкой стоимостью эксплуатации. Простота конструкции тепловых детекторов также приводит к снижению стоимости, что становится важным фактором в общем проекте системы.

Пожарный термокабель был изобретен около 80 лет назад, причем первые серийные образцы термокабеля эксплуатируются без отказов на объектах уже более 70 лет. Термокабель состоит из двух стальных витых проводников, изолированных между собой термочувствительным полимером с порогом срабатывания: 57°C, 68°C, 88°C, 105°C, 138°C и 180°C. При достижении температуры срабатывания термочувствительный полимер расплавляется и проводники замыкаются между собой. Это приводит к изменению сопротивления электрической цепи и к формированию сигнала «Пожар» интерфейсным модулем (рис. 2).

РИС. 2. Интерфейсный модуль в режиме пожар

Инновационный термокабель с подтверждением температуры срабатывания исключает ложные срабатывания при отсутствии пожароопасной ситуации

Инновационный термокабель с подтверждением температуры срабатывания ТПТС (ИП102/104-1) исключает ложные срабатывания при механическом повреждении с замыканием при отсутствии пожароопасной ситуации.

Проводники термокабеля серии ТПТС покрыты медью и константаном (рис. 3). При их замыкании образуется термопара типа Т, интерфейсный модуль (рис. 4) измеряет температуру в точке замыкания и формирует сигнал «Пожар» только когда результат измерения соответствует порогу срабатывания, в противном случае формируется сигнал короткое замыкание «КЗ».

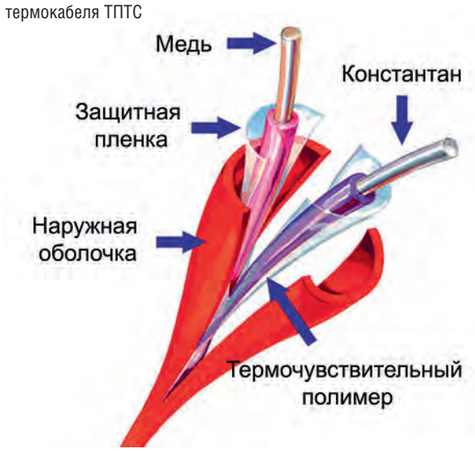
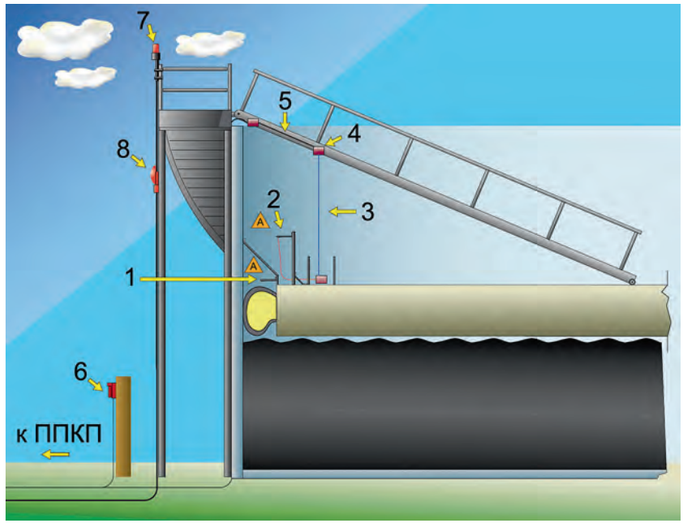


РИС. 3. Конструкция термокабеля ТПТС

РИС. 4. Интерфейсный модуль в дежурном режиме

При этом на дисплее модуля отображается расстояние до короткозамкнутого участка термокабеля ТПТС и текущее значение температуры. Если при аварии происходит повышение температуры, то при достижении порога срабатывания сбрасывается сигнал «КЗ» и формируется сигнал «Пожар». Для интеграции с системами верхнего уровня в модуле предусмотрены два выхода 4–20 мА для передачи сигналов «Пожар», «КЗ», «Неисправность» и расстояния до участка сработки. Защита от ложных срабатываний при механических повреждениях термокабеля имеет важное значение при защите внешнего оборудования и при использовании термокабеля в автоматических системах пожаротушения. Термокабель с подтверждением температуры срабатывания ТПТС (ИП102/104-1) запатентован в России (патент № RU 2 519 047 C2) и выпускается только Группой Компаний «Пожтехника».

РИС. 5. Разрез вертикального резервуара с плавающей крышей



1, 2 – термокабель; 3 – пружинный кабель; 4 – монтажные коробки (IP66); 5 – соединительный кабель в трубе; 6 – ручной пожарный извещатель; 7 – световой оповещатель (строб); 8 – звуковой оповещатель

Линейные тепловые извещатели – основное средство раннего обнаружения возгораний на объектах добычи и переработки, зарекомендовавшее себя во всем мире

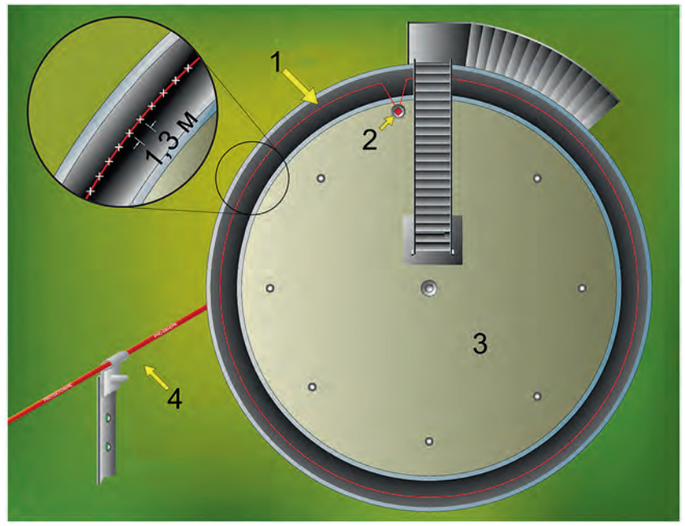
Линейные тепловые извещатели применяются во всем мире уже более 50 лет как основное средство раннего обнаружения возгораний на объектах добычи и переработки углеводородного сырья, предприятиях химии и металлургии, в кабельных каналах, на угольных конвейерах, градирнях, складах и на многих других промышленных объектах разного назначения. Явным преимуществом конструкции термокабеля является возможность его размещения в прямом контакте или в непосредственной близости от контролируемого оборудования или объема. В большинстве случаев термокабель оказывается практически единственным реально «рабочим» решением для защиты технологических установок, находящихся на открытых площадках. Фторполимерная защитная оболочка термокабеля позволяет применять его в условиях жесткого ультрафиолетового излучения, в химически агрессивных средах и в температурных диапазонах от -60°С и до пороговой температуры срабатывания. Часто термокабель применяется для контроля перегрева технологических емкостей или установок. Перегрев ряда химических соединений в ходе процесса переработки может привести не только к нарушению условий технологического процесса, но и к катастрофическим последствиям, таким как взрыв и/или пожар. Крепление термокабеля непосредственно на поверхность установки или емкости позволяет при малых затратах эффективно контролировать заданный технологией температурный режим, и в случае его срабатывания, замедлить или прервать технологический процесс, либо инициировать запуск системы охлаждения. В этом случае линейный тепловой пожарный извещатель становится уже частью АСУТП и сигналы тревоги не транслируются в систему пожарной сигнализации.

Защита резервуаров

Одной из наиболее сложных задач по-прежнему является организация комплексной противопожарной защиты резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов – как с фиксированными, так и с плавающими крышами. Задача усложняется, когда речь идет о защите не одной емкости, а большого резервуарного парка. Исключая поджог и «человеческий фактор» в виде нарушений техники безопасности, остаются две причины возгорания резервуара: нагрев до температуры воспламенения и искра. К этому могут привести различные причины: короткое замыкание электропроводки, перегрев электрооборудования, искрение при коротком замыкании и т.д. Частой причиной пожаров также является попадание молнии при недостаточном контакте в местах присоединения токопроводящих частей.

Линейный тепловой извещатель с фторполимерной наружной оболочкой, устойчивой к агрессивным средам и ультрафиолету, устанавливается в непосредственной близости от края плавающей крыши, либо по всей окружности в верхней части резервуаров со стационарной

РИС. 6. Резервуар с плавающей крышей – вид сверху



1 – термокабель; 2 – монтажная коробка (IP66); 3 – плавающая крыша; 4 – L-образный кронштейн

крышей. На выходе из пожарной зоны шлейф термокабеля через клеммник в монтажной коробке соединяется с сигнальным кабелем и далее, через барьер искрозащиты и интерфейсный модуль, подключается к шлейфу приемно-контрольного пожарного прибора (ППКП). В случае резервуара с плавающей крышей или с понтоном применяется система со специальным сигнальным кабелем в форме пружины, способной обеспечить эластичное соединение по всей высоте хода крыши резервуара или понтона. Подобное решение является промышленным стандартом для защиты резервуарных парков ведущих нефтяных компаний мира.

На рис. 5 показан разрез вертикального резервуара с плавающей крышей. Оптимальное расположение термокабеля 1 (рис. 5) – по окружности между уплотняющим затвором и погодозащитным козырьком. В этом пространстве образуются пары при нарушении герметичности затвора и с вертикальных стенок, смоченных нефтепродуктом, при откачке жидкости. Тепловой пожарный извещатель, размещенный в паровом пространстве, обеспечивает раннее обнаружение перегрева элементов конструкции и пожара. Подобное расположение термокабеля возможно при различных конструкциях уплотняющего затвора. В случае, когда практически невозможно демонтировать погодозащитный козырек, чтобы разместить извещатель в паровом пространстве, он монтируется на верхней поверхности плавающей крыши снаружи, над уплотнением (рис 6). При необходимости на L-образных кронштейнах 4 (рис. 6) можно закрепить два или три термокабеля для формирования сигналов на запуск пожаротушения.

Подключение термокабеля к интерфейсному модулю и приемно-контрольному пожарному прибору производится через пружинный кабель 3 (рис. 5), длина которого при различном положении плавающей крыши может изменяться от 3 м до 15 м. Для обеспечения работы пружинного кабеля в резервуарах высотой 18 м, его крепление производится ближе к средней части катучей лестницы (рис. 5). Электрические соединения термокабеля 2 с пружинным кабелем 3 и с соединительным кабелем 5 на плавающей крыше и на катучей лестнице выполняются в герметичных монтажных коробках 4 для защиты от внешних воздействий. Так же на рис. 5 показано расположение ручного пожарного извещателя 6, светового оповещателя (строба) 7 и звукового оповещателя 8.

Защита термокабелем имеет много существенных преимуществ, важнейшие среди них:

- Малая инерционность при достижении пороговой температуры обеспечивает раннее срабатывание.
- Высокая надежность заложена в свойствах материалов и подтверждена огромным опытом эксплуатации.
- В несколько раз больший срок службы по сравнению с другими типами пожарных извещателей определяет низкую стоимость владения.
- Практически полное отсутствие затрат на обслуживание.

В заключение следует отметить, что в последние годы многие предприятия по переработке углеводородов провели значительные изменения в подходе к управлению пожарными рисками. Изменения и новые требования на глобальном рынке, а также стремительно нарастающая в мире озабоченность проблемами экологии оказывают прямое материальное влияние на то, как будут справляться с этими рисками в будущем. Дополнительные ограничения в ресурсах также оказывают на это влияние, сдвигая фокус к новым требованиям и новым стандартам безопасности. Обеспечение надежной и безопасной работы промышленного оборудования находится на первых строках в списке приоритетов. Негативные последствия для окружающей среды, к которым привели недавние громкие катастрофы с пожарами и неконтролируемыми разливами нефти и нефтепродуктов, вызывают серьезную озабоченность. Общие финансовые потери от одного сгоревшего резервуара не идут ни в какое сравнение с затратами на установку самой современной системы раннего обнаружения перегрева и возгорания. Установка такой системы – это инвестиция, доход от которой, будет на удивление высоким. ●

Keywords: *fire safety, fire detector, vertical tanks with floating roof, an interface module, protection equipment.*

ПРОЕКТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В БУРЕНИИ

IGS ГРУППА КОМПАНИЙ

РЕКЛАМА

ЧЕТЫРЕ ГОДА НАЗАД НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ ГК «ИНВЕСТГЕОСЕРВИС» ЗАПУСТИЛА ПРОЕКТНЫЙ ПОДХОД В УПРАВЛЕНИИ БУРЕНИЕМ, МИНИМИЗИРУЮЩИЙ ИЗДЕРЖКИ И ПОЗВОЛЯЮЩИЙ ПРОВОДИТЬ БУРЕНИЕ В РЕГИОНАХ С САМЫМИ РАЗНООБРАЗНЫМИ УСЛОВИЯМИ. РАЗРАБОТКА НОВОЙ СИСТЕМЫ БЫЛА ПРОДИКТОВАНА УВЕЛИЧЕНИЕМ ОБЪЕМА РАБОТ И ИХ ПЕРЕХОД В ТЕХНИЧЕСКИ СЛОЖНЫЕ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ОСВОЕНИЯ РЕГИОНЫ. ЗА СЧЕТ ЧЕГО НОВАЯ СИСТЕМА ПОЗВОЛЯЕТ СОКРАЩАТЬ ЗАТРАТЫ, НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНОЕ ВРЕМЯ, А ТАКЖЕ ПОВЫШАТЬ КОММЕРЧЕСКУЮ СКОРОСТЬ И ЭКОНОМИЧЕСКУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОЕКТА?

FOUR YEARS AGO, THE OIL SERVICE COMPANY GC "INVESTGEOSERVIS" LAUNCHED A PROJECT APPROACH IN DRILLING MANAGEMENT FOR MINIMIZING COSTS AND ALLOWING DRILLING IN REGIONS WITH A WIDE VARIETY OF CONDITIONS. THE DEVELOPMENT OF THE NEW SYSTEM WAS DICTATED BY AN INCREASE IN THE SCOPE OF WORK AND THE TRANSITION TO THE REGIONS THAT ARE TECHNOLOGICALLY COMPLEX FOR INDUSTRIAL DEVELOPMENT. DUE TO WHAT DOES THE NEW SYSTEM ALLOW REDUCING COSTS, UNPRODUCTIVE TIME, AS WELL AS INCREASING THE COMMERCIAL RATE AND ECONOMIC EFFICIENCY OF THE PROJECT?

Ключевые слова: *бурение, минимизация расходов, эффективность буровых работ, проектное управление, строительство скважин.*

Доронин Сергей Владимирович,
заместитель исполнительного директора по проектному управлению АО «Инвестгеосервис»

Основные нефтегазоносные провинции на территории России расположены в районах вечномерзлой почвы и даже за Полярным кругом. Запасы Ямало-Ненецкого автономного округа оцениваются в 4,9 млрд т, Республики Коми – в 670,689 млн т (более половины из которых ТрИЗ), Красноярского края – в 618 млн тонн. Именно в этих регионах ведет свою деятельность ГК «Инвестгеосервис».

Компания постоянно расширяет географию своего присутствия, за 10 лет объемы бурения в сложных горно-геологических и климатических условиях увеличились более чем в 9 раз.

За короткий промежуток времени компания претерпела ряд структурных изменений и сумела существенно нарастить свой производственный и кадровый потенциал с 3 до 20 буровых бригад.

ГК «Инвестгеосервис» осуществляет полный цикл работ по строительству нефтяных и газовых скважин любой сложности, конструкций и назначений, в том числе поисковые, разведочные, эксплуатационные, а также скважин с большим отходом от вертикали и многоствольных скважин на необходимых для заказчика условиях

Всего несколько лет назад компания ограничивалась буровыми работами в рамках одного региона с локальным размещением производственных и кадровых ресурсов в г. Тарко-Сале Ямало-Ненецкого автономного округа. Что же позволило компании добиться столь впечатляющих успехов? Все это стало возможным благодаря внедрению с 2013 г. проектного подхода в управлении бурением, позволяющего с минимальными издержками запустить буровой проект в различных регионах и с различными заказчиками.

Актуальность перехода на новую систему управления проектами бурения назрела с момента начала интенсивного роста объемов заказов компании. В портфеле контрактов появились объемы работ далеко выходящие за пределы своего региона, со своими специфическими особенностями и требованиями заказчиков. На определенном этапе стало очевидно, что действующая система управления не может в полной мере обеспечить качественный контроль и оперативное исполнение широкого круга задач, ежедневно возникающих в процессе производства на различных участках работ. Наряду с ростом объемов производства компания стала искать резервы по повышению эффективности основного производства – сокращение затрат и непроизводительного времени (НПВ), а также повышение коммерческой скорости и экономической эффективности проектов в целом.

Суть решения, обеспечивающего максимальную концентрацию имеющихся ресурсов и достижение наилучших результатов, состоит в создании проектных групп по каждому буровому проекту в рамках месторождения или группы месторождений одного заказчика.

Внедрение

Внедрение структуры проектного управления происходило в несколько этапов. Руководством компании был проведен анализ лучших западных и российских практик и выбран проектный подход к управлению производственными процессами.

Действующая контрактная база компании была разделена по географическому принципу и количеству одновременно работающих буровых установок, определено оптимальное количество буровых, находящихся в управлении проектной группы.

Затем был осуществлен отбор лучших руководителей на должности проектных менеджеров. Опыт работы в бурении, опыт управления подразделениями, знание основ экономики были решающими факторами в отборе кандидатов на должность руководителя проекта. Отобранные кандидаты прошли обучение по курсу директоров проектов, освоили специальное программное обеспечение.

В дальнейшем руководители проектов были объединены в проектный офис для распространения в проекты лучших практик и единообразного применения управленческих инструментов.

Структура

Каждый отдельный проект – это по-своему уникальный комплекс работ, со своими требованиями в области технологий, логистики, сроками исполнения и контрактными обязательствами. В рамках проекта определяются ключевые показатели эффективности и конкретные цели, основными из которых являются достижение плановых показателей бурения и максимальной удовлетворенности заказчика при соблюдении целевого уровня экономической эффективности.

По своей функциональной сути проектная группа похожа на небольшое предприятие, призванное решать широкий круг организационных, производственных и экономических задач в рамках своего проекта, при поддержке департамента инженерии и других централизованных подразделений компании:

- Организация планирования строительства и реконструкции скважин;
- Мотивация персонала проектной группы;
- Управление расходными и доходными статьями проекта;
- Координация и коммуникация с заказчиком;
- Управление ресурсами проекта;
- Скорость достижения тактических и стратегических целей;
- Управление по отклонениям в проекте;
- Улучшение бизнес-процессов с целью увеличения производительности.

В структуру проектной группы входят работники различных специальностей – это инженеры-технологи, геологи, экономисты,

супервайзеры и другие специалисты, что обеспечивает высокую степень концентрации внимания персонала на решении задач своего проекта.

Процессы

Делегированные проектной группе полномочия позволяют сосредоточиться на конкретных целях проекта, управлять выделенными ресурсами и подрядчиками, контролировать расходы, сроки и качество работ.

Одним из главных преимуществ данного подхода является близость по отношению к заказчику, учет его требований и оперативное реагирование на малейшие изменения в планах работ.

С заказчиком руководитель проекта начинает взаимодействовать на самой ранней стадии организации строительства скважин. На основе проектной документации заказчику предлагаются оптимальные варианты строительства скважины, проводится «бурение на бумаге». В ходе строительства скважин для заказчика подготавливаются отчетные презентации, предлагаются проработанные с департаментом инженерии оптимальные технологические решения по безаварийному и наиболее экономически выгодному подходу к строительству скважин.

Проектный офис объединяет все буровые проекты ГК «Инвестгеосервис», формирует модель управления и контролирует достижение ключевых показателей по проектам. В дочерних обществах организована аналогичная структура проектного управления, также ориентированная на достижение поставленных технологических и экономических целей. В частности, проектными группами бурового предприятия ООО «Нова Энергетические Услуги» решаются вопросы оптимизации суточных ставок буровых бригад, управления сервисными подрядчиками, снижения рисков возникновения инцидентов и другие вопросы, эффективное решение которых позволяет проектам оптимально организовывать строительство скважин, достигать всех проектных целей, установленных заказчиком, и уверенно чувствовать себя в конкурентной среде.

Результаты

Именно такой подход позволил найти дополнительные резервы для снижения НПВ, в т.ч. снижения аварийности за счет регулярного анализа факторов, влияющих на возникновение НПВ и системной работы по их устранению. За два последних года НПВ в ГК «Инвестгеосервис» было снижено более чем в 1,5 раза. Данный результат положительным образом отразился на сроках сдачи заказчику законченных строительством объектов. На сегодня компания в 95% случаев досрочно заканчивает строительство скважин по отношению к договорным срокам.

Одним из внутренних критериев оценки деятельности проектных групп является «рейтинг проекта», который включает в себя показатели по снижению НПВ, увеличению проходки и коммерческой скорости. Данный суммирующий показатель в 2017 г., в сравнении с 2016 г., существенно вырос на основных буровых проектах ГК «Инвестгеосервис»: в ЯНАО – на 17%, в Республике Коми – на 16%, в Красноярском крае – на 13%, по остальным проектам рост составил от 3 до 7%.

Оценка эффективности проектных групп и соответственно реализация мотивационных пакетов зависит от рейтинга проекта, на рейтингах построены оценки буровых бригад, подрядных компаний, что позволяет вовремя оценить и выявить буровую бригаду либо подрядную компанию оказывающую услуги с низким качеством, соответственно провести замену либо иные корректирующие мероприятия.

За последние 2 года в рамках системы управления проектами был внедрен ряд регламентных процедур и систем контроля как внутри ГК «Инвестгеосервис», так и в отношении подрядных организаций, в их числе:

- Расследование случаев НПВ на производстве при простоях от 2 часов и более;
- Формирование «эталонных» норм времени на операции, что позволило значительно увеличить коммерческую скорость;
- Ежесуточный контроль лимита затрат по ключевым статьям по бюджету проектов и другие.

Отклонения от ключевых показателей эффективности проектов разбираются и анализируются в проектном офисе на оперативных совещаниях проектных групп, вырабатываются корректирующие мероприятия для дальнейшего внедрения в работу. Еженедельно рассматриваются предложения по улучшению работы самого крайнего с точки зрения рейтинга компании проекта. На ежемесячных совещаниях рассматриваются предложения по улучшению работы проектов, отстающих более чем на 10% от запланированных целей.

Планы

Ценность, создаваемая проектным офисом, увеличивается по мере расширения им своих функций и диапазона оказываемых услуг – от предоставления отчетов по проектам для заинтересованных сторон до приведения всех проектов в соответствие со стратегией ГК «Инвестгеосервис» и достижения максимальной удовлетворенности заказчиков в результате выполненной работы.

Дальнейшее совершенствование системы проектного управления ГК «Инвестгеосервис» будет направлено на внедрение автоматизированной системы управления ресурсами и рисками проектов, создание бонусного поощрения подрядных компаний на достижение установленных показателей, создание корпоративной базы знаний для обмена опытом между проектами.

Keywords: *drilling, minimizing costs, efficiency of drilling, project management, well construction.*

АО «Инвестгеосервис»
117036, г. Москва, проспект 60-летия Октября, 10а
Телефон: +7 (499) 750 01 13
Факс: +7 (499) 750 01 14
E-mail: info@ingeos.ru
www.ingeos.ru

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

3–6 октября

VII Петербургский Международный

Газовый Форум

г. Санкт-Петербург

3–6 октября

Международная специализированная выставка

РОС-ГАЗ-ЭКСПО 2017

г. Санкт-Петербург

4–6 октября

25-я Казахстанская Международная Выставка

Нефть и Газ/ KIOGE 2017

25-я Казахстанская Международная Технологическая Конференция

Нефть и Газ

г. Алматы

16–18 октября

Российская нефтегазовая техническая конференция

SPE 2017

Москва

17 октября

12-я ежегодная конференция

«Нефтегазовый сервис в России» (Нефтегазсервис-2017)

Москва

23–28 октября

5-я Международная научно-практическая конференция

«Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы – 2017»

Москва

24–27 октября

12-я Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

г. Сургут

ОКТЯБРЬ

П	2	9	16	23	30
В	3	10	17	24	31
С	4	11	18	25	
Ч	5	12	19	26	
П	6	13	20	27	
С	7	14	21	28	
В	1	8	15	22	29

НАИЛУЧШИЕ ДОСТУПНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ Утилизация ПНГ

УДК 665.6.7

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ РАЗРАБОТКИ И ПРИМЕНЕНИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ СПРАВОЧНИКОВ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, В КОТОРЫХ ОТРАЖЕНЫ ВОПРОСЫ УТИЛИЗАЦИИ И ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. В СТАТЬЕ ОТМЕЧЕНО, ЧТО ИНТЕРЕС ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ КОМПАНИЙ К РАЗРАБОТКЕ СПРАВОЧНИКОВ СВЯЗАН С АКТУАЛЬНОСТЬЮ УЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ (ОТРАСЛЕВЫХ) ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ, ПОВЫШЕНИИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ, СНИЖЕНИИ БЮРОКРАТИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ. ПОКАЗАНО, ЧТО ПЕРЕХОД ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ПРИНЦИПЫ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ПОЛОЖЕНИЙ ФЕДЕРАЛЬНОГО ЗАКОНА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ ОТ 21.07.2014 № 219-ФЗ «О ВНЕСЕНИИ ИЗМЕНЕНИЙ В ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН «ОБ ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ» И ОТДЕЛЬНЫЕ ЗАКОНОДАТЕЛЬНЫЕ АКТЫ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ», НАРЯДУ С ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ ПРЕИМУЩЕСТВАМИ, СОЗДАЕТ УСЛОВИЯ, НЕОБХОДИМЫЕ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РОСТА СЕКТОРА ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ

THE ARTICLE DEALS WITH THE MAIN ASPECTS OF DEVELOPMENT AND USE OF INFORMATION AND TECHNICAL GUIDES OF THE BEST AVAILABLE TECHNOLOGIES, WHICH REFLECT THE ISSUES OF UTILIZATION AND PROCESSING OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS. THE ARTICLE NOTES THAT THE INTEREST OF GAS PROCESSING COMPANIES IN THE DEVELOPMENT OF GUIDES IS RELATED TO THE RELEVANCE OF TAKING INTO ACCOUNT OF TECHNOLOGICAL (INDUSTRY) FEATURES IN DETERMINING THE BEST AVAILABLE TECHNOLOGIES, INCREASING ENVIRONMENTAL PERFORMANCE, AND REDUCING BUREAUCRATIC BURDEN. IT IS SHOWN THAT WITHIN THE FRAMEWORK OF THE IMPLEMENTATION OF THE PROVISIONS OF FEDERAL LAW NO. 219-FZ DATED 21.07.2014 "ON AMENDMENTS TO THE FEDERAL LAW "ON ENVIRONMENTAL PROTECTION" AND INDIVIDUAL LEGISLATIVE ACTS OF THE RUSSIAN FEDERATION, IN PARALLEL WITH ECOLOGICAL ADVANTAGES, THE TRANSITION OF INDUSTRIAL ENTERPRISES TO THE PRINCIPLES OF THE BEST AVAILABLE TECHNOLOGIES CREATES THE CONDITIONS NECESSARY FOR TECHNOLOGICAL GROWTH OF THE GAS PROCESSING SECTOR

Ключевые слова: *наилучшие доступные технологии, попутный нефтяной газ, утилизация и переработка, категории по степени оказываемого негативного воздействия на окружающую среду, информационно-технические справочники наилучших доступных технологий, технологические показатели и нормативы, перспективные технологии.*

Пыстина Наталья Борисовна,
к.э.н,
Директор центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Попадько Наталия Владимировна,
к.т.н,
заместитель директора центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Российская Федерация, приняв Федеральный закон №219 от 21.07.2014 года «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» [1], поддержала международные законодательные инициативы [2–4] в области совершенствования нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших доступных технологий (НДТ).

Основным аргументом для начала реализации в России принципов наилучших доступных технологий, принятых в европейском сообществе, стало существенное повышение экологической результативности и энергоэффективности в ключевых отраслях экономики Европы в результате установления технологических нормативов и их последовательного ужесточения на основе использования концепции НДТ.

Наилучшая доступная технология – технология производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, определяемая на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения

Технологические нормативы – нормативы выбросов, сбросов загрязняющих веществ, нормативы допустимых физических воздействий, которые устанавливаются с применением технологических показателей

Федеральный закон №219 от 21.07.2014 [1] определяет наилучшую доступную технологию, как технологию производства продукции (товаров), выполнения работ, оказания услуг, на основе современных достижений науки и техники и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды при условии наличия технической возможности ее применения.

Согласно перечню, утвержденному Распоряжением Правительства РФ №2674-р от 24 декабря 2014 г. [5] добыча нефти и газа, а также переработка нефти, природного и попутного нефтяного газа относятся к областям применения наилучших доступных технологий, для которых разрабатываются соответствующие информационно-технические справочники наилучших доступных технологий.

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям (ИТС НДТ) является документом национальной системы стандартизации, содержащим систематизированные данные в определенной области, включающий описание технологий, процессов, методов, способов, оборудования и иные данные [6]. Порядок разработки, актуализации и опубликования ИТС НДТ определен Постановлением Правительства РФ от 23 декабря 2014 г. №1458 [7]. ИТС НДТ как документ системы стандартизации утверждается Федеральным органом исполнительной власти в сфере стандартизации.

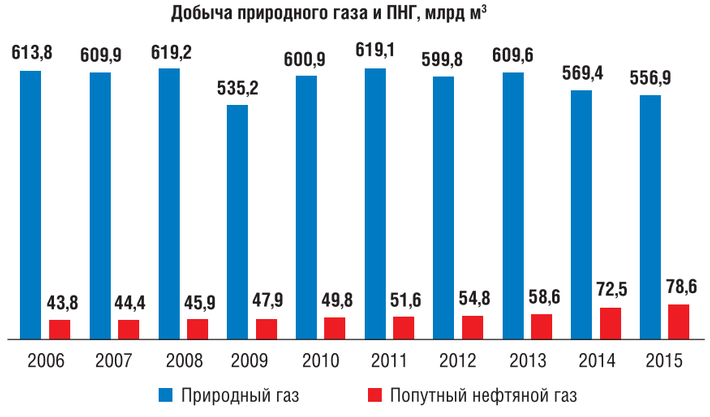
При разработке ИТС НДТ наибольшее внимание следует уделять определению маркерных веществ и технологических показателей, характеризующих каждую конкретную наилучшую доступную технологию.

В период с 2015 по 2017 гг. должны быть разработаны 51 ИТС НДТ (Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31.10.2014 №1278-р [8]), в т.ч. в 2017 г. справочники «Добыча нефти», «Добыча газа», «Переработка нефти» и «Переработка природного и попутного газа». Ответственным Федеральным органом государственной власти за разработку данных ИТС НДТ является Министерство энергетики Российской Федерации.

Разработка ИТС НДТ реализуется соответствующими техническими рабочими группами (ТРГ), руководством и координацией деятельности которых занимается Бюро НДТ. В состав ТРГ входят представители отраслевого бизнес-сообщества, научных и проектных институтов (организаций), федеральных органов власти, экспертных и общественных организаций, фирм изготовителей оборудования, других заинтересованных сторон. Эффективность работы ТРГ и, соответственно, «качество» ИТС НДТ зависит от профессионализма членов ТРГ, их активности в процессе разработки, рассмотрения, обсуждения и принятия разделов справочника и их желания находить компромисс в спорных ситуациях, так как справочник по сути – это документ общественного согласия.

Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям – документ по стандартизации, разработанный в результате анализа технологических, технических и управленческих решений для конкретной области применения и содержащий описания применяемых в настоящее время и перспективных технологических процессов, технических способов, методов предотвращения и сокращения негативного воздействия на окружающую среду, из числа которых выделены решения, признанные наилучшими доступными технологиями для данной области, включая соответствующие параметры экологической результативности, ресурсо- и энергоэффективности, а также экономические показатели

РИС. 1. Добыча природного и попутного нефтяного газа в России в 2015 году (данные Минэнерго РФ [9])

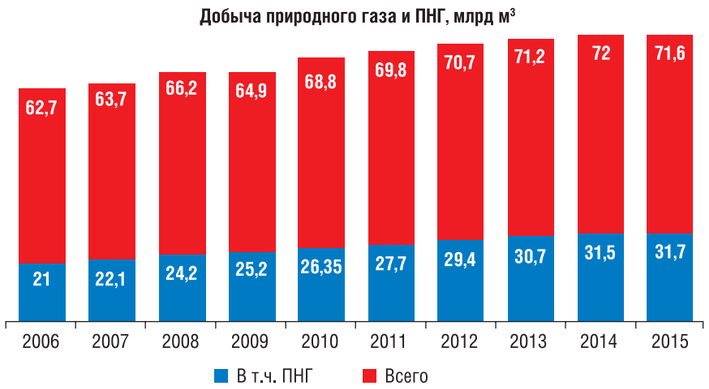


Добыча попутного нефтяного газа

За последнее десятилетие прослеживается устойчивая тенденция увеличения добычи попутного нефтяного газа (ПНГ) в России (рисунок 1). Доля ПНГ в общей добыче газа выросла с 6,7% в 2006 г. до 12,4% в 2015 году.

РИС. 2. Доля полезного использования попутного нефтяного газа (данные Минэнерго РФ [9])

РИС. 3. Динамика переработки газа, млрд м³ (данные Минэнерго РФ [9])



С увеличением объемов добычи ПНГ вопросы его полезного использования становятся еще более актуальными. Государством поставлены задачи по вовлечению в хозяйственный оборот 95% добываемого ПНГ и по снижению воздействия на атмосферный воздух за счет прекращения сжигания ПНГ на факелах [10].

В 2015 г. коэффициент полезного использования ПНГ в Российской Федерации составил 88,2% (рисунок 2).

Лидерами в вопросах полезного использования ПНГ являются ОАО «Сургутнефтегаз» – 99,4%; ОАО «Новатэк» – 96,1%, ПАО «Газпром» – 96,0%.

ПНГ в виде сухого отбензиненного газа (СОГ) подается нефтяными компаниями в газотранспортную систему. В регионах нефтедобычи, значительно отдаленных от действующих и перспективных газотранспортных мощностей, вопросы утилизации добываемого ПНГ решаются за счет его использования на собственные нужды промыслов, подачи потребителям в районе добычи, переработки в продукцию с высокой добавленной стоимостью, выработки электроэнергии. В качестве альтернативы в случае значительной удаленности месторождений от магистральных газопроводов попутный газ может быть использован для обеспечения газом местных потребителей или для организации производств по технологии «газ-в-жидкость».

41% извлеченного попутного нефтяного газа в 2015 году по России в целом поступил на переработку.

Переработка природных газов

Под переработкой природных газов понимается совокупность технологических процессов физического, физико-химического и химического преобразования природного и попутного нефтяного газа в продукты переработки (товарную продукцию с высокой добавочной стоимостью). Сырьем для переработки является пластовая смесь, добываемая из газовых и газоконденсатных месторождений, состоящая из природного газа, газового конденсата и пластовой воды, а также попутный газ нефтегазовых месторождений.

Объем переработки газа (природного и попутного) в 2015 г. составил 71,6 млрд м³ (рисунок 3), причем доля ПНГ в общем объеме переработки постоянно растет.

РИС. 4. Размещение предприятий газопереработки по Федеральным округам

ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

№	Наименование	Год ввода	Проектная мощность по сырью	Фактическая переработка за 2015 г.
Южный и Северо-Кавказский ФО				
1	Астраханский ГПЗ *ПАО «Газпром»*	1986	12 млрд м³/год	10,25 млрд м³/год
2	Коробковский ГПЗ *ПАО «Лукойл»*	1966	450 млн м³/год	434,2 млн м³/год
Северо-Западный ФО				
3	Сосногорский ГПЗ *ПАО «Газпром»*	1964	3 млрд м³/год	2,22 млрд м³/год
4	Усинский ГПЗ *ПАО «Лукойл»*	1980	504 млн м³/год	240,4 млн м³/год
Дальневосточный ФО				
5	Якутский ГПЗ *АО «Сахатранснефтегаз»*	1999	0,63 млрд м³/год	782 млн м³/год
Сибирский ФО				
6	Востокгазпром *Группа Газпром*	2003	–	2,07 млрд м³/год
Уральский ФО				
7	Сургутский ЗСК *ПАО «Газпром»*	1986	12 млн т/год	8,49 млн т/год
8	Уренгойский ЗПКТ *ПАО «Газпром»*	2001	13,6 млн т/год	10,06 млн т/год
9	Пуровский ЗПК *ОАО «Новатэк»*	2005	11 млн т/год	4,86 млн т/год
10	Локосовский ГПК *ПАО «Лукойл»*	1983	2,3 млрд м³/год	1,898 млрд м³/год
11	Белозерный ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»*	1980	4 млрд м³/год	4,79 млрд м³/год
12	Губкинский ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»*	1989	2,14 млрд м³/год	1,88 млрд м³/год
13	Нижневартовский ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»*	1975	8,56 млрд м³/год	5,91 млрд м³/год
14	Муравленковский ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»*	1987	1,07 млрд м³/год	1,12 млрд м³/год
15	Няганьгазпереработка *ПАО «Сибур Холдинг»*	1987	2,14 млрд м³/год	1,78 млрд м³/год
16	Южнобалыкский ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»*	1978	3 млрд м³/год	3,21 млрд м³/год
17	Выгнапуровский ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»*		2,5 млрд м³/год	2,47 млрд м³/год
18	Сургутское УПГ *ОАО «Сургутнефтегаз»*	1980	7,29 млрд м³/год	6,23 млрд м³/год
19	Южно-Приобский ГПЗ *ПАО «Сибур Холдинг»+ Группа Газпром*	2015	0,9 млрд м³/год	303,9 млн м³/год
Приволжский ФО				
20	Туймазинское ГПП *ПАО АНК «Башнефть»*	1956	365 млн м³/год	27,6 млн м³/год
21	Шкаповское ГПП *ПАО АНК «Башнефть»*	1959	250 млн м³/год	80,9 млн м³/год
22	Нефтегорский ГПЗ *ПАО «НК «Роснефть»*	1967	680 млн м³/год	410 млн м³/год
23	Отрадненский ГПЗ *ПАО «НК «Роснефть»*	1962	360 млн м³/год	257 млн м³/год
24	Оренбургский ГПЗ *ПАО «Газпром»*	1974	40 млрд м³/год и 6,2 млн т/год	25,0 млрд м³/год и 1,73 млн т/год
25	Оренбургский ГЗ *ПАО «Газпром»*	1978	15 млрд м³/год	15 млрд м³/год
26	ЛУКОЙЛ- Пермнефтеоргсинтез *ПАО «ЛУКОЙЛ»*	1969	1,46 млрд м³/год и 1,693 млн т/год	1,06 млрд м³/год и 0,9 млн т/год
27	Миннибаевский ГПЗ *ПАО «Татнефть»*	1956	0,976 млрд м³/год	0,81 млрд м³/год
28	Зайкинское ГПП *ПАО «НК «Роснефть»*	1996	2 млрд м³/год	2,46 млрд м³/год

В 2015 г. на газоперерабатывающих заводах (ГПЗ)/ газоперерабатывающих предприятиях (ГПП) Российской Федерации было произведено 10868,2 тыс. т широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ), 5157,9 тыс. тонн серы, 710,8 тыс. т этана, 4740,3 тыс. т сжиженных углеводородных газов (СУГ), 996,5 тыс. т стабильного бензина, 58742,0 млн м³ сухого газа.

Переработка природных газов и конденсата в Российской Федерации осуществляется на перерабатывающих предприятиях, входящих в состав Группы Газпром, ПАО «Сибур Холдинг», ПАО «ЛУКОЙЛ» ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Татнефть», ПАО АНК «Башнефть», ОАО «Сургутнефтегаз», АО «Сахатранснефтегаз» и ОАО «Новатэк», расположенных в различных федеральных округах (рисунок 4).

Сведения о действующих газоперерабатывающих предприятиях приведены в таблице 1.

Крупнейшими газоперерабатывающими компаниями на текущий момент являются: по переработке природного газа – Группа Газпром

ТАБЛИЦА 2. Объемы переработки природного и попутного газа в 2010–2015 годах, млрд м³

Переработка природного и попутного газа, млрд м³	За год					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ПАО «Газпром» и его основные дочерние общества со 100% участием	33,62	33,16	32,23	31,11	30,00	30,66
Газпром нефтехим Салават*	-	-	0,22	0,41	0,45	0,44
Группа Газпром нефть	-	-	-	-	-	0,10
Всего	**33,62**	**33,16**	**32,45**	**31,52**	**30,45**	**31,18**

* Показатели приведены начиная с 1 июня 2012 года

(96,3% от переработки природного газа в РФ); по переработке ПНГ – Сибур-Холдинг (56,2% от переработки ПНГ в РФ).

В перерабатывающий комплекс Группы Газпром входят заводы по переработке газа и газового конденсата ПАО «Газпром», мощности по нефтепереработке ПАО «Газпром нефть», а также ОАО «Газпром нефтехим Салават» – один из крупнейших в России производственных комплексов нефтепереработки и нефтехимии [11]. Переработку газа осуществляют на Астраханском, Оренбургском и Сосногорском газоперерабатывающих заводах, Оренбургском гелиевом заводе, Томском заводе по производству метанола и двух заводах ОАО «Газпром нефтехим Салават».

В 2015 году Группой Газпром без учета давальческого сырья переработано 31,2 млрд м³ природного и попутного газа (таблица 2).

Переработка газового конденсата осуществляется на Сургутском заводе по стабилизации конденсата, Новоуренгойском заводе по подготовке конденсата к транспорту, Астраханском, Оренбургском и Сосногорском ГПЗ.

ПАО «Сибур Холдинг» – вертикально-интегрированная газоперерабатывающая и нефтехимическая компания, владеющая и управляющая крупнейшим газоперерабатывающим бизнесом в России по объемам переработки ПНГ и ШФЛУ [12].

Инфраструктура топливно-сырьевого сегмента включает: 8 ГПЗ (Губкинский, Муравленковский, Вынгапуровский, Нижневартовский, Белозерный, Южно-Балыкский, Няганьгазпереработка и Южно-Приобский ГПЗ в СП с ПАО «Газпром нефть»), 5 компрессорных станций (КС), 3 газофракционирующие установки (ГФУ), 6 наливных железнодорожных эстакад.

В 2015 году объем переработки ПНГ в компании составил 21,5 млрд м³.

Специфика разработки ИТС НДТ по добыче и переработке углеводородного сырья

Спецификой разработки ИТС НДТ по добыче и переработке углеводородного сырья (нефти и природных газов) является пересечение областей применения справочников.

На рисунке 5 приведена общая схема переработки углеводородного сырья из справочника «Переработка природного и попутного газа», на котором видно, что технологии предварительной подготовки газа (технологии разделения пластовых смесей, технологии

очистки от механических примесей, технологии осушки газа и технологии очистки газов от «кислых» компонентов (углекислого газа и сероводорода) включены в справочник «Добыча газа», а каталитические процессы переработки углеводородного сырья рассматриваются в справочнике «Переработка нефти». Кроме того, стоит учесть, что процессы добычи, разделения и извлечения нефтяного (попутного) газа включены в справочник «Добыча нефти».

Упомянутые справочники объединяют единые объекты стандартизации в соответствии с кодами Общероссийского классификатора стандартов (ОКС) [13]:

75.020 Добыча и переработка нефти и природного газа;

75.200 Оборудование для переработки нефти, нефтяных продуктов и природного газа;

13.020 Охрана окружающей среды.

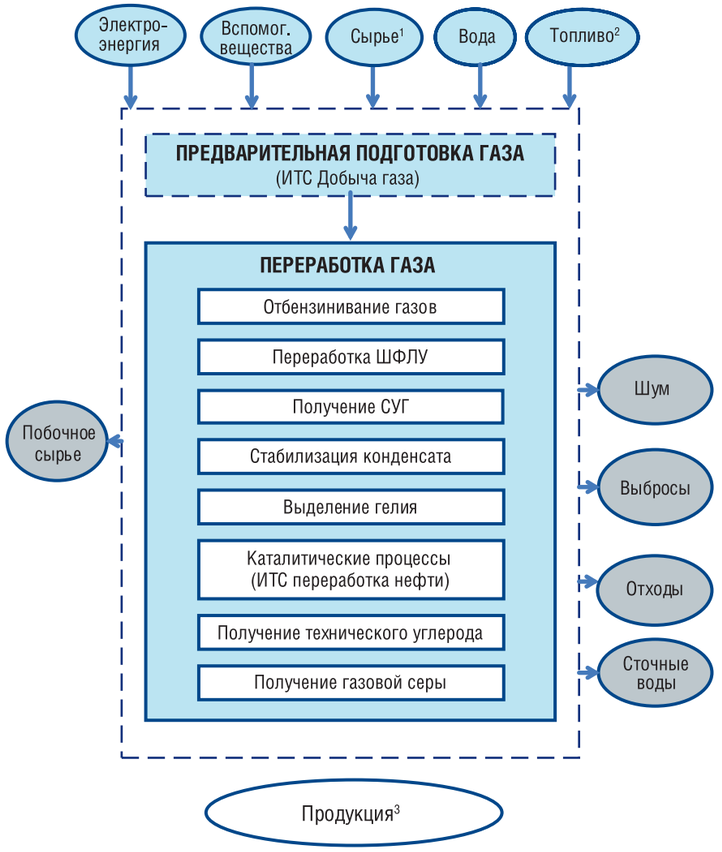
Если говорить о справочнике «Переработка природного и попутного газа», то данный ИТС НДТ распространяется на следующие основные виды деятельности:

- производство сжиженных углеводородных газов, широкой фракции легких углеводородов, сухого (отбензиненного) газа, этановой фракции, индивидуальных углеводородов (пропана, бутана, пентана), бензина газового стабильного, моторных топлив, конденсата газового стабильного и других углеводородов из природного и попутного газа;
- производство гелия;
- производство углерода технического и серы сублимированной, осажденной или коллоидной.

Таким образом, основные вопросы переработки ПНГ включены в область применения данного справочника.

Помимо «вертикальных» отраслевых справочников, распространяющихся на основные виды деятельности при переработке углеводородного сырья, на отдельные виды деятельности будут распространяться как иные «вертикальные», так и «горизонтальные» справочники, например: вопросы очистки сточных вод регулируют ИТС 8-2015«Очистка сточных вод при производстве продукции (товаров), выполнении работ и оказании услуг на крупных предприятиях» и ИТС 10-2015 «Очистка сточных вод с использованием централизованных систем водоотведения поселений, городских округов»; обращение с отходами – ИТС 9-2015 «Обезвреживание отходов термическим способом (сжигание отходов)», ИТС 15-2016

РИС. 3. Динамика переработки газа, млрд м³ (данные Минэнерго РФ [9])



1 – Сырье – пластовая смесь, сырой природный газ, попутный нефтяной газ, нестабильный газовый конденсат, нефтегазоконденсатная смесь и др.;
2 – Топливо – природный газ, бензин автомобильный, дизельное топливо, смазочные материалы, моторное масло и др.;
3 – Продукция – ШФЛУ, СУГ, СОГ, этановая фракция, технический углерод, бензин, сера, гелий и т.д., в зависимости от компонентного состава исходного сырья.

«Утилизация и обезвреживание отходов (кроме обезвреживания термическим способом (сжигание отходов)», ИТС 17-2016 «Размещение отходов производства и потребления»; производственный экологический контроль – ИТС 22.1 – 2016 «Общие принципы производственного экологического контроля и его метрологического обеспечения» и т.д.

Пересечение областей применения создает ряд сложностей при разработке соответствующих справочников и потенциально может усложнить процесс использования справочников для представителей уполномоченных органов власти и отрасли. Необходимо будет хорошо ориентироваться в содержании справочников и при получении комплексных экологических разрешений использовать несколько ИТС НДТ для подтверждения соответствия действующих технологий критериям и показателям, характеризующим НДТ.

Наилучшие доступные технологии

Выбор НДТ в добыче и переработке природного и попутного газа проводится с учетом следующих критериев:

- соответствие доступной технологии современному научно-техническому уровню в нефтегазовом комплексе;
- наличие ресурсо- и энергосберегающиего эффекта;
- экономическая целесообразность и эффективность внедрения доступной технологии (с учетом капитальных и эксплуатационных затрат) для конкретного вида деятельности;
- наличие сравнимых технологических процессов, производственного оборудования или методов эксплуатации, которые были успешно апробированы на промышленном уровне;
- наименьшие объемы и (или) уровни воздействия на окружающую среду в расчете на объем или массу выпускаемой продукции (товара) в единицу времени;
- подтверждение соответствия технологии требованиям отраслевых стандартов.

Одним из критериев выбора НДТ являются наименьшие объемы и (или) уровни воздействия на окружающую среду в расчете на объем или массу выпускаемой продукции (товара) в единицу времени (интервал величин от минимально возможного до максимально допустимого). Этот критерий предусматривает необходимость учета лучших удельных экологических показателей, которые могут быть достигнуты в производственном процессе.

Считаем, что при определении НДТ необходимо учитывать целевые экологические показатели для объектов с особыми условиями эксплуатации (объекты, расположенные на экологически уязвимых территориях, территории Крайнего Севера, в близости к особо охраняемым природным территориям и т. д.).

Примером наилучшей доступной технологии переработки природного и попутного газа может являться НДТ «Технология извлечения углеводородных компонентов на основе низкотемпературной конденсации и ректификации (НТКР)».

НДТ является технология извлечения углеводородов C_{3+} низкотемпературной конденсацией и ректификацией углеводородного сырья. Особенность процесса НТКР заключается в отсутствии предварительной сепарации

сконденсировавшихся углеводородов. Весь поток сырьевого газа подвергается деметанизации в ректификационно-отпарной или конденсационно-отпарной колонне. Степень извлечения целевых компонентов С 3+ достигает 99,5 %. Для выработки холода применяются высокоэффективные современные турбодетандерные агрегаты, новые высокоэффективные теплообменники (пластинчатые, кожухотрубчатые с витыми трубками с плавающим сердечником) и теплоизоляционные материалы (вспененный каучук и т.п.), исключающие потери низкотемпературного холода, что позволяет обеспечивать процессу НТКР наибольшую экономичность по сравнению с другими способами, даже при низком давлении исходного газа и широком изменении его состава.

На текущий момент идет обсуждение технологических показателей и маркерных веществ для данной технологии: удельных выбросов оксидов азота (NOx в пересчете на NO_2), монооксида углерода (CO) и метана (CH_4) (кг/т продукции в год).

С использованием перечисленных критериев определения НДТ в качестве наилучшей доступной технологии добычи газа была идентифицирована НДТ «Утилизация попутного нефтяного газа».

НДТ является полезное использование ПНГ путем применения следующих решений:

- подача ПНГ на предприятие газопереработки для получения различных видов топлива и сырья для нефтехимии;
- подготовка и подача в Единую Систему Газоснабжения (ЕСГ);
- использование попутного нефтяного и природного газа для получения электро- и теплоэнергии;
- потребление ПНГ на собственные нужды в районе разработки месторождения;
- закачка ПНГ в пласт.

Технологические показатели данной НДТ не установлены.

Несмотря на это, стоит отметить, что свидетельством результативности технологии являются следующие результаты внедрения технических решений по утилизации ПНГ в ПАО «Газпром» (ООО «Газпром добыча Уренгой»). Технологические решения, реализованные на КС 1, 2 ООО «Газпром добыча Уренгой», обеспечивают:

- компримирование и подготовку низконапорного ПНГ в объёме до 1,5 млрд м^3/год;
- поставку в магистральный газопровод части ПНГ (более 200 млн м^3 ежегодно) и ранее используемого для газлифтной эксплуатации газа валажинских промыслов в объеме до 600 млн м^3/год;
- стабильную работу газлифтных систем и скважин нефтяных промыслов;
- увеличение уровня утилизации ПНГ с 78 до 99%;
- сокращение массы выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на 115 тыс. тонн ежегодно.

Ввод комплекса технологических решений на КС позволил качественно изменить структуру направлений полезного использования ПНГ и минимизировать объемы его сжигания.

По сути, на современном уровне развития технологий все экономически целесообразные методы утилизации ПНГ, обеспечивающие 95 % и более его полезного использования, должны классифицироваться как НДТ.

Перспективные технологии

Наилучшие доступные технологии характеризуют текущий уровень развития газопереработки, отмечая технологическую и экологическую результативность отрасли. Перспективные технологии, по сути, определяют направление развития отрасли. Находясь на стадии разработки, апробации ее результатов, распространения опыта, после успешного внедрения перспективные технологии должны заместить технологии, не укладывающиеся в интервалы технологических показателей НДТ либо НДТ с максимальными технологическими показателями.

Развитие газоперерабатывающих производств в среднесрочном периоде связано:

- с увеличением доли добычи этансодержащего газа и жидких углеводородов в традиционных регионах газодобычи;
- с эффективным и рациональным использованием ресурсов этана природного газа и других легких углеводородных фракций (С3–С4) с целью производства газохимической продукции с высокой добавленной стоимостью;
- с развитием новых центров газопереработки и газохимии, в том числе на базе месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока, включая извлечение, хранение и транспорт гелия;
- с разработкой и внедрением эффективных технологий производства синтетических жидких топлив, направленных на решение проблем освоения малых, выработанных и удаленных от газотранспортной системы труднодоступных месторождений, оптимизации логистических схем, диверсификации деятельности компании, а также производство высоколиквидной продукции, востребованной как на внутреннем, так и внешних рынках;
- с повышением эффективности переработки серосодержащих газов;
- с внедрением новых и развитием существующих производств полиолефинов, метанола.

Учитывая направления развития отрасли, в качестве перспективных технологий в справочник «Переработка природного и попутного газа» включены:

- Организационно-технические решения для производства экологически чистых моторных топлив в соответствии с европейскими требованиями качества на ГПЗ;
- Технология мягкого парового риформинга попутного нефтяного газа, для превращения тяжелых углеводородов ПНГ в метан, который можно транспортировать вместе с природным газом или использовать для генерации электроэнергии и тепла;
- Технологии производства дорожных и строительных материалов на основе серы:

– *технология приготовления композиционного серобитума;*

– *технология приготовления сероасфальта;*

– *технология получения серобетона;*

- Технология извлечения гелия из природного газа мембранным методом и др.

Выводы

Необходимо отметить, что процесс перехода на технологическое нормирование на основе принципов наилучших доступных технологий, используя наработанный международный опыт, в России развивается «своим» путем, охватывая новые отрасли и отражая российскую специфику технологических процессов и производств. Свой отпечаток на процесс перехода на НДТ накладывают жесткие сроки внедрения новой системы нормирования, недостаточная проработка законодательной и нормативно-методической базы, отсутствие подготовленных кадров.

Информационно-технические справочники по добыче и переработке углеводородного сырья будут разработаны в текущем году. Интерес газоперерабатывающих компаний к разработке информационно-технических справочников наилучших доступных технологий связан с актуальностью учета технологических (отраслевых) особенностей при определении наилучших доступных технологий, повышении экологической результативности производств, снижении бюрократической нагрузки на компании.

Становится очевидным, что переход промышленных предприятий на принципы наилучших доступных технологий в рамках реализации положений Федерального закона Российской Федерации от 21.07.2014 № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации», наряду с экологическими преимуществами, создает потенциальные условия, необходимые для технологического роста сектора газопереработки. Кроме того, методологию отнесения технологий к НДТ можно использовать для объективного сравнения уровня технологического развития компаний внутри отрасли.

Для успешной реализации концепции наилучших доступных технологий в газопереработке необходимо:

- активно участвовать в процессе разработки ИТС НДТ;
- проводить постоянный анализ действующих в отрасли и находящихся в разработке либо в процессе испытаний технологий,
- корректно определять технологические показатели наилучших доступных технологий;
- в процессе перехода на НДТ использовать принцип последовательного улучшения;
- рассматривать перспективные технологии как вектор развития отрасли;
- при проектировании новых объектов не использовать технологии с показателями, не соответствующими НДТ.

Использование открывающихся возможностей, понимание, что соответствие действующих технологий принципам НДТ – показатель экологической эффективности компании, а выявленные несоответствия – возможность сделать шаг к переходу на новый уровень технологического и экологического развития, позволит газоперерабатывающим компаниям выйти на новый уровень экологически ориентированного производства. ●

Литература

1. *Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.2014 № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»*
2. *Директива Европейского парламента и Совета ЕС 96/61/ЕС от 24 сентября 1996 г. «О комплексном предупреждении и контроле загрязнений» (Directive 96/61/EC of the European Parliament and of the Council of 24 September 1996 concerning integrated pollution prevention and control)*
3. *Директива Европейского парламента и Совета ЕС 2008/1/ЕС от 15 января 2008 г. «О комплексном предупреждении и контроле загрязнений» (Directive 2008/1/EC of the European Parliament and of the Council of 15 January 2008 concerning integrated pollution prevention and control)*
4. *Reference Book on Best Available Techniques. The European IPPC Bureau. URL: http://eippcb.jrc.ec.europa.eu/reference/*
5. *Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24 декабря 2014 г. № 2674-р «Об утверждении перечня областей применения наилучших доступных технологий»*
6. *Федеральный закон от 29 июня 2015 № 162 «О стандартизации в Российской Федерации»*
7. *Постановление Правительства Российской Федерации от 23.12.2014 № 1458 «О порядке определения технологии в качестве наилучшей доступной технологии, а также разработки, актуализации и опубликования информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям»*
8. *Распоряжение Правительства Российской Федерации от 31.10.2014 № 1278-р «О поэтапном графике создания в 2015-2017 годах отраслевых справочников наилучших доступных технологий (с изменениями на 30.12.2015)*
9. *Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации minenergo.gov.ru/node/1216*
10. *Постановление Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках»*
11. *Официальный сайт ПАО «Газпром» www.gazprom.ru*
12. *Годовой обзор ПАО «Сибур Холдинг», 2015 https://www.sibur.ru/upload/pdf/sibur-ar-ru-2015.pdf*
13. *Общероссийский классификатор стандартов ОК (МК (ИСО/инфко МКС) 001-96) 001-2000, утвержден Постановлением Госстандарта России от 17.05.2000 N 138-ст. (дата введения 01.10.2000, ред. от 26.09.2013).*

Keywords: *best available technologies, associated petroleum gas utilization and processing, the categories according to the degree of exerted negative impact on the environment, information technology reference best available technology, technological parameters and regulations, advanced technologies.*

Технологические показатели – показатели концентрации загрязняющих веществ, объема и (или) массы выбросов, сбросов загрязняющих веществ, образования отходов производства и потребления, потребления воды и использования энергетических ресурсов расчете на единицу времени или единицу производимой продукции (товара), выполняемой работы, оказываемой услуги

Перспективные технологии – технологии, которые находятся на стадии научно-исследовательских, опытно-конструкторских работ или опытно-промышленного внедрения, имеющие преимущества по сравнению с технологиями, используемыми в настоящее время

МЕТАНОЛ ГАЗОВЫМ ПРОМЫСЛАМ!

РЕКЛАМА

МЕТАНОЛ – ВАЖНЕЙШЕЕ ХИМИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО, НЕОБХОДИМОЕ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ К ТРАНСПОРТУ ПРИРОДНОГО ГАЗА, ГДЕ ОН ИСПОЛЬЗУЕТСЯ В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ, ОСНОВНЫМ СЫРЬЕМ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА МЕТАНОЛА СЛУЖИТ ПРИРОДНЫЙ ГАЗ. ЭТО ПРИВОДИТ К НЕОБХОДИМОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ МЕТАНОЛЬНЫХ ПРОИЗВОДСТВ В РАЙОНАХ ГАЗОВЫХ РАЗРАБОТОК. НО КАК ОРГАНИЗОВАТЬ ЭТО ТЕХНИЧЕСКИ СЛОЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА, КУДА ВСЕ АКТИВНЕЕ ПЕРЕМЕЩАЮТСЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИЕ ПРОМЫСЛЫ?

METHANOL IS A VERY IMPORTANT CHEMICAL MATTER WHICH IS USED IN THE PROCESS OF NATURAL GAS RECOVERY AND PREPARATION FOR TRANSPORTING WHERE IT IS USED AS A HYDRATE FORMATION INHIBITOR. AT THE SAME TIME NATURAL GAS SERVES AS THE BASIC RAW MATERIAL FOR METHANOL PRODUCTION. THIS LEADS TO THE NECESSITY TO LOCALIZE METHANOL PRODUCTION IN THE AREAS OF GAS FIELD DEVELOPMENT. BUT HOW SHOULD A TECHNICALLY COMPLEX PRODUCTION BE ARRANGED IN THE SEVERE CONDITIONS OF THE EXTREME NORTH WHERE THE GAS RECOVERY INDUSTRY IS MORE AND MORE ACTIVELY MOVING TO?

Ключевые слова: *метанол, добыча газа, подготовка газа, Уренгойское месторождение, «Трест Коксохиммонтаж».*

Зажигин Андрей Леонидович,
заместитель генерального директора
АО «Трест Коксохиммонтаж»

При выполнении работ по обустройству Уренгойского месторождения на лицензионном участке ОАО «Артикгаз» АО «Трест КХМ» была возведена установка производства метанола М-50, мощностью 50 тыс. тон в год. Приближение производства метанола к месту его добычи исключает риски, связанные с транспортировкой этого токсичного продукта и снижает нагрузку на окружающую среду. В рамках стратегии локализации производства созданы условия для повышения стабильности и безопасности промысла, а также для оптимизации себестоимости добычи и исключения дополнительных расходов на приобретение сырья.

Установка по производству метанола – это технически сложный, специфический для газовой отрасли объект. Её строительство требует высокой квалификации, как рабочего персонала, так и руководителей строительства.

В процессе производства метанола температуры рабочих сред достигают 1000 и более градусов Цельсия.

До Уренгойского месторождения в условиях Крайнего Севера было построено всего две установки по производству метанола, но меньшей мощности, на Юрхановском месторождении

Одним из компонентов синтеза метанола является водород, наличие которого в технологическом процессе требует высочайшего качества выполнения стыков и сварных соединений.

Уникальность построенной установки заключается еще и в том, что впервые в газовой отрасли в рамках одного объекта и связанного технологического процесса, на одной площадке реализован как процесс регенерации насыщенного водно-метанольного раствора, образующегося в технологии подготовки газа, так и синтез метанола из природного газа.

АО «Трест Коксохиммонтаж» внес значительный вклад в реализацию данного проекта. Компании было поручено осуществить строительство в сжатые директивные сроки. Построенная и запущенная в срок установка успешно эксплуатируется, обеспечивая метанолом газовые промыслы. За 8 месяцев было смонтировано 2 043 тонн металлоконструкций и 185,3 тонн (4405 стыков) трубопровода, выполнено устройство 980 м^3 монолитного железобетона, и осуществлен запуск установки регенерации метанола, входящей в состав установки метанола М-50. Сложность выполняемых работ состояла как в работе в условиях заполярья, так и в крайне сжатых сроках строительства.

Уникальность установки в том, что впервые в газовой отрасли на одной площадке реализован процесс регенерации насыщенного водно-метанольного раствора и синтез метанола из природного газа

Работа в условиях крайнего севера сопряжена с рядом сложностей технического и организационного характера:

- работы в условиях пониженных температур оказывают огромное влияние на организм и здоровье работников, возрастает количество рисков получения травм рабочим персоналом, поэтому особое внимание уделяется охране здоровья, медицинским осмотрам работников и вопросам безопасности труда;
- производство сварочных, антикоррозийных и других видов работ осуществляется в специальных укрытиях, защищающих от осадков и поддерживающих требуемую температуру производства работ.

Ввод в эксплуатацию установки – это результат сплоченной и профессиональной работы коллективов ОАО «Артикгаз» и АО «Трест Коксохиммонтаж». Установка построена с соблюдением высоких стандартов качества, всех норм и требований промышленной и экологической безопасности. ●

АО «Трест Коксохиммонтаж» поздравляет с профессиональным праздником работников нефтяной и газовой промышленности!

Сегодня без нефти и газа невозможно представить развитие экономики ни в одной стране мира. Успехи нефтегазовой промышленности являются для России источником экономической стабильности

Key words: *methanol, gas production, gas treatment, Urengoy field, "Trust Koksokhimmontazh".*

ПУТЕШЕСТВИЕ В МЕЧТУ НА КРУИЗНОМ ТЕПЛОХОДЕ «КНЯЗЬ ВЛАДИМИР»

РЕКЛАМА

АБСОЛЮТНЫЙ КОМФОРТ СОВРЕМЕННОГО КРУИЗНОГО СУДНА В СОЧЕТАНИИ С РАЗНООБРАЗНЫМИ МАРШРУТАМИ, НАСЫЩЕННЫМИ ЭКСКУРСИОННЫМИ ПРОГРАММАМИ И КРАСОТАМИ ЮЖНОЙ ПРИРОДЫ – ОГРОМНЫЙ ПЛЮС КРУИЗНОГО ОТДЫХА. ЧТО ЕЩЕ ЖДЕТ ТУРИСТОВ В ЛЕГЕНДАРНОМ МОРСКОМ ПУТЕШЕСТВИИ НА БОРТУ ТЕПЛОХОДА «КНЯЗЬ ВЛАДИМИР»?

ABSOLUTE COMFORT OF A MODERN CRUISE SHIP IN COMBINATION WITH A VARIETY OF ITINERARIES, RICH SIGHTSEEING PROGRAMS AND THE BEAUTIES OF THE NATURE OF THE SOUTH IS A BIG ADVANTAGE OF A CRUISE HOLIDAY. WHAT ELSE AWAITS TOURISTS ON THE LEGENDARY SEA VOYAGE ON BOARD OF THE SHIP PRINCE VLADIMIR?

Ключевые слова: *«Черноморское круизы», теплоход «Князь Владимир», круизное сообщение, черноморское побережье, Крым, экскурсионные программы, «Росморпорт», пассажирское сообщение.*

Анастасия Никитина

Круиз, который сегодня предлагает компания, стал преемником легендарного морского маршрута, известного как «Крымско-Кавказская линия». Для организации пассажирского сообщения был приобретен комфортабельный девятипалубный лайнер «Князь Владимир», который является полноценным плавучим отелем, где есть все необходимое для разнообразного и безопасного отдыха.

Теплоход «Князь Владимир» – это современный, удобный и безопасный круизный лайнер, соответствующий положениям международных конвенций и требованиям национального законодательства в области безопасности мореплавания и охраны человеческой жизни на море.

Программа круиза удовлетворит самых требовательных пассажиров любого возраста.

Зажигательные шоу-программы, танцевальные и романтические вечера для взрослой аудитории. Познавательные и развлекательные мероприятия не дадут скучать и юным любителям путешествий.

На борту лайнера расположены 2 ресторана и четыре бара, которые поразят разнообразием представленных блюд русской, итальянской и других кухонь мира.

Любителям спортивного образа жизни организаторы предлагают ежедневную утреннюю гимнастику и аквааэробику. К услугам гостей фитнес-зал, дискотечная и концертная площадки, а также кинотеатр.

Отдельно стоит сказать о том, что на теплоходе есть возможность совместить деловую поездку с увлекательным морским путешествием. Профессиональный экипаж судна обеспечит подготовку и организацию проведения деловых встреч, семинаров, а также корпоративных выездных конференций на борту.

В Новороссийске туристы с удовольствием посещают аквапарк и знаменитый русский Винный Дом «Абрау-Дюрсо», в Ялте – красивейшие дворцы и крепости, Никитский ботанический сад, замок Ласточкино гнездо, в Севастополе осматривают знаменитый историко-археологический заповедник «Херсонес Таврический», множество военно-исторических памятников и Генуэзскую крепость. Одним словом – скучать не придется.

Кроме того, путешествие по морю не только удобно, так как туристы передвигаются по сути на пятизвездочном плавучем отеле и каждый день посещают новый черноморский порт, но и выгодно. Остается только внимательно следить за актуальными предложениями компании «Черноморские круизы».

Keywords: *black sea cruise, ship "Prince Vladimir", the black sea coast, Crimea, sightseeing tours, Rosmorport, passenger service.*

ООО «Черноморские круизы»
354000, Краснодарский край, Сочи,
ул. Круизная гавань, д. 4, помещение 13
тел.: **+7 (958) 572 96 10**
www.bscruises.ru
e-mail: **info@bscruises.ru**
продажа билетов: **www.infoflot.com**

Участники выставки МИОГ 2017

Акционеры Газпрома

SPIMEX
RUSSIA'S LARGEST COMMODITIES EXCHANGE

M.Bell

B.Shach

А. Марченко

В. Кобрин

Геологоразведка
Oil & Gas exploratio

Р. Демиденко, M. Daudi

MIOGE Moscow

Стенд компании ABB на выставке МИОГ-2017

Р. Бирюков

Участники выставки МИОГ 2017

РОССИЙСКИЙ ПРИБОРОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД

Стенд компании Российский приборостроительный завод на выставке МИОГ-2017

KONI PEC
27-28 июня 2017
RPGC Moscow

Президиум Нефтегазового Конгресса

А. Тарасов

ОБОРУДОВАНИЕ И СИ
ВЗРЫВООПАСНЫХ ЖИДКИ

НПП СЕНСОР
www.nppsensor.ru

Участники Нефтегазового Конгресса

П. Щербатых

M.Blome

А. Новак, В. Маркелов, А. Миллер, В. Зубков

ЗУБКОВ Виктор Алексеевич
СЕРЕДА Михаил Леонидович

Dräger
Dräger GasSecure GS01

Стенд компании Drager на выставке МИОГ-2017

Участники V международной конференции «Базовые масла и смазочные материалы СНГ» 2017

Стенд компании Сервисреммаш на выставке МИОГ-2017

СЕРВИСРЕММАШ

И. Гвелесиани

МАЗУТ

4. *Нефтепродукты, нефть и газ*

4.4 *Продукты нефтепереработки*

4.4.5 *Мазут*

Мазут применяют в стационарных паровых котлах, в промышленных печах. Тяжелые моторные топлива используют в судовых энергетических установках. К котельным топливам относят топочные мазуты марок 40 и 100, вырабатываемые по ГОСТ 10585-99, к тяжелым моторным топливам – флотские мазуты Ф-5 и Ф-12 по ГОСТ 10585-99.

Стандарт на котельное топливо – ГОСТ 10585-99 предусматривает выпуск четырех марок: флотских мазутов Ф-5 и Ф-12, которые по вязкости классифицируются как легкие топлива, топочных мазутов марки 40 – как среднее и марки 100 – тяжелое топливо. Цифры указывают ориентировочную вязкость соответствующих марок мазутов при 50°С.

Топочные мазуты марок 40 и 100 изготовляют из остатков переработки нефти. В мазут марки 40 для снижения температуры застывания до 10°С добавляют 8–15 % среднедистиллятных фракций, в мазут марки 100 дизельные фракции не добавляют. Флотские мазуты марок Ф-5 и Ф-12 предназначены для сжигания в судовых энергетических установках. ●

Характеристики мазута (ГОСТ 10585–99)

Показатели	Марка топлива			
	Ф-5	Ф-12	40	100
1. Вязкость при 50 °С, не более:				
– условная, °ВУ – соответствующая ей кинематическая, мм²/с	5,0 36,2	12,0 89,0	– –	– –
2. Вязкость при 80 °С, не более:				
– условная, °ВУ – соответствующая ей кинематическая, мм²/с	– –	– –	8,0 59,0	16,0 118,0
3. Вязкость при 100 °С, не более:				
– условная, °ВУ – соответствующая ей кинематическая, мм²/с	– –	– –	– –	6,8 50,0
4. Динамическая вязкость при 0 °С, Па•с, не более	2,7	–	–	–
5. Зольность, %, не более, для мазута:				
– малозольного – зольного	– 0,05	– 0,10	0,04 0,12	0,05 0,14
6. Массовая доля механических примесей, %, не более:	0,10	0,12	0,5	1,0
7. Массовая доля воды, %, не более:	0,3	0,3	1,0	1,0
8. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие			
9. Массовая доля серы, %, не более, для мазута видов:				
I II III IV V VI VII	– 1,0 – 2,0 – – –	– 0,6 – – – – –	0,5 1,0 1,5 2,0 2,5 3,0 3,5	0,5 1,0 1,5 2,0 2,5 3,0 3,5
10. Коксуемость, %, не более	6,0	6,0	–	–
11. Содержание сероводорода	Отсутствие	–	–	–
12. Температура вспышки, °С, не ниже:				
– в закрытом тигле – в открытом тигле	80 –	90 –	– 90	– 110
13. Температура застывания, °С, не выше	-5	-8	10; 25*	25; 42*
14. Теплота сгорания (низшая) в пересчете на сухое топливо (не браковочная), кДж/кг, не менее, для мазута видов:				
– I, II, III и IV – V, VI и VII	41454 –	41454 –	40740 39900	40530 39900
15. Плотность при 20°С, кг/м³, не более	955	960	Не нормируется. Определение обязательно	

* Для мазута из высокопарафинистых нефтей

НЕФТЯНЫЕ РАСТВОРИТЕЛИ

4. *Нефтепродукты, нефть и газ*

4.4 *Продукты нефтепереработки*

4.4.1 *Растворители нефтяные*

Нефтяные растворители применяют в различных отраслях промышленности для растворения и экстракции органических соединений. Основной объем растворителей поставляют для нужд резиновой, лакокрасочной, лесохимической, маслоэкстракционной промышленности, а также для мойки и обезжиривания металлических поверхностей. Нефтяные растворители подразделяют на низкокипящие (бензиновые), выкипающие при температуре до 150°С (их маркируют индексом Б), и высококипящие (керосиновые), выкипающие при температуре более 150°С (их маркируют индексом К). В зависимости от углеводородного состава растворителя, исходного сырья и технологии получения нефтяные растворители подразделяют на следующие группы: П – парафиновые, содер. более 50 % (мас. доля) нормальных парафиновых углеводородов; Н – нафтеновые, содержащие более 50 % (мас. доля) нафтеновых углеводородов; И – изопарафиновые, содержащие более 50 % (мас. доля) изопарафиновых углеводородов; А – ароматические, содержащие более 50 % (мас. доля) ароматических углеводородов; С – смешанные, содержащие не более 50 % (мас. доля) углеводородов каждой из групп. В зависимости от содержания ароматических углеводородов группы нефтяных растворителей (кроме ароматических) делят на подгруппы.

Практическое применение нашли растворители нефрас-А-63/75, нефрас-А-65/75, нефрас-С2-80/120 и нефрас-С3-80/120. Нефрас-А-63/75, нефрас-А-65/75 (ОСТ 3801199-80) являются узкой гексановой фракцией деароматизованного бензина каталитического риформинга. Применяют в производстве полиэтилена низкого давления, синтетических каучуков, в легкой промышленности, при первичной обработке шерсти, в микробиологической промышленности в процессе экстракционной очистки белково-витаминного конденсата, в пищевой промышленности для экстракции пищевых жиров. Нефрас-С2-80/120, нефрас-С3-80/120 (ТУ 38.401-67-108-92). Первый представляет собой легкокипящую фракцию деароматизованного бензина каталитического риформинга, второй является бензином прямой перегонки малосернистых нефтей. Оба растворителя широко применяют в резиновой промышленности. ●

Номер группы	0	1	2	3	4	5
Содержание ароматических углеводородов, % (мас. доля)	<0,1	0,1–0,5	0,5–2,5	2,5–5,0	5–25	25–50

Наименования нефтяных растворителей	Обозначения
Растворитель для технических целей	Нефрас С-50/170
Бензин-растворитель для резиновой промышленности	Нефрас С2-80/120 Нефрас С3-80/120
Бензин-растворитель для лакокрасочной промышленности (уайт-спирит)	Нефрас С4-155/200
Сольвент нефтяной	Нефрас А-130/150
Сольвент нефтяной тяжелый	Нефрас А-120/200
Бензин экстракционный прямогонный	Нефрас С3-70/95
Бензин экстракционный	Нефрас С2-70/85
Бензин-растворитель для лесотехнической промышленности	Нефрас С3-105/130
Фракция петролейного эфира	Нефрас П4-30/80
Гептан-растворитель	Нефрас С3-94/99
Заменитель уайт-спирита	Нефрас С4-150/200
Гексановые растворители	Нефрас П1-65/75 Нефрас П1-63/75 Нефрас П1-65/70
Технологический растворитель для процесса «Алфол»	Нефрас Н2-220/300
Растворитель для бытовых инсектицидов	Нефрас И2-190/320

ПАРАФИН Т-1

4. Нефтепродукты, нефть и газ

4.4 Продукты нефтепереработки

4.4.2 Парафины

Парафин нефтяной Т-1 (ГОСТ 23683-89) – твердый очищенный парафин технического назначения, смесь твердых углеводородов метанового ряда. Основные эксплуатационные характеристики: в расплавленном состоянии обладает малой вязкостью. Является горючим веществом с температурой вспышки не ниже 160°С и температурой самовоспламенения не ниже 300°С.

Область применения парафина Т-1

Парафин Т-1 применяют в качестве сырьевого материала в различных отраслях промышленности: для изготовления товаров бытовой химии, в частности свечей, и в других отраслях народного хозяйства. ●

Технические характеристики

Наименование показателя	Норма по ГОСТ (ТУ)
Внешний вид и цвет	Кристаллическая масса белого цвета, допускаются оттенки серого или желтого
Температура плавления, °С	52 – 58
Массовая доля масла, %, не более	1,8
Цвет, условные марки, не более	11
Содержание водорастворимых кислот и щелочей	Отсутствие
Содержание механических примесей	Отсутствие

ДЭГ-1 И ТЭГ-1

4. Нефтепродукты, нефть и газ

4.4 Продукты нефтепереработки

4.4.3 Смолы

Смолы эпоксидные алифатические (ОКП 22 2529, ТУ 2225-027-00203306-97). Представляет собой продукт конденсации многоатомных спиртов с эпихлоргидрином с последующим дегидрохлорированием едким натром. ДЭГ-1 – продукт конденсации диэтиленгликоля с эпихлоргидрином. ТЭГ-1 – продукт конденсации триэтиленгликоля с эпихлоргидрином. Смолы растворимы в воде, спиртах, ацетоне.

Применяют в качестве активных разбавителей и пластификаторов заливочных, пропиточных, клеевых и герметизирующих составов на основе эпоксидно-диановых смол, эпоксидных связующих для стеклопластиков, клеев, компаундов в электротехнической промышленности, авиа- и судостроении и т.д., а также для отделки тканей (придание эффектов несминаемости и безусадочности). ●

Технические характеристики смол ДЭГ-1 и ТЭГ-1

	ДЭГ-1	ТЭГ-1
Внешний вид	Низковязкая жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	
Массовая доля эпоксидных групп, %	26	22
Массовая доля иона хлора, %, не более	0.04	0.05
Массовая доля омыляемого хлора, %, не более	1.4	1.5
Массовая доля гидроксильных групп, %, не более	-	-
Массовая доля летучих веществ, %, не более	1.5	1.5
Динамическая вязкость, при (25±0.1)°С, Па*сек, не более	0.07	0.09
Растворимость в воде	-	полная

РЕКЛАМА
Златоустовская Оружейная Фабрика 1815
200 лет Златоустовская Оружейная Фабрика 1815
на подпись директору ТОМЕЯ
Брендовый подарок с 200-летней историей
www.z-o-f.ru
8-800-100-1815

РЕКЛАМА
ATAMAN
www.atamanguns.ru
ПНЕВМАТИЧЕСКИЕ ВИНТОВКИ
АКСЕССУАРЫ
НОВИНКИ
ООО «МЗВО»
+7 (495) 9847629

«За последние почти 50 лет в стране подобных проектов не реализовывалось ни в Советском Союзе, ни в России (об Амурском ГПЗ)»

В. Путин

«Повышение степени переработки продукции, поставляемой на рынок, – приоритетная задача «Газпрома»

А. Миллер

«Поставки энергоресурсов из России – это неотъемлемая часть европейской энергетической архитектуры, поэтому любая попытка воспрепятствовать поставкам выглядит как угроза энергетической безопасности для всего континента»

М. Мерен

«Мы не занимаемся турбинами в администрации президента»

Д. Песков

«То, что делает Шрёдер, это ненормально!»

А. Меркель

«Всё, что направлено на повышение эффективности, самые современные технологии добычи, переработки мы также будем использовать для приближения к премиальным рынкам потребителей, таким как нефтехимия»

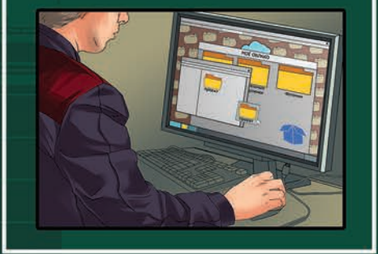
И. Сечин

«Я верю в проект «Северный поток-2» и я твердо убежден, что он будет реализован»

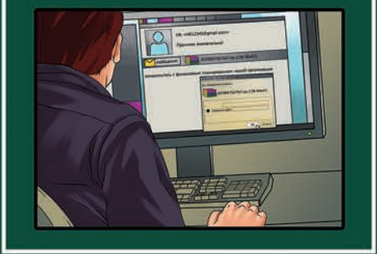
К. Шефер

РАБОТНИК КРИТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ,
ЗАПОМНИ — ЗАПРЕЩЕНО:

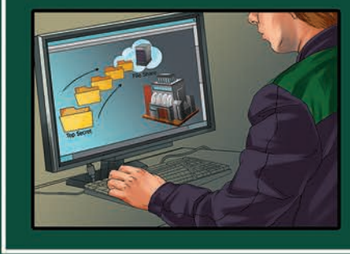
1 Передавать конфиденциальные файлы через внешние облачные сервисы



2 Проверять личную почту через рабочие станции промышленной сети



3 Скачивать файлы из внешних источников в промышленную сеть



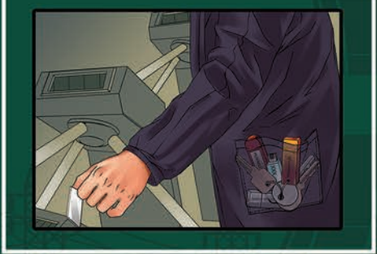
4 Использовать социальные сети и сервисы на рабочем месте

5 Развертывать собственные Wi-Fi сети на территории промышленных объектов

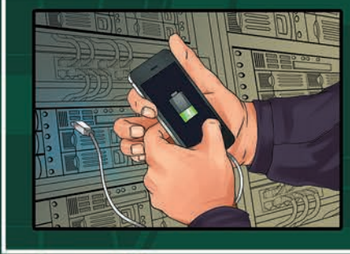
6 Загружать постороннее ПО на рабочие станции промышленной сети

7 Использовать камеры в личных мобильных устройствах

8 Использовать посторонние USB-накопители



9 Заряжать личные устройства через серверы и станции промышленной сети



РЕКЛАМА

Kaspersky Industrial CyberSecurity

KASPERSKY lab

© АО «Лаборатория Касперского», 1997 - 2016.

625026, РФ, Тюменская область, г. Тюмень, ул. Республики, 142, тел./факс: 8 (3452) 529-558; e-mail: consortium@tumgeo.ru; www.tumgeo.ru