ЭКОНОМНАЯ ПЕРЕРАБОТКА

РУЧНАЯ РАБОТА МИРОВОГО СТАНДАРТА

ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА В МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

9 [93] 2019

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ МИРЫ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

NOBELIUS

ФАМИЛЬНЫЙ ДОМ

КВАРТИРЫ ОТ 4,9 МЛН. РУБ

ИСТОРИЧЕСКИЙ КВАРТАЛ ВЫБОРГСКОГО РАЙОНА

РЯДОМ САМПСОНИЕВСКИЙ ПАРК И БОТАНИЧЕСКИЙ САД

ВИДОВЫЕ КВАРТИРЫ С ТЕРРАСАМИ

ИНТЕРЬЕРЫ В СТИЛЕ АНГЛИЙСКОЙ КЛАССИКИ С КАМИНОМ В ХОЛЛЕ

РЕКЛАМА

50 ШАГОВ ДО НЕВСКОГО ПРОСПЕКТА

НОВЫЙ НЕВСКИЙ

НОВЫЙ ДОМ БИЗНЕС-КЛАССА

СТАРТ ПРОДАЖ

ЗАСТРОЙЩИК ООО "ВИКТОРИЯ". ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ: NOBELIUS.HOUSE. АДРЕС: САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ВЫБОРГСКАЯ УЛ, 4 К.2. ПРИВЛЕЧЕНИЕ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ ПРОИЗВОДИТСЯ НА ОСНОВЕ ЗАКЛЮЧЕНИЯ ДОГОВОРА ДОЛЕВОГО УЧАСТИЯ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ. УКАЗАНА ЦЕНА ЗА СТУДИЮ ПЛОЩАДЬЮ 28,67 М². *NOBELIUS

PSK-INFO.RU

(812) 640 38 38

ЗАСТРОЙЩИК ООО «ТЕЛЕЖНАЯ 32», АДРЕС ОБЪЕКТА: ЖК «НОВЫЙ НЕВСКИЙ», УЛ. ТЕЛЕЖНАЯ, Д. 32, ЛИТ. А. ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ NEWNEVSKY.RU

ПСК

СОДЕРЖАНИЕ

Параллельные миры российской нефтегазохимии

6

Налоги вдобавок к инвестиционным стимулам

8

Как Интернет и СМИ могут помочь увеличить продажи на рынке ТЭК

26

Ручная работа мирового стандарта

Резиновые шланги компании Continental для вращательного бурения и гашения вибрации

32

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Параллельные миры российской нефтегазохимии 6

Налоги вдобавок к инвестиционным стимулам 8

С Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности! 9

События 14

ПЕРВОЙ СТРОЧКОЙ

Экономная переработка 16

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ

Организационные инновации для энергоэффективной добычи и переработки нефти 20

МАРКЕТ

Как Интернет и СМИ могут помочь увеличить продажи на рынке ТЭК 26

ЭКОЛОГИЯ

Высокоэффективный диспергент FINASOL OSR 52 для ликвидации разливов нефти 28

РЫНОК

От Сахалина до Балтики. «Трест Коксохиммонтаж» в российских СПГ-проектах 30

ОБОРУДОВАНИЕ

Ручная работа мирового стандарта. Резиновые шланги компании Continental для вращательного бурения и гашения вибрации 32

Сварочное оборудование в прокладывании газовых и нефтяных труб: новые разработки бренда SHINDAIWA 38

Группа компаний ТСС – Техника. Созидание. Сервис 40

Календарное планирование как основа цифровой трансформации НПЗ

76

Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии

94

Синтетические жидкие топлива – новые возможности и перспективы

108

Математическое моделирование процесса каталитического крекинга

114

ОБОРУДОВАНИЕ

Развлечение – это серьезно. Сервисы Спутникового ТВ МТС для нефтегазовой отрасли 46

ЭНЕРГАЗ – проекты газоподготовки и газоснабжения выполняются по плану 50

НЕФТЕСЕРВИС

Бурить нельзя останавливать. Как жить российскому нефтесервису? 58

СУДОСТРОЕНИЕ

Azipod® – инновации ABB для нефтегазового сектора России 62

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Встречайте VitalyX: мониторинг состояния смазочных материалов в режиме реального времени 66

Оптимизация рецептур смешения бензинов с использованием компьютерной моделирующей системы 70

Календарное планирование как основа цифровой трансформации НПЗ 76

Моделирование работы промышленных установок получения этилбензола 82

Системы «Техэксперт» – залог успешной автоматизации и цифровизации производства 88

ПРОМБЕЗОПАСНОСТЬ

Getac: Перегрев под контролем 92

ПЕРЕРАБОТКА

Углекислый газ как сырье для крупнотоннажной химии 94

Синтетические жидкие топлива – новые возможности и перспективы 108

Математическое моделирование процесса каталитического крекинга 114

Математическое моделирование реформинга нефтяных фракций 122

Дизельные топлива в математической модели 128

Нефтегаз Life 132

Классификатор 134

Россия в заголовках 138

Календарь событий 139

Цитаты 140

ЭПОХИ НГК

284 года назад

В 1735 году впервые произведен химический анализ нефти. Исследование образца доставленного в Петербург с берегов Волги провел Иоганн Аммак.

153 года назад

В 1866 году изобретен аппарат для сжигания топлива в распыленном состоянии. Через 4 года форсунка, где в качестве топлива использовалась нефть, была применена на пароходе «Иран» в акватории Каспийского моря.

150 лет назад

В 1869 году в Бакинском районе было 23 нефтеперегонных завода, к 1872 году их количество увеличилось почти в 2,5 раза.

115 лет назад

В 1904 году проведено статистическое исследование по использованию керосина: внутреннее потребление на 170 млн населения России составило 50 млн пудов.

93 года назад

В 1926 году впервые были произведены опыты по перекачке нефти с разбавителем. Их проводили инженеры А. Н. Саханов и А. А. Кащеев. В дальнейшем результаты использовали при проектировании нефтепровода «Грозный – Черное море».

85 лет назад

В 1934 году осуществлено кустовое бурение в Каспийском море. В следующем году в этой акватории было сооружено первое металлическое основание для бурения в море.

77 лет назад

В 1942 году на базе химического факультета МГУ создана Центральная лаборатория горючих и смазочных материалов.

33 года назад

В 1986 году началось раздробление нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей отраслей, в том числе акционирование.

29 лет назад

В 1990 году было переработано 57,7% нефти на российских НПЗ, экспортировано 42,3%.

17 лет назад

В 2002 году в России работало 436 нефтедобывающих предприятий, к этому времени их число увеличилось в 1,7 с 1998 года.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Выпускающий редактор
Алла Юдина

Аналитики
Артур Гайгер

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Денис Савосин
Николай Жабин
Сергей Щербаков

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

Ампилов Юрий Петрович
д.т.н., профессор, МГУ им. М.В. Ломоносова

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный технический университет

Бажин Владимир Юрьевич
д.т.н., эксперт РАН, Санкт-Петербургский горный университет

Данилов-Данильян Виктор Иванович
д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, Институт водных проблем РАН

Галиулин Рауф Валиевич
д.г.н., Институт фундаментальных проблем биологии РАН

Гриценко Александр Иванович
д.т.н., профессор, академик РАЕН

Гусев Юрий Павлович
к.т.н., профессор, ФГБОУ ВПО НИУ МЭИ

Данилов Александр Михайлович
д.т.н., ВНИИ НП

Двойников Михаил Владимирович
д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет

Еремин Алексей Михайлович
д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Илюхин Андрей Владимирович
д.т.н., профессор, Советник РААСН, Московский автомобильно-дорожный государственный технический университет

Каневская Регина Дмитриевна
действительный член РАЕН, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Макаров Алексей Александрович
д.э.н., профессор, академик РАН, Институт энергетических исследований РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
д.э.н., профессор, академик РАЕН, Институт энергетической стратегии

Мищенко Игорь Тихонович
д.т.н., профессор, Академик РАЕН, РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

Панкратов Дмитрий Леонидович
д.т.н., профессор, Набережночелнинский институт

Половинкин Валерий Николаевич
д.т.н., профессор, действительный член РАИН, Военно-морская академия

Салыгин Валерий Иванович
д.т.н., член-корреспондент РАН, профессор МИЭП МГИМО МИД РФ

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Екатерина Романова
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Андрей Тощев-Васильев
Юлия Коровочкина

Отдел по работе с клиентами
Юлия Смирнова

Выставки, конференции, распространение
Татьяна Петрова

Служба технической поддержки
Андрей Верейкин
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

pr@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 650-14-82

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

1954 - 2019

VOLAT

VOLAT – один из ведущих мировых производителей дорожной и внедорожной колесной автотехники высокой проходимости и большой грузоподъемности под монтаж бурового, кранового и другого технологического оборудования для нефтегазового комплекса.

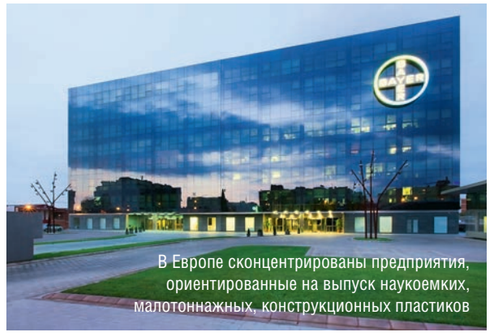
VOLAT готов предложить своим заказчикам широкий ассортимент шасси под монтаж различных установок, задействованных при проведении разведки, бурения, ремонта и сервисных работ в нефтегазовой отрасли: мобильные буровые установки, колтюбинговое оборудование, азотные станции, компрессорные, цементировочные установки, оборудование для выполнения геологоразведочных работ и пр.

МИНСКИЙ ЗАВОД КОЛЕСНЫХ ТЯГАЧЕЙ отмечает в 2019 году 65 лет со дня основания. Все эти годы главной задачей предприятия было и остается разработка и производство уникальных колесных шасси для перевозки тяжелых грузов по дорогам общего пользования и в условиях трудной проходимости. Более 300 моделей и модификаций автомобильной и прицепной техники, широкая линейка колесных формул от 4х4 до 16х16. Клиенты предприятия всегда смогут подобрать колесное шасси с необходимыми техническими характеристиками под монтаж производимого оборудования.

ТЕХНИКА, НЕ ЗНАЮЩАЯ ПРЕГРАД

ОАО «Минский завод колёсных тягачей»
пр-т Партизанский, 150
220021, г. Минск
Республика Беларусь
тел. (+375 17) 330-19-54
www.mzkt.by

РЕКЛАМА


В Европе сконцентрированы предприятия, ориентированные на выпуск наукоемких, малотоннажных, конструкционных пластиков

Страны с низким технологическим и научным потенциалом развивают нефтехимию за счет увеличения мощностей

РОССИЯ
Главное

Дешевизна транспортировки и сырья в России делает крайне выгодным производство крупнотоннажных полимеров

Основные активы российских ВИНК, имеющих пиролизные мощности, сосредоточены в нефтедобыче

НОМЕР, КОТОРЫЙ ВЫ ДЕРЖИТЕ В РУКАХ, МЫ ПОСВЯТИЛИ ВОПРОСУ, ВОЛНУЮЩЕМУ СЕГОДНЯ ВСЮ СФЕРУ НЕФТЕГАЗОХИМИИ – А ИМЕННО ТОМУ, КАКИМ ДОЛЖНО БЫТЬ СОВРЕМЕННОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ, ЧТОБЫ УСПЕШНО КОНКУРИРОВАТЬ НА МИРОВОМ РЫНКЕ, РАЗВИВАТЬСЯ В НОГУ С ЕВРОПЕЙСКИМИ КОНКУРЕНТАМИ И, ЗАГЛЯДЫВАЯ В БУДУЩЕЕ, ВИДЕТЬ В НЕМ НЕ ТОЛЬКО СВОЙ ПРОСЛАВЛЕННЫЙ БРЕНД, НО И ОБЩЕСТВО, ЖИВУЩЕЕ В ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ СРЕДЕ, ПОЛЬЗУЮЩЕЕСЯ ТОВАРАМИ, НЕ НАНОСЯЩИМИ ВРЕД ЗДОРОВЬЮ И ПРИРОДЕ

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ МИРЫ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОХИМИИ

Анна Павлихина

К критериям, позволяющим причислить отрасль к современным и технологически развитым, относят, в первую очередь, автоматизацию технологических процессов и внедрение цифровых технологий. Именно на поддержание этого общеотраслевого тренда направлены усилия менеджмента крупнейших компаний и государственные программы. Но может ли быть успешной и конкурентоспособной отрасль, в которой одни звенья цепи укрепляют и максимально доводят до уровня мировых стандартов, а на другие десятилетиями не обращают внимания? Именно такой процесс можно наблюдать в последние годы в российской нефтегазохимии. Его можно охарактеризовать как временной разрыв, когда часть предприятий отрасли являют собой образец заводов XXI века, в то время как другие напоминают застывшую во времени картинку из советских учебников.

Основной вид нефтехимической продукции – полимеры во всем их разнообразии. Но развитие отрасли определяется балансом производства и потребления базовых крупнотоннажных продуктов, таких как ПЭ (полиэтилен), ПП (полипропилен) и ПЭТФ, или попросту, полиэтилентерефталат. Производства базовых полимеров в основном строятся либо в регионах с повышенным спросом – АТР, либо с дешевым сырьем и коротким логистическим плечом, как на Ближнем Востоке. В Европе сконцентрированы предприятия, ориентированные на выпуск наукоемких, малотоннажных, конструкционных пластиков. Именно в этот сектор идут основные инвестиции.

Таким образом, страны с низким технологическим или научным потенциалом развивают нефтехимию за счет увеличения мощностей (так, в Саудовской Аравии уже стоят заводы-миллионники, а в США летом этого года ExxonMobil и SABIC начали строить крупнейшую в мире установку пиролиза этана, мощностью 1,8 млн тонн). А страны, не обладающие достаточными углеводородными ресурсами, инвестируют в научный потенциал и развивают производство малотоннажных наукоемких и дорогих продуктов.

Россия относится к странам с большими запасами углеводородного сырья. Дешевизна транспортировки и сырья, обеспеченная таможенными и налоговыми льготами, делает крайне выгодным производство крупнотоннажных полимеров. Кажущиеся безграничными запасы нефти и газа позволяют зарабатывать на минимальной переработке без вложений в интеллектуальную составляющую. Поэтому, когда речь заходит о конструкционных пластиках, ряд марок приходится стопроцентно импортировать. Эта зависимость уже обернулась немалыми проблемами (история с МС-21).

Несмотря на внушительный углеводородный потенциал, нефтехимия занимает в экономике нашей страны 1,5%. Пиролизные мощности, созданные более полувека назад, загружены под завязку и, несмотря на частичную модернизацию, общими усилиями выдают 3 млн тонн в год, что существенно уступает другим мировым производителям. Аналитики VygonConsulting подчеркивают интересную особенность: крупнейшие нефтехимические структуры в России, владеющие пиролизными установками, не являются чисто химическими компаниями. Основные активы Газпрома, ТАИФ НК Роснефти, ЛУКОЙЛа сосредоточены в нефтедобыче. Казалось бы, собственное дешевое сырье дает возможность производить высокомаржинальный продукт и вкладывать средства в обновление оборудования и увеличение их мощности. Но по факту переработка для этих ВИНК – вторичный ресурс.

В 2012 г. Минэнерго утвердило План развития нефтегазохимии до 2030 г., построенный на кластерном принципе, суть которого в создании производственной цепочки от скважины до прилавка. Ряд компаний заявили о намерениях по строительству крупных мощностей. Но ни один проект так и не был реализован.

С производством базовых крупнотоннажных полимеров ситуация чуть лучше. Но на них одних далеко не уедешь. Технологии будущего, да и большинство ныне существующих, немыслимы без наукоемких продуктов пластпереработки. Российские мейджоры, чьи интересы лежат больше в сфере добычи, не демонстрируют интереса к прорывным технологиям в переработке. В то же время, не имея прочной научной базы, интегрированной в международные исследовательские процессы, компании не рассматривают проекты по созданию наукоемких малотоннажных продуктов пластпереработки. Без пластиков невозможно дальнейшее совершенствование технологий, производство современного оборудования, робототехники, т.е. тех направлений, за которыми будущее нефтегазовой отрасли и вообще всего мира. Российские инновации могли бы сосредоточиться на биоразлагаемых полимерах и переработке пластикового сырья (буквально валяющегося под ногами).

Это хороший способ привлечь инвесторов. Особенно в тех случаях, когда речь идет об иностранных инвестициях. Вопросы возобновляемых пластиков для российских компаний – относительно новое явление, но крупные игроки, претендующие на мировые рынки, должны работать по тем же правилам, что и их зарубежные коллеги.

НАЛОГИ ВДОБАВОК К ИНВЕСТИЦИОННЫМ СТИМУЛАМ

Николай Жабин

Минфин РФ может повысить налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для компенсации затрат на инвестиционные стимулы Роснефти и Газпром нефти, разрабатывающим Приобское месторождение.

Ведомство рассматривает возможность дополнительного повышения НДПИ на нефть и введение НДПИ на ПНГ. При этом Минфин РФ планирует уменьшить размер вычета НДПИ при снижении нефтяных котировок.

Роснефть добилась льгот для Приобского месторождения 27 мая 2019 г.

Ключевую роль здесь сыграл опыт инвестиционного соглашения, заключенного по Самотлорскому месторождению. В 2018 г. благодаря росту поступлений по НДПИ и таможенной пошлине бюджет получил дополнительно 60 млрд руб. Другими словами, компания полностью компенсировала бюджету предоставленные льготы.

Вслед за Роснефтью налоговые льготы по Приобскому месторождению получила Газпром нефть. Тогда вопрос предоставления льгот даже спровоцировал заочную полемику между И. Сечиным и А. Дюковым. В частности, глава Роснефти заявлял, что на компанию приходится только 3% льгот в отрасли, тогда как на Газпром нефть – порядка 30%.

В свою очередь А. Дюков говорил о том, что «нужно сравнивать яблоки с яблоками, а не яблоки с огурцами» – Газпром нефть платит один из самых высоких НДПИ в отрасли на традиционных месторождениях, а размер льгот нужно сравнивать с учетом качества запасов.

Благодаря инвестиционным стимулам Роснефть сможет инвестировать дополнительные значительные средства в развитие Приобского месторождения на фоне снижения платы по НДПИ за данный участок в объеме 46 млрд руб. ежегодно в течение 10 лет.

В июле В. Путин поручил Минэнерго РФ совместно с Минфином РФ представить финансово-экономическое обоснование для представления мер господдержки при разработке Приобского месторождения. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

Компания СИБУР представила проект строительства Амурского ГХК, который должен стать крупнейшим в мире по производству базовых полимеров – ПП и ПЭ. В чем основные преимущества строительства нового комплекса?

Какое основное преимущество дает строительство ГХК на Дальнем Востоке?

- **27%** Повышение конкурентоспособности газохимии России на мировом рынке
- **8%** Т.о. на Дальнем Востоке создается полноценный кластер
- **12%** Создается нескольких сотен новых рабочих мест
- **23%** Строительство крупных промышленных объектов в регионе препятствует оттоку населения
- **30%** Строительство завода по производству базовых полимеров создает предпосылки для развития более глубокой переработки в образующемся кластере

Один из проектов фабрики проектного финансирования – строительство комплекса в Находке, который должен стать одним из крупнейших производителей метанола в России. Это не единственный метанольный проект, существуют планы строительства заводов в Сковородино, Хабаровском крае и Якутии. Нужно ли стране столько метанола?

Надо ли в России строить заводы по производству метанола?

- **22%** Да. Это обеспечит прирост несырьевого экспорта
- **15%** Нет. Такие производства наносят вред окружающей экосистеме
- **4%** Да. Реализация всех проектов позволит занять России до 15% мирового рынка метанола
- **2%** Нет. Действующие мощности вполне покрывают потребности рынка
- **31%** Да. В России низкая себестоимость сырья, поэтому важно развивать все газохимические проекты, а метанол, с точки зрения развития газохимии, считается наиболее перспективным продуктом
- **14%** Нет. Только если речь идет о биометаноле

Уважаемые коллеги! Дорогие друзья!

Искренне поздравляю работников нефтяной и газовой промышленности, ветеранов отрасли с профессиональным праздником!

Результаты, с которыми мы подошли к этому дню, показывают, что топливно-энергетический комплекс страны поступательно развивается. За счет модернизации и применения инновационных решений увеличивается эффективность производства, многое делается для повышения экологической безопасности, укрепления социальных гарантий трудящихся.

Растут основные производственные показатели. В нефтяной сфере опережающими темпами увеличивается добыча в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами и на шельфе, реализуется масштабная программа развития инфраструктуры транспорта нефти в восточном направлении. Только за прошлый год введены в эксплуатацию 54 новых месторождения. Активно ведется строительство экспортных газопроводов – «Турецкий поток», «Северный поток-2», «Сила Сибири», запущены мощности «Ямал СПГ». Все это значительно расширяет географию поставок углеводородов, в том числе и на стратегических для страны направлениях.

Формирование энергетического фундамента имеет решающее значение для пространственного развития страны, освоения территорий, строительства транспортных коридоров, создания новых рабочих мест, обустройства городов и поселков.

В нефтяной и газовой отраслях заложен огромный потенциал для развития. Чтобы использовать его в полной мере для ускоренного роста экономики страны, повышения качества жизни граждан, необходим ваш труд и ваши таланты.

В этот праздничный день хочу пожелать вам новых профессиональных успехов, благополучия в семье и крепкого здоровья. С праздником!

Министр энергетики Российской Федерации
А.В. Новак

С ДНЕМ РАБОТНИКА НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!

Уважаемые работники и ветераны нефтегазовой отрасли! Коллеги!

От всей души поздравляю вас с вашим главным профессиональным праздником – Днем работника нефтяной и газовой промышленности!

Топливно-энергетический комплекс России – это становой хребет и локомотив развития всей экономики страны. Сегодня, в новом, меняющемся мире он продолжает играть ключевую роль в освоении новых пространств и технологий, наполнении казны и решении важнейших социальных задач. Так, полным ходом идет реализация проектов в Восточной Сибири и на Ямале, в Арктике, Россия завоевывает новые позиции в мировой торговле сжиженным газом, в секторе газомоторного топлива, в развитии важнейших метано-водородных технологий. На экономические вызовы, внешнее давление и санкционные ограничения газовики и нефтяники отвечают повышением эффективности работы ускоренным импортозамещением, в очередной раз доказывая, что наше трудолюбие, упорство и способность к самоотверженному труду помогают преодолеть любые трудности и преграды, хоть природные, хоть намеренно создаваемые.

Государство и сама жизнь ставит перед работниками нефтегазовой отрасли новые серьезные задачи. Это и дальнейшее повышение эффективности работы и снижение затрат, и скорейшая разработка и внедрение новейших технологий, и цифровизация, и экологизация, и даже декарбонизация.

Уверен, что все это по плечу вам, коллеги! Замечательные традиции, накопленный научно-технический потенциал, высокопрофессиональные кадры, самые современные отраслевые технологии и дальше будут прочной основой для устойчивого развития самого нефтегазового комплекса, экономики и социальной сферы нашей страны, повышения благосостояния наших граждан.

Желаю вам и вашим близким здоровья, благополучия, успехов и уверенности в будущем, новых профессиональных достижений на благо отрасли и нашей Родины!

Председатель комитета Государственной Думы по энергетике
П.Н. Завальный

Дорогие друзья!

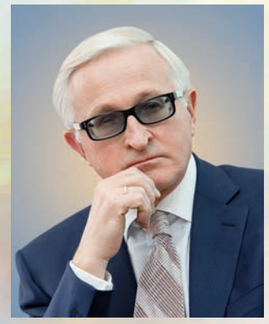
От имени Российского союза промышленников и предпринимателей поздравляю работников нефтяной, газовой и топливной промышленности с профессиональным праздником!

Благодаря постоянному внедрению эффективных технологических решений, высокому профессионализму и огромному опыту нефтяников отрасль уверенно развивается, внося вклад в поступательный рост российской экономики. Ведутся работы по разработке месторождений, трудноизвлекаемых запасов, осваиваются перспективные залежи тяжелой нефти.

Нефтегазовый сектор является передовым по освоению самых совершенных технических разработок, в частности, smart-технологий. По оценкам экспертов, в перспективе за счет управления такого рода процессами достижим прирост ВВП в РФ до 0,5%.

Крупнейшие российские компании ТЭК ведут успешные проекты и за рубежами страны – достижения наших инженеров, технологов и ученых высоко оценивает мировое нефтегазовое сообщество. «Роснефть» осуществляет свою деятельность более чем в 15 странах мира, в том числе на территории Канады и США. ЛУКОЙЛ осваивает иракское месторождение «Западная Курна-2», работает в Узбекистане.

Предприятия ТЭК показывают пример высокой социальной ответственности бизнеса. Они улучшают жизнь россиян – реализуют крупные культурные, образовательные программы, осуществляют проекты в области здравоохранения.



Желаю работникам отрасли новых свершений и дальнейшего плодотворного развития на благо России!

Президент Российского союза промышленников и предпринимателей
А.Н. Шохин

Дорогие друзья!

Сердечно поздравляю вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности!

Для арктического региона – это дорогой всем поколениям северян праздник. Он вместил в себя героический труд первопроходцев, открытие и обустройство крупнейших в мире углеводородных месторождений, строительство городов и поселков на Крайнем Севере. Благодаря нашим ветеранам, их силе духа и профессионализму Ямал стал опорной зоной и стратегическим форпостом российского государства в Арктике.

С честью продолжая традиции легендарных предшественников, предприятия ТЭК вносят весомый вклад в социально-экономическое развитие округа, конкретными делами способствуют реализации проектов Правительства региона по обеспечению достойной жизни в регионе. Благодарю руководство и коллективы компаний за высокую социальную ответственность. Пусть ваша деятельность и впредь превращает энергию труда в энергию развития Ямала и всей страны.

Желаю вам дальнейших успехов и гордости за свое дело!

Губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа
Д.А. Артюхов

Уважаемые коллеги, друзья!

От имени Совета Союза нефтегазопромышленников России поздравляем Вас с профессиональным праздником – Днем работников нефтяной и газовой промышленности! В этот день вся наша страна чествует каждого из Вас, чей нелегкий труд во многом обеспечивает энергетическую безопасность страны. Наш профессиональный праздник – это, прежде всего, дань героизму, мужественности тех, кто находится сегодня на трудовой вахте: это дань памяти тех первопроходцев, кто создавал неутомимым трудом, упорством нефтегазовый комплекс нашей страны, летописи их славных дел!

Мы гордимся, что нефтегазовый комплекс России является одним из крупнейших в мире, – Россия третий в мире производитель и потребитель энергоресурсов.

Этот год проходит под знаком подготовки к 75-летию победы над фашизмом, победы во второй мировой войне. Вся деятельность нефтяников, нефтегазостроителей в период Великой Отечественной войны является поистине героической. Преодолевая огромные трудности сурового военного времени, нефтяники обеспечивали бесперебойное снабжение фронта, регионов страны нефтепродуктами.

Глубокое уважение памяти всем тем, кто с честью выполнил свой долг перед Родиной в годы войны, проявил мужество, доблесть, несгибаемую волю к Победе! Тысячи и тысячи ученых, геологов, строителей, нефтяников, газовиков вершили Великий Подвиг, помогая в годы войны титаническим упорством и трудом добиваться Победы над общим врагом, а впоследствии, открывая земные кладовые и шаг за шагом завоевывая суровые пространства, осваивая новые нефтегазоносные территории. Будем же и впредь гордиться своей профессиональной принадлежностью.

Сегодня на повестке дня страны новые задачи, ключевые темы: развитие экономики в условиях санкций, подъем собственной науки и промышленности, совершенствование кадрового потенциала (недаром День нефтяника в этом году совмещен с Днем знаний), масштабная модернизация отечественного производства, выход на новые, передовые технологические процессы. При этом надо помнить, что фундаментом, стимулирующей инфраструктурой экономического и индустриального развития страны была и остается нефтегазовая отрасль. Россия, избрав инновационный вектор своего развития, по-прежнему делает ставку на свой огромный природный потенциал.

Отдавая должное огромному труду большого производственного и научного коллектива нефтяной, газовой и строительной отраслей ТЭК, хочу пожелать плодотворной и успешной работы, продолжения и укрепления дела, начатого нашими учителями, коллегами, отцами и дедами. Выражаю уверенность, что эта деятельность даст новый импульс повышению эффективности использования отечественных недр, энергоресурсов, расширит сферу научно-технического прогресса.

Счастья и благополучия всем! Оптимизма и успехов в трудном и почетном деле! Доброго, праздничного настроения!

Президент Союза нефтегазопромышленников России
Г.И. Шмаль

Ямало-Ненецкий автономный округ

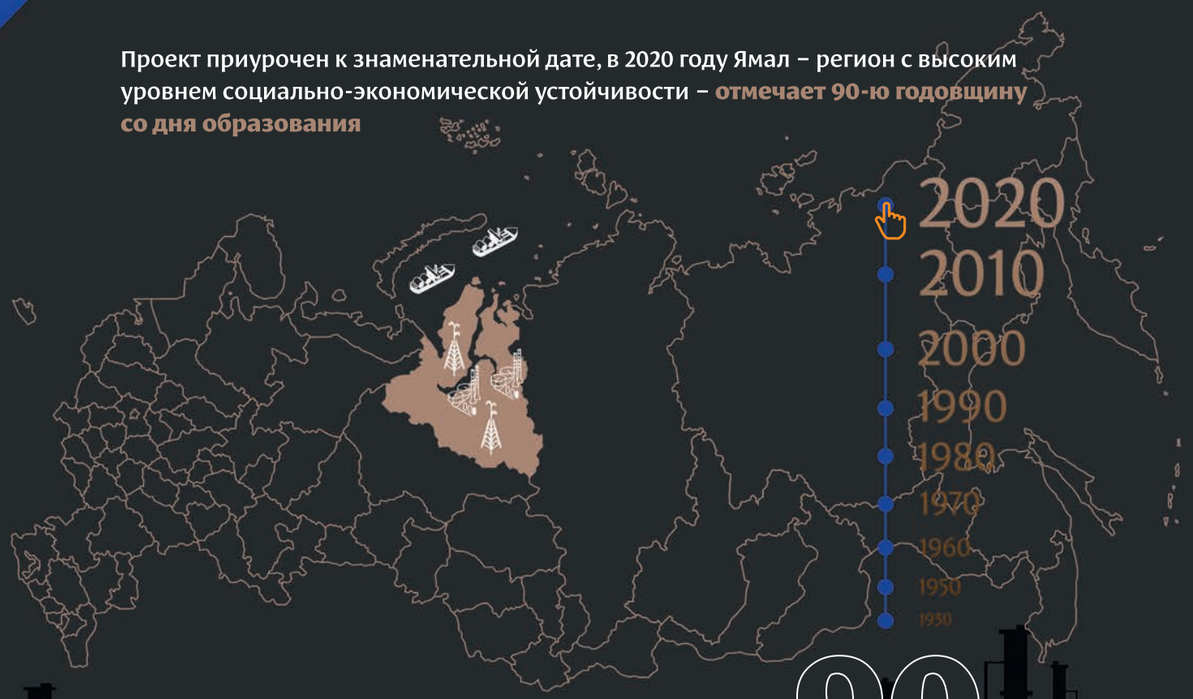
Neftegaz.RU

Neftegaz.RU

Информационное агентство Neftegaz.RU по соглашению с правительством Ямало-Ненецкого автономного округа и при поддержке Министерства энергетики РФ, приступило к реализации интерактивного федерального медиапроекта:

Ямал – сердце нефтегазовой отрасли промышленности России

Проект приурочен к знаменательной дате, в 2020 году Ямал – регион с высоким уровнем социально-экономической устойчивости – **отмечает 90-ю годовщину со дня образования**



90 лет

«Ямал — сердце нефтегазовой отрасли промышленности России» — это современная интерактивная интернет-площадка, демонстрирующая поэтапное развитие нефтегазовой промышленности в регионе

Медиапроект будет состоять из нескольких частей:

Интерактивная карта

на которой будут представлены основные нефтегазовые предприятия, энергетические структуры и предприятия смежных отраслей промышленности, работающие в регионе. В формате одного информационного окна можно будет заглянуть в прошлое, настоящее и будущее нефтегазодобычи на Ямале

Предприятия

занимающиеся разработкой месторождений в ЯНАО и оказывающие услуги по проектированию, коммуникации, бурению и т.д., представят свою работу на месторождениях и планы развития. А также все, кто вносит вклад в социально-экономическое развитие региона

Транспортировка

Предприятия, оказывающие услуги транспортировки в Арктике, в том числе по Северному морскому пути (СМП)

Экспертные комментарии

и интервью от главы администрации региона, руководителей министерств, авторитетных специалистов нефтегазовой отрасли промышленности России

Инвестиционные проекты ЯНАО

Можно будет подробнее ознакомиться с государственными программами развития добычи нефти и газа в ЯНАО

Объекты малых народов Севера

Уже в феврале 2020 года медиапроект будет в открытом доступе на www.yanao.neftegaz.ru

Выборы президента
Обвал рынка акций
Газовые войны
Запуск нового производства
Слияние капиталов
Северный поток
Новый глава Роснедр
Цены на нефть

МГП Сила Сибири наполнили газом

Газпром начал плановые мероприятия по вытеснению азота и наполнению полости МГП Сила Сибири технологическим природным газом. В ближайшее время должна получить развитие система, подходящая к МГП Сила Сибири-1, планируется провести масштабную газификацию Якутии, в том числе ее южных районов.

Закачка технологического газа – это этап техпроцесса подготовки начала транспортировки газа. Технологический газ, поступающий в МГП, постепенно вытесняет азот и заполняет трубу до определенного уровня давления. После окончания этой операции МГП будет введен в эксплуатацию, и начнется поставка газа в Китай и на внутренний российский рынок. Этот крупнейший в мире трубопроводный проект будет реализован 1 декабря 2019 г. Перед правительством Якутии и компаниями поставлена также задача развития газовой переработки, в первую очередь для производства газомоторного топлива. Уже к 2023 г. такое производство должно появиться, его расширение позволит преодолеть зависимость от завоза топлива.

Добро пожаловать на российский арктический шельф

Минэнерго России считает целесообразным привлечение иностранных инвесторов к разработке арктического шельфа РФ для нераспределенных лицензий.

При этом А. Новак отметил, что законодательство и сегодня не запрещает привлекать зарубежные компании к проектам в Арктике, но для повышения их привлекательности можно было бы разработать «дополнительные инструменты».

Минэнерго, в частности выступает за изменение фискальных условий разработки проектов на арктическом шельфе РФ. По мнению министра, сегодняшние условия «экономически непривлекательны в связи с тем, что доходность очень низкая». Предлагается ввести налоговые льготы для арктических проектов, которые бы позволили повысить их доходность и привлечь инвесторов.

2,2 млрд руб. на развитие атомного энергопрома

Правительство РФ приняло решение инвестировать в 2019–2020 гг. порядка 2,2 млрд руб. в техперевооружение в рамках госпрограммы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса». Ожидается, что средства будут вложены в уставные капиталы акционерных обществ отрасли. Деньги будут выделены государственному научному центру НИИ атомных реакторов на реактор на быстрых нейтронах – 555 млн руб., Троицкому институту инновационных и термоядерных исследований для технического перевооружения токамака Т-11М – 335,8 млн руб., НИИЭФА им. Д. В. Ефремова на развитие экспериментально-технологической базы – 378,4 млн руб. Средства из бюджета также получит Красная звезда – на технологический центр и информационную сеть управляемого термоядерного синтеза (58,7 млн руб.), НИИ

неорганических материалов им. академика А. А. Бочвара – на разработки в сфере сверхпроводящих материалов и термоядерного синтеза (425 млн руб.) и Институт энерготехники им. Н. А. Доллежаля – на работы по управляемому термоядерному синтезу (429,2 млн руб).

Вторая ветка ВСТО
Богучанская ГЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Юзный поток
Цены на газ
Слияние капиталов
Северный поток достроили

Графен в помощь

Тюменские ученые нашли способ добывать нефть из очень зрелых месторождений.

Сегодня, чтобы добыть всю нефть, физико-химические методы сочетают с микроэмульсионным затоплением. Такой способ позволяет наиболее эффективно вытеснять полезное ископаемое за счет своей тяжести и вязкости. Микроэмульсия тяжелее нефти,

не смешивается с ней и при затоплении выталкивает ее на поверхность. Однако такой состав весьма чувствителен к агрессивным реальным условиям и при сталкивании с ними теряет свои идеальные свойства.

В 2015 г. сибирские ученые доказали эффективность периодической гидрофобизации коллекторов в процессе фильтрации углеводородов в пластовых условиях, указав, что вытеснение нефти путем образования неоднородного адсорбированного слоя гидрофобизатора особенно эффективно в низкопроницаемых коллекторах.

Цель нынешнего исследования – сформировать на границе раздела «нефть-вода» переходную зону с низким поверхностным натяжением, которая была бы микроэмульсией, но имела низкую чувствительность к температуре и жесткости отложений. Для этого ученые ТГУ выбрали водную суспензию на основе плоских наночастиц графена. Результаты исследований доказывают перспективность разработки технологии с использованием «графеновой» суспензии для вытеснения остаточной нефти из пласта.

Тест-драйв для автокатализаторов

Росатом разработал новую методику сравнительных ресурсных испытаний

автомобильных катализаторов на динамометрическом стенде, оснащенном двигателем внутреннего сгорания, которая позволит сократить время испытаний практически в 3 раза.

Каталитический преобразователь должен обеспечить снижение содержания вредных составляющих выхлопных газов. Он должен помогать преобразовать CO, CH и NO_x в менее вредные вещества: CO_2, H_2O, N_2, O_2. Ресурсное испытание автомобильного катализатора в составе двигателя внутреннего сгорания является финальным этапом его разработки и проводится для наиболее перспективных образцов, при этом являясь наиболее дорогостоящим и продолжительным процессом.

Актуализация Стратегии-2035

А. Новак провел установочное заседание рабочей группы по актуализации проекта Энергетической стратегии (ЭС) до 2035. Ключевые положения практически сформированы. Для уточнения задач, индикаторов и мер проекта проведено анкетирование отраслевого и научного сообщества. Целью проекта ЭС-2035 определено достижение структурно и качественно нового состояния энергетики, максимально содействующего динамичному социально-экономическому развитию и обеспечению национальной безопасности России. Ее достижение будет осуществляться по 4 направлениям: эффективное обеспечение

потребностей социально-экономического развития России соответствующими объемами производства и экспорта продукции и услуг ТЭК; пространственное и региональное развитие энергетики; достижение технологической независимости ТЭК и повышение его конкурентоспособности; совершенствование госуправления и развитие международных отношений. ●

ЭКОНОМНАЯ ПЕРЕРАБОТКА

НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ СЕКТОР ОТНОСИТСЯ К ЧИСЛУ ОДНИХ ИЗ САМЫХ ЭНЕРГОЕМКИХ, ПОЭТОМУ СОКРАЩЕНИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСОВ – ОДНА ИЗ ВЕДУЩИХ ЗАДАЧ ОТРАСЛИ. ЭТО НЕОБХОДИМО, С ОДНОЙ СТОРОНЫ, В ЦЕЛЯХ ОХРАНЫ ПРИРОДЫ И СБЕРЕЖЕНИЯ ЕЕ БОГАТСТВ. С ДРУГОЙ СТОРОНЫ, ДЛЯ САМИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ЭКОНОМИЯ НА ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИИ СТАЛО НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТЬЮ РАБОТЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И СНИЖЕНИЮ ЗАТРАТ

Ирина Герасимова

Пятый вид топлива

Затраты на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) относятся к одной из основных статей расходов НПЗ. Так, в прошлом году НПЗ «Роснефти» (это 13 крупных предприятий суммарной мощностью 118,4 млн тонн нефти в год и несколько мини-НПЗ) потратили 10,55 млн т.у.т. ТЭР. Это больше половины потребления ТЭР всей «Роснефти». В показатель отнесены тепловая и электрическая энергия, а также топливо, объемы которых приведены к т.у.т. В денежном выражении расходы составили 63,8 млрд руб., сообщала компания.

В России ряд повышение энергоэффективности предприятий – часть государственной политики. В 2008 г. Указом Президента РФ была поставлена цель по снижению к 2020-му энергоемкости ВВП на 40% от уровня 2007 г. (правда, уже ясно, что задача выполнена не будет). В 2009 г. принят федеральный закон об энергосбережении и повышении энергоэффективности. В стране создаются соответствующая нормативно-правовая база и инфраструктура.

Одновременно повышение энергоэффективности ведется и по инициативе владельцев самих НПЗ, поскольку является одним из основных путей снижения издержек. Актуальность мероприятий по энергосбережению усилилась после череды экономических кризисов и особенно последнего падения нефтяных цен. Кроме того, экономия на ТЭР – глобальный тренд, которому давно следуют предприятия развитых стран.

Рациональное расходование ТЭР позволяет предприятиям «зарабатывать» сотни миллионов рублей в год. Так, нефтеперерабатывающий сегмент «Роснефти» в 2018 г. сэкономил 445 тыс. т.у.т. энергоресурсов. При этом один только Сызранский НПЗ в прошлом году сберег 52 тыс. т.у.т, в денежном эквиваленте – 253 млн руб. А два завода «Газпром нефти»: Омский и Московский НПЗ, – в 2018 г. получили экономический эффект от выполнения энергосберегающих мероприятий в размере 447,4 млн руб.

ФАКТЫ

118,4

МЛН ТОНН

нефти в год – суммарная мощность 13 НПЗ «Роснефти»

Равнение на лучших

Повышения энергоэффективности НПЗ – сложный непрерывный процесс, требующий системного подхода. Поэтому российские компании работают по программам энергосбережения, рассчитанные на несколько лет. На ведущих предприятиях нефтеперерабатывающей отрасли введена система энергетического менеджмента системы энергетического менеджмента по стандарту ISO 50001. Стандарт определяет требования для системы энергоменеджмента, который позволяет следовать системному подходу в последовательном улучшении энергосистемы предприятия.

«Роснефть» с 2013 г. проводит среди своих дочерних обществ рейтинг по результатам внедрения энергоменеджмента. В 2018 г. первое, второе и третье места среди нефтеперерабатывающих предприятий компании заняли, соответственно, Саратовский НПЗ, Туапсинский НПЗ и Рязанская НПК.

Для мониторинга энергоэффективности и определения целевых показателей ее повышения многие крупные российские НПЗ используют методику сравнительного анализа американской консалтинговой фирмой Solomon Associates. Эту методику широко применяют мировые предприятия отрасли, включая ведуших.

Ключевым показателем энергоэффективности НПЗ является индекс энергоемкости Energy Intensity Index (EII). Он показывает отношение фактического энергопотребления предприятия к энергопотреблению среднемирового НПЗ подобной конфигурации. Индекс может определяться и для всего завода, и для каждой его технологической установки. Чем меньше значение EII, тем выше уровень энергетической эффективности.

Один раз в два года Solomon проводит бенчмаркинговые исследования мировых НПЗ (более 350 предприятий). Результаты всех участников представляются в таблицах в виде квартилей (четвертей). Лидеры отрасли относятся к первому, а наименее энергоэффективные – к четвертому. Согласно результатам за 2016 г., средний относительный EII российских предприятий соответствует всего лишь последнему квартилю, уступая аналогичному показателю НПЗ

остального мира (третий квартиль). Показатели энергоэффективности российских НПЗ повышаются, но существуют еще возможности для дальнейшего улучшения, отмечено в материалах Solomon.

Рост действительно есть. Так, индекс энергоемкости в «Роснефти» в 2017 г. составил 124,8 пункта, снизившись по отношению к предыдущему году на 2,9 пункта. В 2018 г. показатель был улучшен еще на 2,9 пункта.

В прошлом году EII Московского НПЗ составил 111 (как и годом ранее, но еще в 2014 г. показатель был равен 122). EII Омского НПЗ еще ниже – 106 (107 в 2017 г.). Индекс СП «Газпром-нефти» и «Роснефти» «Славнефть-ЯНОС» в прошлом году улучшился до 103 по сравнению с 105 годом ранее.

Энергоэффективность и модернизация

Мероприятия по увеличению энергоэффективности НПЗ связаны, в первую очередь, с техническим перевооружением производств и введением новых технологий.

В ходе продолжающейся модернизации российские предприятия избавляются от технологических объектов прошлого поколения и стоят современные, менее энергоемкие установки. Устаревшее оборудование поэтапно подвергают замене, освещение переводят на светодиоды.

Ведется настоящая борьба за снижение теплопотерь. Так, на предприятиях «ЛУКОЙЛа» в прошлом году модернизировали системы утилизации тепла печей, в результате увеличив КПД печей и снизив потребление топлива на 2,5–4%.

На Московский НПЗ в 2017 г. основную часть экономии от энергосберегающих мероприятий (а это 88 млн руб.) обеспечила модернизация печей установки первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-6. В прошлом году на предприятии был модернизирован парк теплового и пароконденсатного оборудования, повышена эффективность работы насосного оборудования. Также завод оптимизировал режимы работы печей установок первичной переработки нефти и гидроочистки бензина каталитического крекинга.

ФАКТЫ

На 4 %

снизилось потребление топлива на предприятиях «ЛУКОЙЛа» в результате модернизации системы утилизации тепла печей

В 2018 г. на Омском НПЗ печи установок изомеризации легких бензиновых фракций и каталитического крекинга были обработаны инновационным теплосберегающим покрытием. Была введена новая системы автоматической очистки теплового оборудования комплекса глубокой переработки мазута. Кроме того, проведена реконструкция магистральных паропроводов.

На Саратовском НПЗ «Роснефти» в 2017 г. благодаря оптимизации пароконденсатной схемы технологических установок потребление тепловой энергии было снижено на 23,2 тыс. Гкал. Также на предприятии поршневые компрессоры заменены на центробежные, что позволило снизить расход энергии на 30–35%. В компании отметили большой экономический эффект и от установки современного насосного оборудования. Кроме того, НПЗ перешел с использования в технологическом процессе пара на теплофикационную воду.

Контроль, учет и управление

Еще один путь к экономии ТЭР – тщательный контроль, учет и регулирование их расходования. Основная роль здесь принадлежит автоматизированным и цифровым системам.

На Саратовском НПЗ учет всех энергоресурсов ведется с помощью автоматизированной системы. В частности, она помогает поддерживать температуру теплофикационной воды. Благодаря этому минимизируется потребление пара, который направлен на нагрев жидкости, а покупка электроэнергии на оптовом рынке ежегодно дает экономию в размере 40–50 млн руб.

На всех технологических установках Сызранского НПЗ внедрена система цифрового мониторинга основных производственных процессов. В режиме реального времени сотрудники отслеживают расход пара, электроэнергии, жидкого и газообразного топлива и оперативно корректируют работу оборудования.

Рязанская НПК, крупнейший НПЗ «Роснефти», недавно завершила модернизацию автоматизированной системы управления технологическим процессом установки гидроочистки дизельного топлива. Поддержание оптимального режима работы установки способствует улучшению качества выпускаемой продукции и повышению энергоэффективности.

«Газпром нефть» два года назад создала Центр управления эффективностью (ЦУЭ) нефтепереработки и сбыта, который контролирует весь процесс от поступления нефти на НПЗ до розничной продажи нефтепродуктов. В компании ожидают, что за счет оптимизации процессов энергопотребление предприятий Блока логистики, переработки и сбыта сократится на 30 %.

Кроме того, ведущие российские нефтекомпании работают над созданием и внедрением на своих НПЗ системы «Цифровой завод». Концепция подразумевает непрерывный мониторинг и управление всеми объектами и процессами на предприятии, в том числе контроль за энергообеспечением, с помощью передовых технологий. Повышение энергоэффективности – один из ожидаемых результатов подобных «умных» систем.

ФАКТЫ

447,4

млн руб.

экономический эффект от выполнения энергосберегающих мероприятий на НПЗ «Газпром нефти»

Возобновляемые источники

Еще одним инструментом повышения энергоэффективности НПЗ является использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ). Такие примеры есть и в России.

В феврале 2018 г. была запущена солнечная электростанция мощностью в 10 МВт на территории Волгоградского НПЗ «ЛУКОЙЛа». Объект построила ГК «Хевел» (СП «Ренова» и «Роснано»). Сообщалось, что компания планирует возвести вторую очередь солнечной электростанции в Волгограде и аналогичные проект на площадке своего нефтехимического предприятия в Саратове. А еще ранее «ЛУКОЙЛ» обзавелся двумя солнечными электростанциями на площадках НПЗ в Румынии и Болгарии.

В 2018 г. на Омском НПЗ «Газпром нефти» приступили к строительству пилотной солнечной электростанции установленной мощностью 1 МВт. Впоследствии производительность станции может быть увеличена до 20 МВт, соответствующее решение компания примет в 2022 г. У «Газпром нефти» есть опыт и с другими ВИЭ: подконтрольная компании сербская NIS работает над использованием геотермальной энергии, ветра, угля и горючих сланцев.

Работа с персоналом

НПЗ – это не только оборудование, но и люди. Поэтому энергосбережение означает также развитие культуры энергопотребления сотрудников и их мотивации экономить. И одними инструкциями на российских предприятиях давно не ограничиваются.

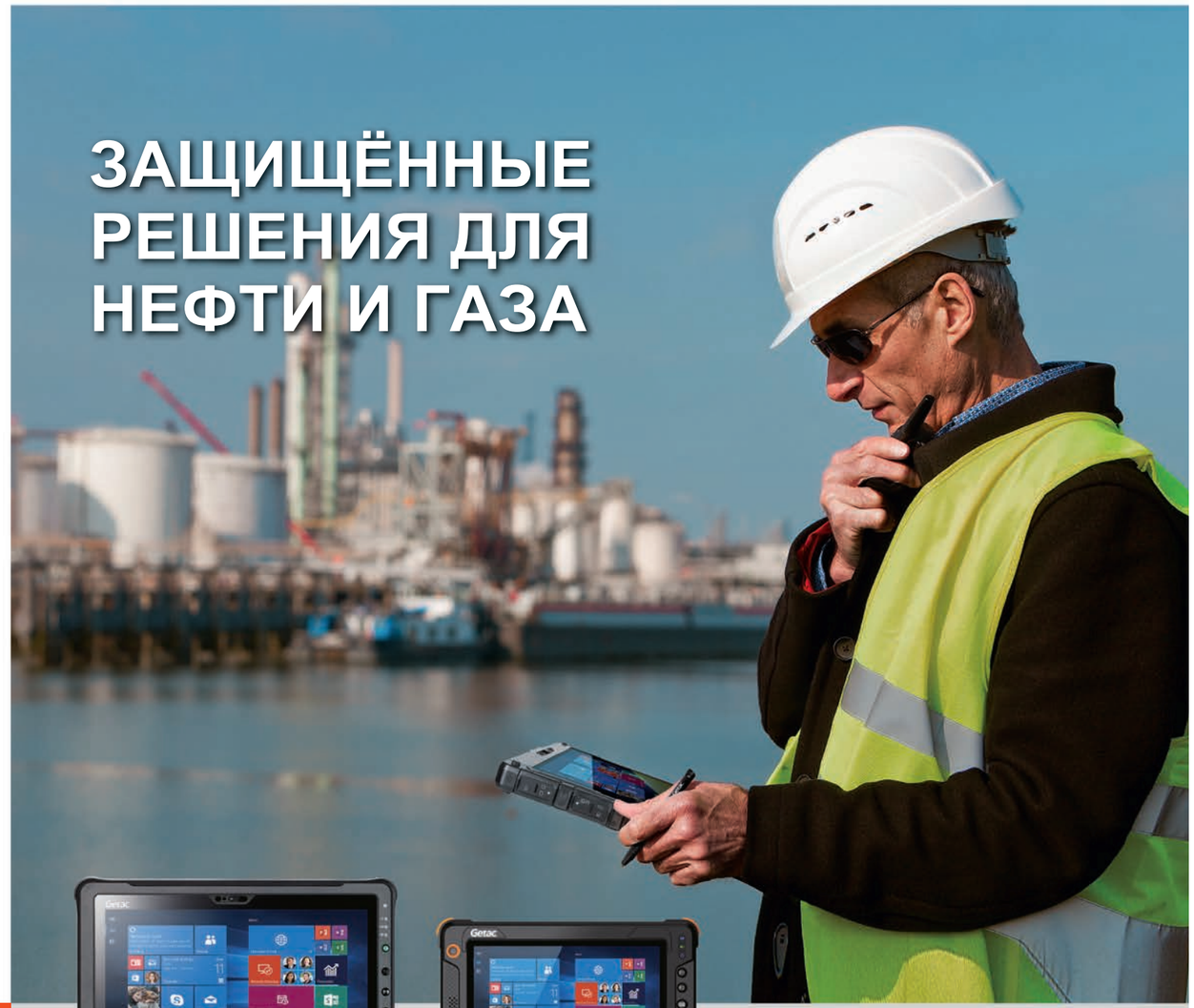
Например, на Саратовском НПЗ «Роснефти» проводят «мозговые штурмы» среди работников – так на предприятии находят новые идеи относительно рационального использование ТЭС. Среди старших операторов производственных подразделений завода ведется соревнование по экономии энергоресурсов. В компании проводят научно-технические конференции, где рассматривают инновационные проекты молодых специалистов.

В «Газпром нефти» введена система ключевых показателей эффективности (КПЭ) сотрудников, нацеленная на бережливое ведение технологических процессов. В рамках программы операторы установок и обслуживающих установки бригад, показавшие лучшие результаты, поощряются дополнительными премиями.

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

ЗАЩИЩЁННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТИ И ГАЗА



Планшет F110-EX

Высокая производительность, максимальная защищённость.

Оснащён 11,6" широкоформатным дисплеем. Сертифицирован в соответствии с ATEX и EAC TP TC 012/2011 для использования в Зоне 2/22.

Планшет EX80

ЛИДЕР ОТРАСЛИ.

Сертифицирован в соответствии с ATEX и TP TC 012/2011 для использования в Зоне 1.

Windows 10 Pro

Getac рекомендует Windows 10 Pro.

На Защищенный планшет Getac установлена популярная и многофункциональная операционная система, совместимая с большинством домашних и офисных компьютеров — Windows 10 Pro.

Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
Офис продаж:
Sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: +7 (495) 755 9045 доб. 2133, Факс: +7 (495) 755 9042
www.getac.com/ru

Посетите наш сайт для получения краткого аналитического отчёта по нефтегазовому рынку

RuggedSolution.getac.com/RussiaOil

РЕКЛАМА

Getac

Rugged Mobile Computing Solutions

Защищенные устройства для непростых ситуаций

BUMPER TO BUMPER

Полный сервисный цикл
Лучшая поддержка
Залог долговечности

Растите вместе с нами

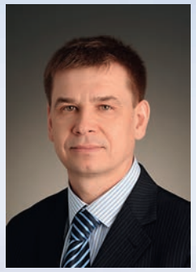
Получайте выгоду от нового портала для партнёров GETAC

Getac Russia Office

127106, Москва, Алтуфьевское шоссе 1, БЦ «Бета-центр», офис 218
Офис продаж:
Sales-Getac-Russia_CIS@getac.com
Телефон: +7 (495) 755 9045 доб. 2133, Факс: +7 (495) 755 9042
www.getac.com/ru

УДК 665.6

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ИННОВАЦИИ ДЛЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ



Алексей Викторович Конев,
директор по инновациям Российского энергетического агентства Минэнерго России

ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ОПЕРАЦИОННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОЛГОВРЕМЕННОГО УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПОСТОЯННО НАХОДЯТСЯ В ФОКУСЕ ВНИМАНИЯ МЕНЕДЖМЕНТА И АКЦИОНЕРОВ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ. РЕШАТЬ ЭТИ ЗАДАЧИ МОЖНО ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНО И СИСТЕМНО, ПОВЫШАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ И УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ОРГАНИЗАЦИОННЫХ ИННОВАЦИЙ. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИННОВАЦИЯ ЗАЧАСТУЮ ТРЕБУЮТ КРУПНЫХ КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЙ И ИМЕЮТ ПРОДОЛЖИТЕЛЬНЫЕ СРОКИ ОКУПАЕМОСТИ, В ТО ВРЕМЯ КАК ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ИННОВАЦИИ ТРЕБУЮТ КРАТНО МЕНЬШИХ ОБЪЕМОВ ФИНАНСИРОВАНИЯ, ОКУПАЮТСЯ БЫСТРЕЕ И ПРИ ЭТОМ СОЗДАЮТ УСЛОВИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ИННОВАЦИЙ. ПОНИМАНИЕ ЗНАЧИМОСТИ И ЭФФЕКТИВНОСТИ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ ИННОВАЦИЙ НАХОДИТ СВОЕ ОТРАЖЕНИЕ В ПОЗИЦИИ ОРГАНОВ ЗАКОНОДАТЕЛЬНОЙ И ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ВЛАСТИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, А ТАКЖЕ МЕЖДУНАРОДНОГО СООБЩЕСТВА

ISSUES OF INCREASING OPERATIONAL EFFICIENCY AND ENSURING LONG-TERM SUSTAINABLE DEVELOPMENT ARE CONSTANTLY THE FOCAL POINT OF ATTENTION OF MANAGEMENT AND SHAREHOLDERS OF OIL COMPANIES. YOU CAN SOLVE THESE PROBLEMS IN A CONSISTENT AND SYSTEMATIC WAY, INCREASING THE EFFICIENCY OF PRODUCTION AND MANAGEMENT ACTIVITIES USING TECHNOLOGICAL AND ORGANIZATIONAL INNOVATIONS. TECHNOLOGICAL INNOVATIONS OFTEN REQUIRE LARGE INVESTMENTS AND HAVE A LONG PAYBACK PERIOD, WHILE ORGANIZATIONAL INNOVATIONS REQUIRE A MUCH SMALLER FUNDING AND ALWAYS PAY OFF MORE QUICKLY AND AT THE SAME TIME CREATE CONDITIONS FOR INCREASING THE EFFECTIVENESS OF TECHNOLOGICAL INNOVATIONS. AN UNDERSTANDING OF THE IMPORTANCE AND EFFECTIVENESS OF ORGANIZATIONAL INNOVATION IS REFLECTED IN THE POSITION OF THE LEGISLATIVE AND EXECUTIVE AUTHORITIES OF THE RUSSIAN FEDERATION, AS WELL AS THE INTERNATIONAL COMMUNITY

Ключевые слова: *энергоэффективность, нефтепереработка, нефтедобыча, организационные инновации, цифровизация.*

Актуальность и приоритеты

Итогами совещания по вопросам повышения эффективности работы госкорпораций и компаний с государственным участием, которые провел В. Путин 9 декабря 2014 года, стал Перечень поручений Президента РФ от 27 декабря 2014 года Пр-3013, содержащий поручение правительству Российской Федерации разработать и утвердить перечень внутренних нормативных документов, включающий в себя в том числе:

а) регламент повышения инвестиционной и операционной эффективности и сокращения расходов;

б) положение о внутреннем аудите;

в) положение о системе управления качеством;

г) положение о системе управления рисками;

д) положение о порядке разработки и выполнения программ инновационного развития, а также соответствующие поручение Правительства Российской Федерации (ИШ-П13-54 от 13 января 2015 г.) и директивы Росимущества (ОД-11/26360 от 30 июня 2015 г.).

В Постановлении Совета Федерации Федерального собрания Российской Федерации «Об основных вопросах развития топливно-энергетического комплекса на современном этапе. Особенности региональной политики» № 124-СФ от 26 апреля 2017 г. рекомендуется правительству Российской Федерации разработать комплекс мер по стимулированию и поддержке внедрения системы энергетического менеджмента на основе ГОСТ Р ИСО 50001-2012 (ISO 50001:2011), обеспечить на постоянной основе проведение мониторинга эффективности внедрения системы энергетического менеджмента в организациях с участием государства, организациях, осуществляющих регулируемые виды деятельности, организациях ТЭК и организациях – крупнейших потребителях энергетических ресурсов, а также рассмотреть вопрос о целесообразности внесения норм, касающихся обязательности внедрения системы энергетического менеджмента на основе ГОСТ Р ИСО 50001-2012 (ISO 50001:2011), в Федеральный закон «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».

Единый план по достижению национальных целей развития

ФАКТЫ

В 2016 г.

на 7-й Межминистерской встрече по вопросам чистой энергии в Сан-Франциско была объявлена глобальная инициатива по внедрению системы энергетического менеджмента по стандарту ISO 50001:2011

ТАБЛИЦА1

№ пп	Название	Номер стандарта
1.	Система энергетического менеджмента	ISO 50001
2.	Система менеджмента качества	ISO 9001
3.	Система экологического менеджмента	ISO 14001
4.	Система менеджмента охраны труда	ISO 45001
5.	Система менеджмента риска	ISO 31000
6.	Система информационной безопасности	ISO/IEC 27001
7.	Система управления [производственными] активами	ISO 55001
8.	Система инновационного менеджмента	ISO/DIS 56000
9.	Система управления знаниями	ISO 30401
10.	Система комплаенс-менеджмента	ISO 19600
11.	Система менеджмента антикоррупционной деятельности	ISO 37001

Российской Федерации на период до 2024 года, определенных Указом Президента Российской Федерации от 7 мая 2018 г. № 204 «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» предусматривает обучение руководящего звена предприятий эффективному менеджменту, стимулирование инновационной деятельности и внедрение инновационных решений в производственные и управленческие процессы.

На 7-й Межминистерской встрече по вопросам чистой энергии в 2016 г. в Сан-Франциско, США, была объявлена глобальная инициатива по внедрению системы энергетического менеджмента по стандарту ISO 50001:2011 с целью внедрить и сертифицировать систему энергетического менеджмента в 50001 компании по всему миру к 2020 году. При этом внедрение системы энергетического менеджмента рассматривается как эффективный инструмент снижения выбросов парниковых газов.

Таким образом, тема организационных инноваций не новая, но не теряющая свою актуальность, принимая во внимание задачи обеспечения технологического лидерства, цифровой трансформации, а также выход новых стандартов и обновленных версий уже существующих стандартов.

ФАКТЫ

У 89 %

организаций, внедривших систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001 наблюдается снижение удельного расхода топливно-энергетических ресурсов

В таблице 1 приведен перечень стандартов, которые наиболее часто внедряются в компаниях.

Следует отметить, что практически для каждого международного стандарта существует аутентичный национальный стандарт ГОСТ Р.

С точки зрения направленности систем менеджмента их можно условно разделить на три группы: «Повышение эффективности», «Экологическая и социальная ответственность», «Управление изменениями (включая цифровую трансформацию)».

Российское энергетическое агентство в течение нескольких лет осуществляло мониторинг результативности и эффективности внедрения системы энергетического менеджмента в энергетике и промышленности. Результаты этой работы нашли свое отражение в Государственном докладе о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2015 году [1], в котором отмечено, что среди организаций, внедривших систему энергетического менеджмента в соответствии с требованиями стандарта ISO 50001 (ГОСТ Р ИСО 50001), наблюдается снижение удельного расхода топливно-энергетических ресурсов (общий расход топливно-энергетических ресурсов / общие затраты на производство, т.у.т./тыс. руб.) у 89 % организаций, причем у 66 % снижение составило более 5 %, а у 23 % – от 0,1 до 5 %, что соответствует данным, приводимым Организацией ООН по промышленному развитию (ЮНИДО), а также в материалах 7-й Межминистерской встречи по вопросам чистой энергии в 2016 г. в Сан-Франциско.

Повышение эффективности

1. Система энергетического менеджмента
2. Система менеджмента качества
3. Система менеджмента риска

Экологическая и социальная ответственность

1. Система экологического менеджмента
2. Система менеджмента охраны труда
3. Система комплаенс-менеджмента
4. Система менеджмента антикоррупционной деятельности

Управление изменениями (включая цифровую трансформацию)

1. Система инновационного менеджмента
2. Система управления знаниями
3. Система информационной безопасности
4. Система управления [производственными] активами

Сроки окупаемости внедрения системы энергетического менеджмента, как правило, не превышают 1,5–2 лет.

Статистика о результативности и эффективности внедрения других организационных инноваций на текущий момент отсутствует. С 2020 года планируется регулярный сбор информации о внедрении организационных инноваций в рамках функционирования государственной информационной системы топливно-энергетического комплекса (ГИС ТЭК).

При внедрении систем менеджмента, отнесенных к группе «Экологическая и социальная ответственность», компании руководствуются принципами экологической и социальной ответственности, а также пониманием того, что лидеры международного финансового сообщества в своей деятельности руководствуются так называемыми Принципами Экватора [2, 3], в соответствии с которыми кредиты предоставляются только с учетом соблюдения принципов и стандартов экологической и социальной ответственности.

Востребованность стандартов, отнесенных к группе «Управление изменениями (включая цифровую трансформацию)» в настоящее время растет как вследствие последовательной деятельности органов власти, так и осознания компаниями возможности роста, повышения капитализации и конкурентоспособности за счет нематериальных активов, а также расширения применения цифровых технологий (в том числе интернет вещей, искусственный интеллект, новые экономичные технологии беспроводной связи).

Основными результатами, ценностями внедрения любой системы менеджмента являются совершенствование планирования, нормирования, контроля и документирования деятельности и результатов, своевременное осуществление предупреждающих и корректирующих действий, вовлечение обученного, информированного и мотивированного персонала в деятельность по повышению операционной эффективности с топ-менеджером компании в качестве лидера, снижение рисков и в совокупности – системное осуществление деятельности, нацеленной на постоянные улучшения.

Внедрение (и желательно независимая сертификация) системы менеджмента – это для топ-менеджера, акционера, инвестора заслуживающий доверия знак того, что деятельность в конкретной сфере соответствует законодательству и лучшей международной практике.

ФАКТЫ

1,5-2 года

срок окупаемости внедрения системы энергетического менеджмента

Организационные инновации, автоматизация и цифровая трансформация

Внедрение любой системы менеджмента предполагает регламентирование деятельности, формирование системы нормативов и целевых показателей, установление способов их расчета и мониторинга, формирование и регламентирование информационных потоков, включая источники данных, их верификацию и актуализацию.

Таким образом, формируется основа для автоматизации (цифровизации) деятельности организации в сфере производства и управления.

На рисунках 1 и 2 схематически приведены примеры использования систем менеджмента для решения задач повышения эффективности и устойчивого развития с применением автоматизации, цифровых технологий и платформенных решений.

Следует отметить, что многие компании включают в техническое задание на внедрение системы энергоменеджмента разработку рекомендаций (ТЭО, ТЗ) по совершенствованию системы технического учета и созданию автоматизированных информационных систем энергоменеджмента.

РИС. 1

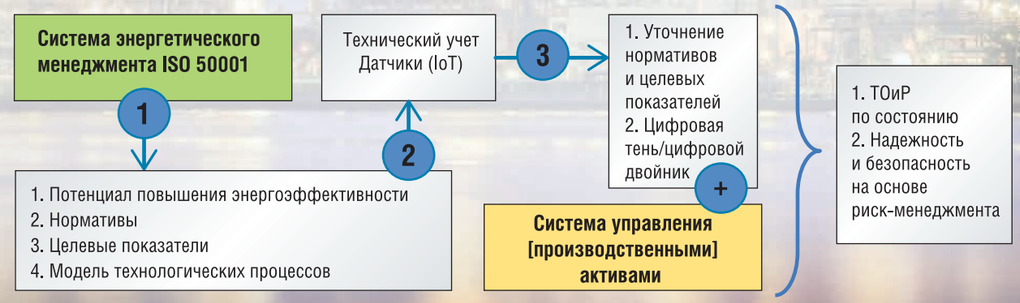
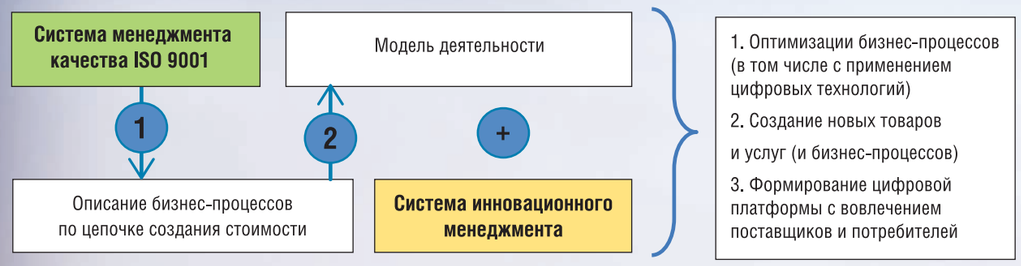


РИС. 2



Рекомендации по внедрению организационных инноваций для энергоэффективной добычи и переработки нефти

Как правило, в компаниях, работающих в сфере добычи и переработки нефти, уже внедрены системы экологического менеджмента и охраны труда, система менеджмента качества. Это связано с вниманием природоохранных органов, местного населения, опасным производством, необходимостью обеспечения качества продукции и услуг, а также поддержания имиджа на международном уровне.

Принимая во внимание высокую энергоемкость добычи и переработки нефти, а также подтвержденную российской и международной практикой эффективность внедрения системы энергетического менеджмента, представляется обоснованным приоритетное внедрение именно ее.

По решению компании система энергетического менеджмента может функционировать независимо от имеющихся в компании систем менеджмента или быть интегрирована с ними, например с системой экологического менеджмента.

С учетом взрывного роста количества новых технологий, часть из которых может оказаться убийственными для текущего бизнеса нефтяных компаний, следует обратить внимание на систему инновационного менеджмента и систему управления знаниями, в рамках которых организуется мониторинг технологического развития, поиск и внедрение инноваций с максимальным вовлечением сотрудников компаний, а также внешней инновационной экосистемы.

Систему управления [производственными] активами представляется целесообразным внедрять после формирования набора инструментов, позволяющих судить о состоянии оборудования, остаточном ресурсе, последствиях выхода из строя.

Опыт Российского энергетического агентства по внедрению организационных инноваций

Российское энергетическое агентство Минэнерго России (РЭА Минэнерго России) является признанным центром компетенций по внедрению организационных инноваций и, в первую очередь, – системы энергетического менеджмента.

ФАКТЫ

С 2020 Г.

планируется регулярный сбор информации о внедрении организационных инноваций в рамках функционирования системы ГИС ТЭК

Специалистами РЭА Минэнерго России успешно реализовано более полутора десятков проектов по внедрению различных систем менеджмента в энергокомпаниях и на промышленных предприятиях, в том числе в БЛПС ПАО «Газпром нефть» (система энергетического менеджмента в исполнительном аппарате и на всех заводах); ПАО «Россети» (энергетический менеджмент и менеджмент качества); группа компаний НЛМК (энергетический и экологический менеджмент); группа компаний «Газпром энергохолдинг», АО «СУЭК», АО «Мособлэнерго» (энергетический менеджмент).

РЭА Минэнерго России всегда готово оказать необходимую поддержку в подготовке технического задания, ТЭО, внедрении и сопровождении сертификации систем менеджмента.

Литература

1. *Государственный доклад о состоянии энергосбережения и повышении энергетической эффективности в Российской Федерации в 2015 году, https://minenergo.gov.ru/node/5197.*
2. *https://equator-principles.com/wp-content/uploads/2018/01/equator_principles_russian_2013.pdf.*
3. *https://ecoteco.ru/library/magazine/1/economy/principy-ekvatoramaterialy-rossiysko-amerikanskogo-seminara-bankirov/.*

Keywords: *energy efficiency, oil refining, oil production, organizational innovation, digitalization.*

ЭТП ГПБ
Электронная торговая площадка
Группа Газпромбанка

Уважаемые работники нефтяной, газовой и топливной промышленности!

От себя лично и от всего коллектива Электронной Торговой Площадки Газпромбанка поздравляем вас с этим, без преувеличения, важным днем в вашей жизни. Ваш труд, ваше мужество, ваши достижения – это огромный вклад в экономическое развитие нашей Родины.

Богатствами России принято называть природные ресурсы, в особенности, «черное золото», но наше настоящее богатство – это Люди. Те люди, которые самоотверженно добывают нефть и газ, те люди, которые не страшатся сурового климата Крайнего Севера и разведывают новые месторождения, те люди, которые доставляют тепло в наши дома, Вы – те люди, которых можно назвать настоящим достоянием Отчизны.

Мы гордимся сотрудничеством с многими из вас. Именно для вас мы создали финансово-закупочную экосистему, в рамках которой каждый участник нефтегазовой отрасли может более эффективно управлять затратами компании. Ежегодно вы проводите у нас сотни тысяч закупок, и эта цифра растет вместе с отраслью. Мы следим за вашими успехами и всегда открыты для диалога.

Нам не хватит слов, чтобы выразить вам все свое уважение и признательность, поэтому примите эти скромные поздравления и пожелание процветания, успеха и признания.

С Днем Нефтяной, Газовой и Топливной промышленности, дорогие друзья!

Генеральный директор
Электронной Торговой Площадки Газпромбанка
М.Ю. Константинов

КАК ИНТЕРНЕТ И СМИ МОГУТ ПОМОЧЬ УВЕЛИЧИТЬ ПРОДАЖИ НА РЫНКЕ ТЭК

УДК 339.13

ВЕДЕНИЕ БИЗНЕСА В ПЕРИОД ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИЗИСА ЗАДАЧА НЕПРОСТАЯ, ВЕДЬ ПОМИМО СОХРАНЕНИЯ КЛИЕНТОВ, ОПТИМИЗАЦИИ РЕСУРСОВ И ПОИСКА ИНВЕСТИЦИЙ У КОМПАНИЙ ОСТАЕТСЯ НЕМАЛО ЗАДАЧ, ОТ ГРАМОТНОГО РЕШЕНИЯ КОТОРЫХ ЗАВИСЯТ ИХ ДАЛЬНЕЙШИЙ УСПЕХ И РАЗВИТИЕ. ОТРАСЛЕВЫЕ РЫНКИ В ЭТОМ СМЫСЛЕ НЕ ИСКЛЮЧЕНИЕ, ХОТЯ ИМ И ПРИСУЩИ ОПРЕДЕЛЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ. В УСЛОВИЯХ ЖЕСТКОЙ КОНКУРЕНЦИИ ЛЮБОЙ КОМПАНИИ ВАЖНО ПОНИМАТЬ, КАКИЕ МЕТОДЫ ПРОДВИЖЕНИЯ ТОВАРОВ И УСЛУГ БУДУТ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНЫ

IT IS NOT AN EASY TASK TO CONDUCT BUSINESS DURING THE PERIOD OF ECONOMIC CRISIS, BECAUSE IN ADDITION TO RETAINING CUSTOMERS, OPTIMIZING RESOURCES AND FINDING INVESTMENTS, COMPANIES STILL HAVE MANY OTHER TASKS, AND THEIR FURTHER SUCCESS AND DEVELOPMENT DEPEND ON THEIR COMPETENT SOLUTION. IN THIS SENSE, INDUSTRY MARKETS ARE NO EXCEPTION, ALTHOUGH THEY HAVE CERTAIN PECULIARITIES. IT IS IMPORTANT FOR ANY COMPANY TO UNDERSTAND WHICH METHODS TO SELL AND PROMOTE SERVICES OR PRODUCTS WILL BE MOST EFFECTIVE ON THE SEVERE COMPETITIVE MARKET

Ключевые слова: *маркетплейс, торговая площадка, b2b-сегмент, маркет Neftegaz.ru, электронная коммерция, платформа.*

Анастасия Никитина

Нефтегазовая отрасль всегда отличалась волатильностью, однако фазы подъема и спада находились в зоне комфортного прогнозирования. Сегодня же на подобную уверенность в завтрашнем дне рассчитывать не приходится.

Тем не менее увеличение продаж остается основной задачей даже в условиях нехватки ресурсов для продвижения. В рамках конкурентной борьбы грамотное позиционирование компании на отраслевых рынках – это не только формирование положительного имиджа, но и гарант преимущества на рыночном поле. Только эффективный маркетинг позволит отраслевым товарам и услугам преуспеть на рынке.

Действенным путем успешного развития для отраслевых компаний является интегрированный маркетинг, включающий в себя, помимо традиционного анализа рынка, рекламу, PR, продвижение продаж и формирование узнаваемого бренда. Эти направления включают целый спектр маркетинговых инструментов, обладающих рядом преимуществ для любой компании при индивидуальном подходе.

Мы рассмотрим самые популярные из них на отраслевых площадках.

Что предлагает рынок?

Конечно, начать стоит с продвижения сайтов компаний при помощи SEO и Директа. Именно сайт для многих является основным средством рекламы. От того, насколько он удобен и эффективен, во многом зависят продажи. Но создать удобный сайт недостаточно, необходима его поддержка и продвижение. Особенно это касается отраслевых ниш, где максимальное число запросов не больше нескольких сотен в месяц.

SEO-оптимизация призвана поднять сайт на верхние позиции поисковиков, чтобы обеспечить посещаемость и соответственно продажи, но не стоит забывать, что трафик должен быть целевым и релевантным пользовательским запросам. Нередко недобросовестные seo-оптимизаторы обеспечивают большой трафик, но продажи не идут – потому что трафик не целевой. В этом смысле контекстная реклама Яндекс. Директ гораздо продуктивнее – она позволяет бить точно в цель. В 90% случаев при правильной настройке рекламу увидит только целевая аудитория. Но и тут есть «подводные камни». Например, Яндекс.Директ не подойдет тем проектам и предприятиям, чья целевая аудитория находится вне интернета, а также компаниям с маленьким рекламным бюджетом.

Клиенты МАРКЕТА Neftegaz.RU смогут попробовать все функции площадки на максимальном пакете «Extra» бесплатно в течение месяца

Еще один популярный вид маркетинга – реклама и публикации в профильной прессе. Очевидный ее плюс – правильная целевая аудитория, но важно понимать, что размещаться нужно не единоразово, чтобы привлечь стабильный интерес аудитории, а это требует серьезных финансовых вложений.

Особняком в отраслевом маркетинге стоят специализированные выставки и конференции, где компании не просто могут представить свою продукцию, но и пообщаться с клиентами. Правда, и тут есть минусы, главные из которых – целевая аудитория, ограниченная только посетителями мероприятия, а также большие финансовые затраты на организацию стенда и транспортировку персонала.

Так или иначе, любой маркетинговый инструмент имеет свои преимущества и недостатки, однако технологии не стоят на месте и рынок придумывает все новые рекламные механизмы, позволяющие компаниям занять лидирующие позиции на рынке.

MARKET от Neftegaz.RU – электронная платформа B2B-коммерции, предоставляющая информацию о продукции и услугах компаний, работающая по принципу маркетплейса

Идеальное решение есть!

Одним из таких инновационных решений являются отраслевые торговые площадки, претендующие на звание одного из самых эффективных и перспективных инструментов интернет-торговли и рекламы профильных товаров и услуг.

Так, на российском рынке активно набирает популярность МАРКЕТ от Neftegaz.RU – электронная платформа B2B-коммерции, объединяющая представителей ТЭК и смежных отраслей промышленности, предоставляющая информацию о продукции и услугах компаний и работающая по принципу маркетплейса.

Данная коммерческая платформа помогает своим клиентам принять решение о покупке или продаже товаров, основываясь на актуальных рыночных предложениях. Маркет Neftegaz.RU позволяет сделать бизнес удобнее и проще, помогая бизнесу развиваться, а покупателям – находить поставщиков по всей России и за ее пределами, напрямую связывая реального покупателя с реальным производителем или поставщиком.

Какие преимущества дает такая форма рекламы? Вот только основные из них:

- В электронном каталоге МАРКЕТА Neftegaz.RU – свыше 30 тыс. компаний, несколько десятков категорий и подкатегорий товаров и услуг;
- У клиентов МАРКЕТА есть возможность прямой продажи с сайта (т.е. продавцу автоматически придет заявка от покупателя);
- Есть возможность параллельно поддерживать компанию в информационном поле на других площадках Neftegaz.RU (в рекламные пакеты включены статьи в деловом журнале Neftegaz.RU, публикации новостных материалов и баннеров на Информационном портале Neftegaz.RU и многое другое).

Важно отметить, что маркетплейс настроен на максимально комфортную работу с клиентами и их полное «сопровождение» на всех этапах сотрудничества в рамках трех рекламных пакетов – «Basic», «Optimum» и «Extra». Наладить работу поможет персональный аккаунт-менеджер, а личный кабинет на сайте позволяет клиентам самостоятельно редактировать информацию в карточке компании, подгружать продукцию, объявления, размещать фото- и видеоматериалы и многое другое.

А главное, новые клиенты МАРКЕТА Neftegaz.RU смогут попробовать все функции площадки на максимальном пакете «Extra» бесплатно в течение месяца! Дополнительную информацию можно получить, просто просканировав QR-код.

Присоединяйтесь к нам!

Keywords: *marketplace, b2b segment, e-Commerce, platform.*

ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ ДИСПЕРГЕНТ FINASOL OSR 52

для ликвидации разливов нефти

УДК 504.5

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИСПЕРГЕНТОВ ЯВЛЯЕТСЯ ОДНИМ ИЗ ОСНОВНЫХ МЕТОДОВ ЛИКВИДАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ В МОРЕ. ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИХ ПАРАМЕТРОВ, КАЧЕСТВА, КЛАССА ОПАСНОСТИ И ПДК, В РОССИИ РАЗРАБОТАНЫ СПЕЦИАЛЬНЫЕ НОРМАТИВНЫЕ ДОКУМЕНТЫ. ДВА ПОСЛЕДНИХ ПОКАЗАТЕЛЯ, НАРЯДУ С ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ, ЯВЛЯЮТСЯ НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫМИ ПРИ ВЫБОРЕ ДИСПЕРГЕНТА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО МОРСКОГО ДИСПЕРГЕНТА FINASOL OSR 52, ДЕМОНСТРИРУЮЩИЕ МИНИМАЛЬНО ВОЗМОЖНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА МОРСКУЮ ЭКОСИСТЕМУ

THE USE OF DISPERSANTS IS ONE OF THE MAIN METHODS OF OIL SPILLS RESPONSE IN THE SEA AND SUBSEA. THERE ARE RUSSIAN SPECIFIC REGULATORY DOCUMENTS AND PARAMETERS FOR MARINE DISPERSANTS: DEFINITION OF MAXIMUM PERMISSIBLE CONCENTRATION (MPC) FOR SEAWATER FOR FISHERY WATER OBJECTS; DANGEROUS PRODUCTS CLASSIFICATION. THESE INDICATORS, ALONG WITH THE EFFICIENCY OF THE DISPERSANT, ARE THE MOST IMPORTANT WHEN CHOOSING A PRODUCT FOR THE PURPOSES OF PLANNING OIL SPILL RESPONSE AND LIQUIDATION ACTIONS. THE PAPER SHOWS THE RESULTS OF TESTING OF THE HIGHLY EFFICIENT MARINE DISPERSANT FINASOL OSR 52 SHOWING THE MINIMUM POSSIBLE IMPACT ON THE MARINE ECOSYSTEM

Ключевые слова: *диспергент, ликвидация аварийных разливов нефти, предельно допустимая концентрация вредных веществ, воздействие на экосистему, добыча на шельфе.*

Травников Евгений Владимирович,
менеджер по развитию продаж отдела специальной химии ООО «ТОТАЛ ВОСТОК»

Использование диспергентов является одним из основных методов ликвидации разливов нефти в море. Диспергирование нефти на поверхности моря и подводным способом часто может оказаться самым быстрым и эффективным методом ликвидации последствий аварии. Как и любой другой метод, использование диспергентов имеет как ограничения, так и уникальные возможности для успешной ликвидации крупных разливов нефти в море.

В Российской Федерации существуют свои особенности допуска диспергентов к использованию. Дополнительные характеристики препарата должны быть исследованы и утверждены:

- Предельная допустимая концентрация вещества (ПДК) для морской воды водных объектов рыбохозяйственного значения;
- Класс опасности вещества.

Данные показатели, наравне с эффективностью диспергента, являются важнейшими при выборе препарата для целей планирования ликвидации разлива нефти и ликвидационных действий.

Диспергент FINASOL OSR 52 является современным препаратом для борьбы с разливами нефти в море. Продукт зарегистрирован во всех частях света, в большинстве стран, где существуют или разрабатываются оффшорные проекты. Он имеет обширную географию допуска и использования, показав себя универсальным средством, которое работает эффективно в различных климатических условиях с различными типами нефти. Это и Норвегия с арктическим шельфом, и Австралия и Новая Зеландия со своими особенностями допуска диспергентов к использованию,

и страны Ближнего Востока и Африки. Ряд тестов как зарубежных, так и российских лабораторий показали высокую эффективность диспергента FINASOL OSR 52 как при низких температурах и высокой солености океанических вод, так и при средних температурах и средней солености морских вод. Это дает возможность применять его, эффективно обслуживая практически все оффшорные нефтегазовые проекты в Российской Федерации: существующие и перспективные.

FINASOL OSR 52 – диспергент для борьбы с разливами нефти в море, зарекомендовавший себя во всех частях света в качестве универсального средства, имеющего обширную географию допуска и использования, работающего эффективно в различных климатических условиях с различными типами нефти

Важным аспектом работы по подготовке планов ликвидации разливов нефти является выбор диспергента для использования в морской воде водных объектов рыбохозяйственного назначения. Применение диспергента должно проводиться при обязательном соблюдении норматива предельно допустимой концентрации (ПДК) диспергента для такой воды. Данный показатель определяет максимальную концентрацию препарата в воде, которая не должна оказывать вредного влияния на популяции рыб, в первую очередь промысловых.

Выбор диспергента при использовании в местах, являющихся водными объектами рыбохозяйственного значения, предлагается вести с учетом Оценки потенциального воздействия на экосистему, особенно на популяции промысловых рыб. Данная оценка основана на сравнении величины ПДК различных диспергентов и является относительным показателем. Принимается, что при одинаковой дозировке различных диспергентов преимуществом обладает тот, который имеет выше величину ПДК, то есть более безопасный (менее вредный) для экосистемы.

Этот же анализ позволяет заранее снизить потенциальное вредное влияние диспергента на экосистему в местах его применения при необходимости использования увеличенной дозировки, например в случае высокой степени загрязнения вследствие разлива нефти, нефтепродуктов. Предпочтение должно отдавать диспергенту с более высокой величиной ПДК, так как в этом случае этот диспергент окажет меньшее влияние на экосистему при увеличенной дозировке. В некоторых случаях, как например, разлив нефти или нефтепродуктов второй и третьей (высшей) категории, величина ПДК может быть главным критерием выбора.

В качестве примера предлагается провести Оценку потенциального воздействия на экосистему двух разных препаратов:

Диспергент 1 имеет условную величину норматива ПДК = 0,5 мг/л.

Диспергент 2 имеет условную величину норматива ПДК = 0,05 мг/л.

Сравнительной анализ показал, что ПДК *Диспергента 1* в 10 раз выше, чем ПДК *Диспергента 2* (0,5 мг/л разделить на 0,05 мг/л).

Выводы, которые можно сделать исходя из приведенных данных:

- При одинаковой дозировке Диспергент 1 будет оказывать в 10 раз меньшее влияние на популяции рыб, в первую очередь промысловых, и экосистему в целом.
- В случае высокой степени загрязнения при разливе нефти или нефтепродуктов, и необходимости увеличения дозировки диспергента для обработки определенной поверхности загрязнения, *Диспергент 1* может быть использован в 10 раз больше по сравнению *Диспергентом 2* без превышения уровня ПДК при одинаковом уровне их вредного влияния на популяции рыб, в первую очередь промысловых, и экосистему в целом.

На заседании Секции рыбохозяйственных нормативов ПДК и ОБУВ НТС ФГБУ «ЦУРЭН» от 19 сентября 2017 года были рассмотрены материалы, обосновывающие рыбохозяйственные нормативы ПДК вредных веществ в водах водных объектов рыбохозяйственного значения, и принято решение о рекомендации к утверждению норматива ПДК на FINASOL OSR 52, которое составляет 0,8 мг/л. Данное значение норматива позволяет минимизировать воздействие на окружающую среду в местах применения, и в первую очередь на промысловую рыбу, при ликвидации последствий различной категории загрязнения.

Диспергент FINASOL OSR 52, обладая высокой эффективностью и низким воздействием на экосистему, является оптимальным выбором для целей ликвидации разливов нефти.

Keywords: *dispersant, elimination of accidental oil spills, maximum permissible concentration of harmful substances, impact on the ecosystem, offshore production.*

TOTAL
ООО «ТОТАЛ ВОСТОК»
Тел.: +7 (495) 937-37-84
www.total-lub.ru

ОТ САХАЛИНА ДО БАЛТИКИ

«Трест Коксохиммонтаж» в российских СПГ-проектах

УДК 662.76

РЫНОК СПГ, ПО МНЕНИЮ ЭКСПЕРТОВ, НАИБОЛЕЕ ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ИЗ ВСЕХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЫНКОВ. ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ ПРИРОСТА МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ ГАЗОМ УЖЕ ОПРЕДЕЛЯЕТСЯ ИМЕННО СПГ. ИЗВЕСТНО, ЧТО РОССИЯ ЛИДИРУЕТ В ПОСТАВКАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ГАЗА. ПРИ ЭТОМ В СТРУКТУРЕ ЭКСПОРТА РОССИЙСКОГО ГАЗА БОЛЕЕ 90% ПРИХОДИТСЯ НА ГАЗ, ПОСТАВЛЯЕМЫЙ ТРУБОПРОВОДНЫМ ТРАНСПОРТОМ. ОДНАКО СЕГОДНЯ ДЛЯ СОХРАНЕНИЯ ЛИДИРУЮЩИХ ПОЗИЦИЙ ЭТОГО МАЛО. КАК ОТМЕТИЛ ПРЕМЬЕР-МИНИСТР ДМИТРИЙ МЕДВЕДЕВ, НЕОБХОДИМО ДИВЕРСИФИЦИРОВАТЬ ПОСТАВКИ ЗА СЧЕТ СЖИЖЕННОГО ГАЗА. ПОЭТОМУ СТРОИТЕЛЬСТВО В РОССИИ ХАБОВ СПГ – НЕ ПРОСТО УНИКАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ, ЭТО ВЕРНЫЙ ПУТЬ СОХРАНИТЬ СОБСТВЕННЫЙ ПРИОРИТЕТ НА МИРОВОМ РЫНКЕ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

ACCORDING TO EXPERTS, THE LNG MARKET IS THE MOST PROMISING OF ALL ENERGY MARKETS. EXACTLY LNG HAS ALREADY DETERMINED THE BULK OF THE INCREASE IN GLOBAL GAS TRADE. IT IS KNOWN THAT RUSSIA LEADS IN THE SUPPLY OF PIPELINE GAS. IT SHOULD BE NOTED THAT IN THE STRUCTURE OF RUSSIAN GAS EXPORT, MORE THAN 90% IS ACCOUNTED FOR GAS SUPPLIED BY PIPELINE TRANSPORT. HOWEVER, TODAY THIS IS NOT ENOUGH TO MAINTAIN A LEADING POSITION. AS PRIME MINISTER DMITRY MEDVEDEV NOTED, IT IS NECESSARY TO DIVERSIFY SUPPLIES THROUGH LIQUEFIED NATURAL GAS. THEREFORE, THE CONSTRUCTION OF LNG HUBS IN RUSSIA IS NOT JUST UNIQUE TECHNOLOGICAL PROJECTS, IT IS THE RIGHT WAY TO MAINTAIN OUR OWN PRIORITY IN THE GLOBAL ENERGY MARKET

Ключевые слова: *рынок СПГ, крупнотоннажный СПГ-завод, «Ямал СПГ», порт Сабетта, «Трест Коксохиммонтаж».*

Лизункова Дарина,
директор по качеству
АО «Трест Коксохиммонтаж»

В секторе СПГ АО «Трест Коксохиммонтаж» начал работать еще в 2003 году: компания участвовала в строительстве первого в России крупнотоннажного завода СПГ-проекта «Сахалин-2».

Вторым в России крупнотоннажным заводом СПГ стал «Ямал СПГ» в порту Сабетта ЯНАО. По своим масштабам он является крупнейшим инфраструктурным проектом в мире и единственным реализованным в арктических широтах, который совмещает в себе разработку природного газа и газового конденсата, обработку газа, производство и транспортировку СПГ.

Это масштабный проект, являющий собой начало реализации огромных и интересных задач по освоению Арктики и Северного морского пути. Значительную часть работы по сооружению проекта выполнили специалисты АО «Трест Коксохиммонтаж». Сжатые сроки строительства, суровые погодные условия, сложные технологические операции и жесткие требования к качеству работ – все это не помешало инженерно-техническому и рабочему персоналу компании успешно справиться с задачей. Над выполнением особо важного задания трудились более 3000 специалистов треста. «Для АО «Трест Коксохиммонтаж» большая честь внести свой вклад в важнейший для экономики и промышленности России проект, который является целой исторической вехой и точкой отсчета добычи СПГ в Арктике», – отметил генеральный директор Сергей Фуфаев.

В текущем году состоялся пуск среднетоннажного завода по производству, хранению и отгрузке сжиженного природного газа в порту Высоцк. «Трест «Коксохиммонтаж» выступил одним из генеральных подрядчиков. Мощность проекта составляет 660 тыс. т в год. Терминал стал крупнейшим на Северо-Западе и одним из трех крупнейших в Европе заводов по производству СПГ. Проект предусматривает бункеровку судов, мелкооптовую реализацию СПГ, а также поставки СПГ в качестве моторного топлива для автотранспорта на рынки Балтики, Скандинавии и Северо-Западной Европы. Новый СПГ-завод придаст импульс развитию всей портовой инфраструктуры Балтийского региона.

«Поставка СПГ на мировые рынки – перспективная и стратегически важная задача для России. Это не только новая и динамично развивающаяся отрасль развития торговли углеводородами, но еще и следование современным тенденциям ответственного отношения к окружающей среде», – сказал генеральный директор Сергей Фуфаев.

В настоящее время ведется строительство малотоннажного СПГ-завода. Его мощность 5 тыс. тонн в год и строится он для производственных нужд заказчика.

Таким образом, в России будет реализована вся линейка заводов СПГ: от малотоннажных до крупнотоннажных. ●

Keywords: *LNG market, large-capacity LNG plant, Yamal LNG, Sabetta port, "Trust Koksokhimmontazh".*

С ДНЕМ РАБОТНИКА НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!

От лица компании и от себя лично искренне поздравляю наших коллег и партнеров, профессионалов нефтегазовой отрасли с их главным праздником - Днем нефтяника.

Ежедневно вы решаете задачи государственной важности.

АО «Трест Коксохиммонтаж» почти 90 лет на рынке промышленного строительства. Мы гордимся и очень дорожим нашим сотрудничеством с ведущими предприятиями нефтегазового комплекса и стремимся укреплять это партнерство честным и ответственным подходом к делу.

Желаю работникам ТЭК достижения всех намеченных целей, крепкого здоровья и удачи.

Генеральный директор
АО «Трест Коксохиммонтаж»
Сергей Валентинович Фуфаев

РУЧНАЯ РАБОТА МИРОВОГО СТАНДАРТА

Резиновые шланги компании Continental для вращательного бурения и гашения вибрации

УДК 622. 233.6

БУРЕНИЕ В СЕВЕРНЫХ РЕГИОНАХ РОССИИ – ЭТО ВЫЗОВ НЕ ТОЛЬКО ОПЕРАТОРАМ, НО И БУРОВОМУ ОБОРУДОВАНИЮ. ЧЕТВЕРТЬ РАЗВЕДАННЫХ МИРОВЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ СОСРЕДОТОЧЕНА В РЕГИОНАХ СИБИРИ, ЧТО ДЕЛАЕТ КРАЙНЕ ЗАМАНЧИВЫМИ ПЕРСПЕКТИВЫ ИХ ОСВОЕНИЯ. НО ДОЛГИЕ ГОДЫ ДОБЫЧА БЫЛА ОПАСНЫМ, С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЭКОЛОГИИ, И ДОРОГОСТОЯЩИМ, С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ДОСТУПНОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ, МЕРОПРИЯТИЕМ. В ТО ЖЕ ВРЕМЯ, ПРИ УСЛОВИИ СОХРАНЕНИЯ НЫНЕШНИХ ТЕМПОВ ДОБЫЧИ, МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ИСЧЕРПАЮТ СЕБЯ УЖЕ ЧЕРЕЗ 30 ЛЕТ. КАК ПОВЫСИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ? КАКИЕ ТРЕБОВАНИЯ ПРЕДЪЯВЛЯЮТ РАЗРАБОТЧИКИ К МАТЕРИАЛАМ И О ЧЕМ ГОВОРИТ ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ? ОДИН ИЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ – НЕМЕЦКИЙ КОНЦЕРН CONTINENTAL, СПЕЦИАЛИСТЫ КОТОРОГО УЖЕ БОЛЕЕ 50 ЛЕТ РАЗРАБАТЫВАЮТ НАДЕЖНЫЕ И ЭФФЕКТИВНЫЕ РЕЗИНОВЫЕ ШЛАНГИ ДЛЯ ВРАЩАТЕЛЬНОГО БУРЕНИЯ, ГАШЕНИЯ ВИБРАЦИИ И ПРОТИВОВЫБРОСОВЫХ ДРОССЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ. В ЧЕМ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ЭТОГО ОБОРУДОВАНИЯ?

DRILLING IN THE NORTHERN REGIONS OF RUSSIA IS A CHALLENGE NOT ONLY TO OPERATORS, BUT ALSO TO DRILLING EQUIPMENT. A QUARTER OF THE WORLD'S PROVEN HYDROCARBON RESERVES ARE CONCENTRATED IN THE REGIONS OF SIBERIA, WHAT MAKES THE PROSPECTS FOR THEIR DEVELOPMENT VERY TEMPTING. HOWEVER, FOR MANY YEARS, MINING WAS DANGEROUS, FROM AN ENVIRONMENTAL POINT OF VIEW, AND EXPENSIVE, FROM A TECHNOLOGY POINT OF VIEW. AT THE SAME TIME, IF THE CURRENT PRODUCTION RATE IS MAINTAINED, THE FIELDS OF WESTERN SIBERIA WILL EXHAUST THEMSELVES IN 30 YEARS. HOW TO ENHANCE THE EFFECTIVENESS? WHAT ARE THE REQUIREMENTS OF DEVELOPERS TO MATERIALS AND WHAT DOES THE FOREIGN EXPERIENCE OF USE SHOW? ONE OF THE MANUFACTURERS IS THE CONTINENTAL GERMAN CONCERN, WHOSE SPECIALISTS HAVE BEEN DEVELOPING RELIABLE AND EFFICIENT RUBBER HOSES FOR ROTARY DRILLING, VIBRATION DAMPING AND BLOWOUT THROTTLE LINES FOR MORE THAN 50 YEARS. WHAT ARE THE PARTICULAR AND ADVANTAGES OF THIS EQUIPMENT?

Ключевые слова: *буровое оборудование, рукав, шланг, вращательное бурение, гашение вибрации.*

Сухопутные и шельфовые нефтегазовые промыслы требуют включения в свой состав широкой номенклатуры технологического оборудования, главная особенность которого – ярко выраженная технологическая неповторимость и конструкционная уникальность, сочетающаяся с разнообразием используемых материалов. Несмотря на постоянное совершенствование методов и соответствующих им средств добычи нефти и газа, производство оборудования для освоения месторождений северных территорий представляет собой очень непростую задачу. Справиться с ней под силу предприятиям, обладающим собственной научно-производственной базой и подтвердившим свою успешность многолетним опытом работы, позволившим эмпирически апробировать технологические новинки в масштабных проектах.

Полвека на рынке

Вот уже 50 лет концерн Continental AG является мировым лидером в области проектирования и изготовления гибких шлангов для вращательного бурения и гашения вибрации, которые используются в наземных и морских буровых установках любого типа. На заводе в Венгрии специалисты компании совершенствуют технологии гибкого трубопровода и непрерывно расширяют продуктовую линейку своей продукции, чтобы соответствовать возрастающим требованиям ключевых заказчиков.

Что же помогает компании удерживать лидирующие позиции на динамично развивающемся рынке? Для создания высокотехнологичного оборудования с соответствующим

высокому уровню требований эксплуатационными показателями требуются годы напряженной работы конструкторского коллектива, отработанная технология, высококачественное сырье и соблюдение производственных процессов на высоком уровне.

Особенностью процесса сборки является то, что шланги изготавливаются вручную методом намотки слоев резины, металлокорда и текстиля на стальные дорны, тем самым

Концерн Continental уже полвека работает на рынке бурового оборудования. Сегодня он предлагают новую линейку буровых рукавов «Tauro™ Cool», разработанную специально для работы при -40°C

создавая тело рукава. В ходе производства в тело рукава встраивается концевое соединение, после чего собранный шланг вулканизируется паром в автоклавах.

После вулканизации шланг механически стягивается с металлического дорна и отправляется на тестирование, где проходит проверку на давление, завершающие работы, и упаковку.

Теперь обо всем подробнее.

Эксклюзивно для Севера

Добыча нефти на месторождениях в России с ее зачастую суровым климатом, вечномерзлыми почвами и ледовыми морями существенно отличается от процесса освоения месторождений в большинстве других стран. Такие условия требуют и особенного подхода, предполагающего более бережное отношение к чувствительной экосреде, а также самого современного и надежного оборудования, предназначенного для работы в условиях низких температур.

Специально для освоения северных месторождений России, специалисты Continental разработали буровой рукав «Tauro Cool», который уже успел зарекомендовать себя в работе в тяжелых условиях высоких широт.

Рукав производится согласно ведущему мировому стандарту API Spec. 7K FSL1-FSL2, помимо этого продукт отвечает требованиям ГОСТ 28618-90.

Технические характеристики

для любых видов буровых растворов при низких температурах

Внутренний диаметр		Рабочее давление		Испытательное давление		API Grade	Запас прочности	Внешний диаметр		Мин. Радиус изгиба (при эксплуатации)		Вес	
мм	дюйм	бар	Пси	бар	Пси			мм	дюйм	м	фт	кг/м	лб/фт
51	2,0	276	4 000	414	6 000	C	2,5	103	4,06	0,7	2,30	14	9,4
		345	5 000	517	7 500	D	2,5	103	4,06	0,7	2,30	14	9,4
64	2,5	276	4 000	414	6 000	C	2,5	111	4,37	1,7	5,58	15	10,1
		345	5 000	517	7 500	D	2,5	111	4,37	0,7	2,30	15	10,1
		517	7 500	776	11 250	E	2,5	136	5,35	0,8	2,62	31	20,8
76	3,0	276	4 000	414	6 000	C	2,5	126	4,96	0,8	2,62	18	12,1
		345	5 000	517	7 500	D	2,5	126	4,96	0,8	2,62	18	12,1
		517	7 500	776	11 250	E	2,5	148	5,83	1,1	3,61	34	22,8
89	3,5	276	4 000	414	6 000	C	2,5	140	5,51	0,9	2,95	21	14,1
		345	5 000	517	7 500	D	2,5	140	5,51	0,9	2,95	21	14,1
		517	7 500	776	11 250	E	2,5	162	6,38	1,3	4,26	39	26,2
102	4,0	276	4 000	414	6 000	C	2,5	150	5,91	1,0	3,28	22	14,8
		345	5 000	517	7 500	D	2,5	150	5,91	1,0	3,28	22	14,8
		517	7 500	776	11 250	E	2,5	174	6,85	1,4	4,59	42	28,2

Роторный и вибрационный шланг для арктического бурения **Tauro™ Cool**, где простои не допустимы

- разработан для подачи любого типа бурового раствора при низких температурах
- возможность изготовления с отопительным элементом
- рукава доступны с завулканизированными встроенными и обжимными концевыми соединениями
- полное сечение внутреннего диаметра по всей длине шланга. Без сужений

При бурении газонефтяных скважин в буровую головку под давлением 35 Мпа (5000 PSI) или 52 Мпа (7500 PSI) подается буровой раствор. В качестве гибких соединений системы подачи бурового раствора в данном процессе используются рукава высокого давления.

Между верхним приводом на обсадной трубе и линией подачи бурового раствора на вышке устанавливаются шланги для вращательного бурения. Как правило, они имеют длину, достигающую 18–28 м. Рукава для гашения вибрации более короткие – 9 м и менее. Такие рукава устанавливаются для гашения вибрации между буровыми насосами и нагнетательной линией манифольдов. Кроме того, такая конструкция упрощает процесс монтажа.

По сравнению с аналогами, шланги, оснащенные рукавом «Tauro Cool», имеют превосходную гибкость при температуре до -40 °C. В отличие от подавляющего большинства производителей аналогичного оборудования, которые, как правило, не обращают внимания на характеристики и свойства материалов, используемых для концевой арматуры, в лабораториях концерна Continental применяются, произведенные по специальным рецептурам материалы, обеспечивающие должное сопротивление концевой арматуры низкому температурному режиму. Рукава не имеют ограничения по процентному содержанию масел в буровом растворе.

При этом, что немаловажно, обеспечивается безопасность работ при температуре бурового раствора до +82 °C.

При отличной гибкости шланга, рукав имеет стенку толщиной 25 мм, состоящую из маслобензостойкого слоя, двух или четырех силовых оплеток, произведенных из высококачественного металлокорда, текстильных силовых слоев, а также износостойкий внешний слой.

Проверено временем, доказано опытом

Запатентованная технология заводской вулканизации встроенных концевых соединений уже более 50 лет дает нефтегазовой отрасли надежное химическое и механическое крепление тела рукава с концевой арматурой. У такого крепления масса преимуществ по сравнению с предлагаемыми на российском рынке обжимными соединениями.

Соединения обжимного типа из-за своей технологии имеют в местах крепления сужение внутреннего сечения по сравнению с номинальным минимум на 25%. Это создает падение давления и турбулентности транспортируемой среды и приводит, как правило, к изнашиванию материалов соединения и рукава. Кроме этого, обжимные соединения часто приводят к перегибу, истиранию и разрыву рукава в местах его крепления.

Поэтому к основным преимуществам рукавов компании Continental следует отнести заводскую вулканизацию встроенных соединений. Данная технология позволяет обеспечить полное сечение внутреннего диаметра шланга, без единого сужения на всем его протяжении.

В ходе производства шланг, изготовленный по этой технологии, оснащается усилением в местах крепления концевой арматуры и рукава, (заводчане называют это усилением шеи шланга), таким образом перегиб рукава в местах крепления его с арматурой полностью сведен к нулю.

Помимо технических преимуществ встроенное соединение имеет более длительный срок службы и надежность при тяжелых условиях.

Нередки ситуации, когда заказчик измеряет время работы рукава в часах, ограничивая работу рукава 6000 часами. Рукава «Tauro Cool» не ограничены по часовой работе. Их эксплуатация измеряется годами. Статистика и отзывы заказчиков показали, что средний срок службы такого рукава составляет в среднем 4–5 лет. Было немало случаев, когда заказчики меняли рукава после десятилетнего срока эксплуатации.

Для шлангов, задействованных в процессе цементирования, это маркер FSL 0. Чтобы соответствовать требованиям FSL 0, оборудование проходит испытание на деформацию, а также на изгиб при комнатной и низкой температуре окружающей среды. При этом испытания прототипа пульсации давления не требуется.

Если оборудование работает в нормальных условиях, то для шлангов, составляющих часть комплекса оборудования, применяемого при вращательном бурении и гашении вибрации, соответствует маркер FSL 1. Чтобы отвечать его требованиям, в дополнение к испытаниям прототипа FSL 0, проводятся испытания прототипа при низкой частоте пульсации давления – 1000 циклов давления (макс. 5 мин / цикл) при максимальной рабочей температуре.

Если же бурение происходит в условиях, в которых комплекс бурового оборудования подвергается высокочастотной пульсации давления, как часто происходит при направленном бурении, то к

Таким образом, шланги Continental обладают рядом неоспоримых преимуществ:

- их применение повышает безопасность работы производственного персонала;
- обеспечивается бесперебойная работа без остановок на замену разорвавшегося рукава и, как следствие, увеличивается эффективность бурения;
- снижаются затраты оператора на простой буровой вышки;
- содержание огромного количества запасных рукавов на складе, а также расходы по доставке их на месторождения, отдаленность которых делает логистику крайне затратной.

Инновационный дизайн шланга «Tauro™ Cool» обеспечивает долгий сроке службы, безопасность и отличную стойкость к истиранию и маслам

Безопасность – первый приоритет

Все объекты нефтегазового комплекса – это производства повышенной степени опасности. Оборудование, применяемое при разработке месторождений, особенно, когда речь идет об Арктическом регионе, должно быть максимально безопасным. Поэтому каждый произведенный на заводе буровой рукав проходит всесторонний контроль качества и тест на давление.

Номенклатура рукавов включает все ходовые размеры (от 50 до 102 мм), длины (от 2 до 60 м) и рабочее давление (от 0 до 52 МПа). Также доступны конструкции рукава «Tauro Cool» для цементирования скважин на рабочие давления 69 МПа (10 000 PSI).

Все рукава имеют коэффициент безопасности равный 2,5.

Шланги, имеющие монограмму стандарта API 7K, обязательно должны отвечать установленному в стандарте уровню безопасности. Для этого специальное подразделение концерна – центр по развитию – проводит лабораторные тестирования прототипа на деформацию шланга под давлением при определенных уровнях пульсации (Flexible Specification Levels, FSL).

Линейка продукции для дроссельных линий ПВО производится в Европе под контролем качества «DNV-GL»

шлангам, задействованным при вращательном бурении и гашении вибрации, применим маркер FSL 2. Чтобы соответствовать требованиям FSL 2, в дополнение к испытаниям прототипа FSL 0, требуются испытания прототипа при высокочастотной пульсации давления – 10 000 циклов давления (макс. 10 с / цикл) при максимальной рабочей температуре.

Бурение с Continental

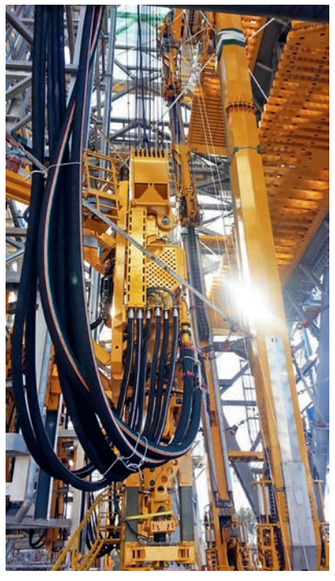
Несмотря на качество и надежность шлангов, специалисты концерна Continental всегда рекомендуют своим клиентам тщательно относиться к уходу и хранению шлангов.

Какие рекомендации дают специалисты для обеспечения долгой и надежной работы оборудования? Необходимо регулярно проводить инспекцию рукавов, как визуальную, так и механическую. Каждые 3–6 месяцев проводить визуальную инспекцию на наличие механических повреждений. Ежегодно проводить гидроопрессовку. После первых 3,5 лет службы – капитальный осмотр рукава.

Если заказчик не имеет возможность проводить генеральную инспекцию своими силами, концерн Continental предлагает помощь своих специалистов из команды "Hose Management".

Помимо шлангов для вращательного бурения и гашения вибрации, концерн является лидером в области производства шлангов для систем противовыбросного оборудования (ПВО) для дроссельных линий глушения и задавливания, тестирования и стимуляции скважин.

Данная продукция еще не вошла в обиход на рынке СНГ, но уже давно пользуется популярностью у зарубежных добычных компаний.



Гибкая линия дросселей между установкой ПВО и линией манифольда в разы снижает необходимость монтажа данной системы при переездах буровой, тем самым экономя время и средства оператора. Шланги для дроссельных линий, тестирования и стимуляции скважин производятся в диаметре от 50 до 104 мм, от 35 до 103 МПа.

Выводы

Месторождения северных широт России содержат несметные запасы углеводородов. Для их добычи требуются современные технологии и оборудование, отвечающие не только высоким эксплуатационным стандартам, но и экологическим требованиям, продиктованным особенностями хрупкого климата Арктического региона. Одна из компаний, которая предлагает российским нефтяникам такое оборудование – концерн Continental, инженеры которого специально для добычи в северных регионах разработали технологию производства бурового рукава «Tauro Cool». Безопасность, надежность в эксплуатации, а также удобство и экономичность применения уже сделали этот продукт популярным среди добычных и нефтесервисных компаний во всем мире. ●

Keywords: *drilling equipment, hose, hose, rotary drilling, vibration damping.*

С Днём работников нефтяной и газовой промышленности!

Дорогие коллеги!

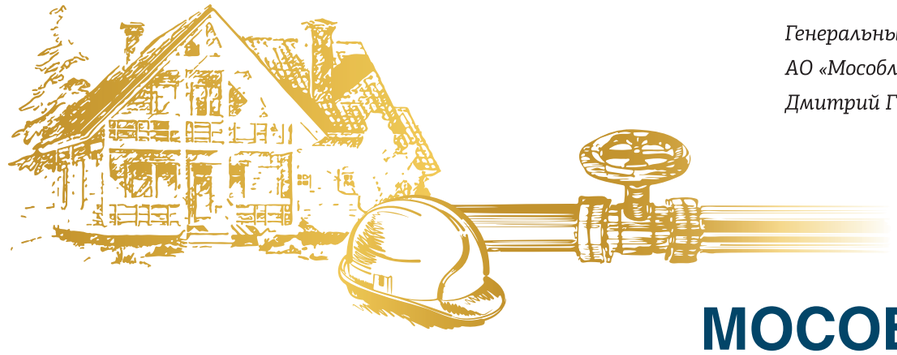
Поздравляю вас с профессиональным праздником – Днём работников нефтяной и газовой промышленности.

Топливно-энергетический комплекс был и остаётся фундаментом экономики и основой благосостояния нашей страны. В этот день мы с гордостью ощущаем свою особую принадлежность к сообществу людей, связанных с базовой отраслью российской промышленности.

Залог процветания нефтегазовой отрасли заключается прежде всего в людях, чей напряжённый ежедневный труд обеспечивает стабильное развитие государства и уверенность в завтрашнем дне. Сегодня отрасль на подъёме, наращивает свой потенциал, открывает новые возможности для развития рынка. К специалистам топливно-энергетического комплекса предъявляются самые высокие требования. Их компетентность, профессионализм, ответственное отношение к делу, умение работать с максимальной отдачей, способность эффективно применять инновационные технологии, успешно решать различные по технологической сложности задачи – всё это предопределяет успех!

Самые тёплые поздравления, слова особой признательности и благодарности хочется сегодня сказать в адрес ветеранов газовой отрасли – наших предшественников, которые всегда гордо несли и продолжают нести честь своей профессии.

В этот праздничный день желаю всем вам, уважаемые коллеги, достижения новых перспективных целей, укрепления сотрудничества и партнёрских отношений, а также крепкого здоровья, счастья и семейного благополучия!



Генеральный директор
АО «Мособлгаз»
Дмитрий Голубков

МОСОБЛГАЗ

СВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ В ПРОКЛАДЫВАНИИ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ТРУБ:
новые разработки бренда SHINDAIWA

УДК 621.791

РУКОВОДИТЕЛИ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ ЧАСТО ЗАДАЮТСЯ ВОПРОСОМ: КАК УМЕНЬШИТЬ ЗАТРАТЫ И УВЕЛИЧИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОЧЕГО ПРОЦЕССА? ИЗБЕЖАТЬ НЕПРЕДВИДЕННЫХ СИТУАЦИЙ И НЕ ПОНЕСТИ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИЗДЕРЖЕК? ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЭТИХ ПРОБЛЕМ ИНЖЕНЕРЫ-РАЗРАБОТЧИКИ ВСЕГО МИРА УЛУЧШАЮТ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЯЕТСЯ ИННОВАЦИЯМ В СФЕРЕ ДУГОВОЙ СВАРКИ. КАКИЕ НОВЫЕ РАЗРАБОТКИ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ КОМПАНИИ?

HEADS OF OIL AND GAS COMPANIES ARE BEGINNING TO WONDER: HOW TO REDUCE COSTS AND ENHANCE THE PROCESSES? AVOID UNFORESEEN SITUATIONS AND EXTRA COSTS? TO SOLVE THESE PROBLEMS, THE DEVELOPMENT ENGINEERS FROM ALL OVER THE WORLD ARE IMPROVING THE CAPABILITIES OF INDUSTRIAL EQUIPMENT. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO INNOVATIONS IN THE FIELD OF ARC WELDING. WHAT NEW DEVELOPMENTS DO MODERN COMPANIES OFFER?

Ключевые слова: *энергоэффективность, сварочное оборудование, научные разработки, ремонт и прокладка трубопроводов, Yamabiko, Shindaiwa.*

Ломагин Михаил Николаевич,
руководитель направления сварочных агрегатов «Рутектор»

Почти ни одно современное предприятие не обходится без сварочных агрегатов. Первые агрегаты в Японии появились более 50-ти лет назад.

С момента выхода первых образцов и до сегодняшнего дня, аппараты постоянно совершенствуются. Гонка технологий между концернами-производителями является одной из движущих сил развития японской промышленности.

Один из таких концернов – японская компания Yamabiko (Shindaiwa), основанная в 1952 году.

Для того чтобы в полной мере решать проблемы клиентов, компания Yamabiko инвестировала в научно-технические разработки и исследования. Стало ясно, что объемы сварочных работ вне цеховых помещений постоянно увеличивались, что провоцировало необходимость в сварочных аппаратах, которые бы имели возможность применяться на строительных площадках без источника питания. В 1973 году Yamabiko создала легкий, компактный сварочный агрегат, оснащенный приводом от двигателя внутреннего сгорания.

Сейчас сварочные агрегаты Shindaiwa можно встретить более чем в 130-ти странах по всему миру. Агрегаты Shindaiwa особенно широко востребованы в странах со сложными климатическими условиями, такими как США, Канада, Кувейт, Австралия, ОАЭ, Саудовская Аравия.

Этому способствуют немалое количество достоинств техники Yamabiko:

- **невысокий расход топлива.** Потребление топлива в режиме двух постов – 4,7 л/ч, что в среднем меньше потребления топлива у аналогов как минимум на 1 л/ч, такая экономия позволяет за 7 лет эксплуатации агрегата полностью окупить его стоимость только на экономии топлива. При испытании аналогичных моделей различных производителей, аппараты Shindaiwa показали самый низкий расход.
- **по-настоящему двухпостовой.** Конструкция статора имеет три независимые обмотки. За счет этого на сварочных постах нет просадки сварочного тока при поджоге сварочной дуги. Это способствует снижению образования пор в сварочном шве на 99%.
- **эффективность работы.** Агрегат является не только двухпостовым сварочным аппаратом, но и еще мощной электростанцией (13,2 кВА). Также выполняет собственные функции при 100%-ной нагрузке в течение длительного времени.
- **автономность.** Одной заправки бака хватает на непрерывную работу в течение полного рабочего дня.
- **незначительные габаритные размеры.** Позволяют компактно размещать агрегаты на передвижных станциях – КУНГах, оставляют место для других инструментов, способствуют сокращению транспортных расходов.
- **малый уровень шума.** 57 дБ(А) – это ниже аналогов на 25–30%. Обеспечивает комфортную работу сварщика. Он не теряет концентрацию и производит качественную сварку на протяжении большего времени.
- **надежность.** Данное оборудование эксплуатируется в нефтегазовой отрасли в различных климатических поясах России уже более 6 лет. Начиная с Крайнего Севера (ГТС «Ухта – Торжок», «Ямал СПГ», «СПГ-2», «Сила Сибири») до южных границ («Южный поток», КС «Казачья» и т.д.). За это время аппараты себя зарекомендовали как очень надежные. На агрегаты предоставляется гарантия на 3 года.
- **простота в работе и обслуживании.** Обслуживание производится при наличии доступа к одной стороне установки, на которой располагаются отверстия для залива и слива всех рабочих жидкостей. Панель управления на русском языке.

Агрегаты SHINDAIWA одобрены к применению на объектах ПАО «Транснефть», ПАО «Газпром» и присутствуют в их реестрах

Сварочные двухпостовые агрегаты разработаны так, что способны справляться с негативным воздействием внешней среды (морозами, снегом, дождем) и с регулярными перегрузками. Аппараты обладают высочайшей степенью защиты IP44.

От неблагоприятных погодных факторов агрегат оберегает прочный стальной кожух, а от возможных внутренних проблем – специальная умная плата управления. Последняя может мгновенно отключать агрегат при появлении неполадок (при падении уровня масла, повышении температуры охлаждающей жидкости, замыкании и пр.).

Чаще всего сварочные аппараты Shindaiwa применяются при:

- прокладывании, ремонте нефтяных, газовых трубопроводов,
- монтаже, изготовлении строительных металлоконструкций,
- обслуживании, ремонте механизмов горнодобывающей отрасли,
- сварочных операциях по восстановлению судов, судовых механизмов,
- восстановлении коммунальных сетей внутригородских хозяйств.

Сегодня сварочное оборудование Shindaiwa занимает 60% японского рынка соответствующей техники.

В Россию японский производитель поставил уже более 1000 аппаратов, которые успешно используются на крупнейших объектах нефтегазовой промышленности.

Использование агрегатов Shindaiwa – это возможность снизить расходы на обслуживание и работу оборудования и минимизировать издержки за счет исключения поломок и простоев.

При подборе техники специалисты имеют возможность лично испытать каждый аппарат. Некоторые компании-поставщики предлагают услугу тест-драйва.

Испытать аппараты бренда Shindaiwa можно в компании «Рутектор» как в демозале, так и заказав выезд на свое предприятие.

Keywords: *energy efficiency, welding equipment, scientific development, repair and laying of pipelines, Yamabiko, Shindaiwa.*

rutector.ru
Телефон: 8-800-100-00-69
E-mail: info@rutector.ru
Адрес: 109456, г. Москва, 1-й Вешняковский пр-д, 1, с. 11

Группа компаний ТСС –

Техника. Созидание. Сервис.

ГРУППА КОМПАНИЙ ТСС (ГК ТСС) ВЫПУСКАЕТ ДИЗЕЛЬНЫЕ ГЕНЕРАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ И ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ДЛЯ ОСНОВНОГО И РЕЗЕРВНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОСУДАРСТВЕННЫХ, СОЦИАЛЬНЫХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

THE TSS GROUP OF COMPANIES (GC TSS) PRODUCES DIESEL GENERATOR SETS AND POWER PLANTS FOR THE MAIN AND BACKUP POWER SUPPLY OF STATE, SOCIAL AND INDUSTRIAL FACILITIES

УДК 662.316

Ключевые слова: *дизельные генераторные установки, электроснабжение, газопоршневые электростанции, проектирование и строительство эффективных установок, оборудование.*

ГРУППА КОМПАНИЙ

С ВЛАДИМИРОМ СОРОКИНЫМ, ГЕНЕРАЛЬНЫМ ДИРЕКТОРОМ ООО «ГК ТСС», МЫ БЕСЕДОВАЛИ ЛЕТОМ НЫНЕШНЕГО ГОДА, УЖЕ ПОСЛЕ 25-ЛЕТНЕГО ЮБИЛЕЯ, КОТОРЫЙ КОМПАНИЯ ОТМЕТИЛА В 2018 ГОДУ

ФОТО 1. Владимир Сорокин (второй справа) в цехе изготовления и обеспечения блок-контейнеров

– Владимир Геннадьевич, скажите, на самом деле, в 25 лет все только начинается?

– Наша команда за прошедшие четверть века прошла через все известные нашей стране кризисы, и всякий раз мы извлекали из них уроки, нарабатывали опыт и компетенции для новых направлений работы. Сложности современного периода сделали нас только сильнее. Достаточно вспомнить время, связанное с развалом СССР, когда нам пришлось удерживать и перестраивать разорванные хозяйственные связи. Пройти такой непростой путь под силу только сплоченным командам. И сегодня мы хорошо себе представляем наши возможности и стратегические перспективы.

Группа компаний ТСС сегодня – это многоуровневая структура, действующая под единым брендом, который отражает смысл и философию нашего дела: «Техника. Созидание. Сервис». Мы гарантированно и в полном объеме решаем задачи инжиниринга, производства, поставок, сервиса – по всей номенклатуре оборудования для дизельных электростанций (ДЭС) и газопоршневых электростанций (ГПЭС), прежде всего в корпоративном сегменте.

– Как ощущает себя компания сегодня? О каких результатах Вы могли бы сказать?

– Судите сами. В прошлом году нами ввезено в страну оборудование на сумму более 1,5 млрд рублей. Диапазон мощности генераторных установок, предлагаемых нами – от 5 до 2000 кВт единичной мощности. При этом собственное производство составляет более 2500 станций и 300 контейнеров в год. Всего за годы работы нами поставлено свыше 15 000 электростанций. В 2018 году мы вошли в состав поставщиков Российской ассоциации электротехнических компаний (РАЭК), занимающих лидирующие позиции. Такая динамика с упором на собственное производство сохраняется и в 2019 году. Кстати, наш производственный комплекс в подмосковной Ивантеевке постоянно развивается. Сегодня его площадь уже превысила 10 тысяч кв. м.

– Вы говорили о команде и коллективе. Какое место в вашей предпринимательской практике занимают сотрудники компании?

– Ключевое! Людям нравится у нас работать. Это подтверждается всем развитием ГК ТСС. Мы растем, и, конечно, отрадно, когда нас рекомендуют, как надежного работодателя, и ведь берем мы к себе далеко не всех. Были и такие случаи, когда сотрудники переходили работать в другие компании и затем возвращались к нам. Человек раскрывается в своем профессиональном потенциале, решая задачи технически сложные, когда результат заметен самому человеку и окружающим, а во главу поставлен общий труд команды единомышленников. И это опять же про наш бренд ТСС: «Техника. Созидание. Сервис».

И так было с первых лет работы, что позволило нам еще в 1993 году, создать интернет-магазин промышленного оборудования. Сегодня ему на смену пришел наш ключевой информационный ресурс www.tss.ru. Сейчас сайтом никого не удивишь, а в начале 90-х, когда все искали партнеров через журналы «Желтые страницы», «Товары и цены», сотнями рассылали факсы, интернет-магазин был настоящим прорывом.

Мы опираемся на лучшие традиции советской и российской инженерно-технической школы. Обогащаем этот опыт современными зарубежными технологиями и инженерными решениями. В результате такого подхода в компании согласованно работают высококвалифицированные специалисты в области разработки, продвижения и продаж оборудования, гарантийного и постгарантийного обслуживания.

– Вы уделяете большое внимание сервису и развитию дилерской сети. Каким образом ГК ТСС выстраивает взаимодействие с партнерами в регионах страны?

– Вспоминается ситуация из 2008 года. Увеличение продаж по всем российским регионам привело нас к необходимости активно наращивать сеть сервисных центров. Для решения этой задачи мы собрали специалистов из партнерских компаний на нашем производственном комплексе в Ивантеевке и провели с ними обучение. Это было первое в истории ТСС столь масштабное обучение технических специалистов компаний-партнеров со всей страны.

Развитие авторизованных сервисных центров ускорило формирование дилерской сети ТСС. Сегодня у нас более ста дилеров, работа с которыми находится в приоритетах нашего бизнеса. В региональных компаниях, с кем мы давно сотрудничаем, у руля стоят опытные директора и трудятся квалифицированные специалисты, чье влияние охватывает значительные территории от

ФОТО 2. Дизель-генераторная установка TSS Baudouin 800 кВт в блок-контейнере

Сахалина до Калининграда. Держим обратную связь с широким кругом заказчиков и клиентов, в списке которых на сегодня свыше пяти тысяч различных государственных, социальных и промышленных предприятий и организаций из России, Белоруссии, Казахстана, Армении, Киргизии и других стран.

– Владимир Геннадьевич, Вы исколесили полмира, постоянно бываете на производствах ведущих российских и зарубежных предприятий. Насколько это важно для решения задач энергетического резервирования и непрерывного электроснабжения различных объектов?

– Сотрудничество с лучшими мировыми конструкторскими и производственными компаниями – это обязательный элемент нашей системы кооперации и дистрибьюции. Такой подход развивает наше собственное производство и создает условия для гарантированных поставок дизельных генераторных установок (ДГУ), современного проектирования и строительства высокоэффективных ДЭС и ГПЭС.

Европа (Франция, Германия, Италия, Швеция), Ближний Восток (ОАЭ, Иордания), Центр России (Ярославль, Набережные Челны), Республика Беларусь (Минск), Китай и Япония – перечислить всех наших давних и новых партнеров непросто. Для примера назову китайскую корпорацию мирового уровня Weichai и ее дочернюю компанию с вековыми традициями французского двигателестроения Moteurs Baudouin.

Более двух лет назад ГК ТСС был присвоен официальный статус партнера Baudouin PowerKit OEM, что открыло возможности серийного производства в России ДГУ на основе двигателей легендарной французской марки Baudouin. Компания Baudouin действует в составе корпорации Weichai. Двигатели Baudouin – это мировой эталон в сегменте судовых дизелей, которые и в малой энергетике демонстрируют образец надежности и качества.

Новые модели наших серийных ДЭС на базе двигателей французской марки Baudouin представлены в линейке высокопроизводительных станций TSS Premium (фото 2).

На базе производственного комплекса ГК ТСС к октябрю 2018 года мы полностью сформировали и представили нашим заказчикам линейку высоковольтных дизельных генераторов, мощностью от 500 кВт до 1 МВт для выработки трехфазного электрического тока с напряжением 6300 В и 10500 В. Основа этих ДГУ – дизельные двигатели французской марки Moteurs Baudouin.

Высоковольтные ДГУ мы производим в двух наиболее востребованных вариантах исполнения – на открытой раме и с размещением в контейнере – для эксплуатации в сложных климатических условиях (фото 3).

Шкафы управления этих станций укомплектованы итальянскими контроллерами марки Lovato, а за непосредственно выработку электроэнергии отвечают синхронные генераторы, производимые под нашим собственным брендом TSS-SA.

Кстати, хотелось бы помочь быстрее развеять миф о якобы невысоком качестве китайского оборудования. Так вот, уверяю вас, что Китай сегодня – это уже не тот Китай с выставками-палатками под открытым небом. Кто знает, тот подтвердит, что свои инвестиции китайцы направляют в лучшее – роботизированное производство, диагностику и системы контроля качества с минимизацией участия человека. При этом конструкторские разработки, как например, в ситуации с двигателями Baudouin, китайцы оставляют в Европе. ГК ТСС со своей стороны на нашей производственной площадке проводит дополнительную проверку и адаптацию оборудования к российским условиям эксплуатации.

– Что в широком плане предлагает Группа компаний ТСС потребителям своего оборудования?

– Какое оборудование в большей степени будет соответствовать целям и требованиям заказчика необходимо, конечно, внимательно смотреть в каждом конкретном случае. Назову только основные серии генераторных установок ТСС и их ключевые особенности:

TSS Premium. ДГУ этой серии (фото 5) являются прямыми конкурентами ДГУ ведущих мировых производителей. Генераторные установки этой серии собираются на базе двигателей Baudouin, Mitsubishi, FPT (Iveco) серии Cursor. Они относительно дорогие, но гарантированно обеспечивают низкую стоимость вырабатываемой электроэнергии, что позволяет рекомендовать их потребителям, для которых автономное энергоснабжение играет ключевую роль – непрерывные производства, объекты здравоохранения, финансовый сектор, центры хранения и обработки данных.

Особо скажу про ДГУ на базе двигателей Baudouin. Установки этой марки отлично зарекомендовали себя в российских условиях. Один из критериев, подтверждающих техническое

превосходство и надежность ДГУ на базе двигателей Baudouin – эффективный прием нагрузки. Еще один критерий – увеличение межрегламентного периода эксплуатации, что стало возможным благодаря применению комплектующих с повышенным классом надежности. Все это в совокупности дало возможность предоставить этим ДГУ расширенную гарантию.

TSS Prof. Оборудование этой серии также рассчитано на длительный срок эксплуатации. Это современные двигатели от крупнейших мировых производителей (Doosan, SDEC, Weichai, FPT (Iveco) серий F23 и NEF). ДГУ TSS Prof поставляются в среднем ценовом диапазоне. Они могут использоваться как в качестве основного, так и в качестве резервного источника электроснабжения.

Относительно невысокая стоимость ДГУ этой серии делает их конкурентами многих европейских марок ДГУ. Рекомендуем их для небольших производств, фермерских хозяйств, логистических центров.

– Что объединяет модели ДГУ от компании ТСС?

– В обновленных сериях дизельных электростанций применяются синхронные генераторы, хорошо известные энергетикам России и стран Евразийского союза. Так, генераторы TSS-SA уже давно доказали свою надежность на

ФОТО 3. Нестандартный контейнер (из гнутого профиля) в арктическом исполнении для эксплуатации оборудования в тяжелых климатических условиях

ФОТО 4. На производстве ГК ТСС. Участок механической обработки деталей

тысячах объектов в России. Мы также работаем с французской компанией Leroy Somer, итальянскими Mecc Alte, Sincro, Linz, английской Stamford. В каждом конкретном случае мы совместно с заказчиком ведем индивидуальный подбор комплектующих под конкретные задачи и условия эксплуатации с учетом исходных технических требований.

Оборудование всех серий ДГУ от ГК ТСС объединяет применение в них проверенных временем современных контроллеров управления работой ДГУ производства итальянской компании Lovato Electric, чьи панели управления ДГУ позволяют максимально использовать заложенный в станции диапазон мощности от 10 до 2000 кВт. Эти контроллеры построены на базе высокопроизводительного микроконтроллера, отличаются повышенной надежностью и способностью выполнять высокоточное измерение значений рабочих параметров ДГУ. В отличие от модели Lovato RGK600, который обладает базовым функционалом, в модели RGK800 реализованы различные варианты по организации системы дистанционного управления работой ДГУ, а также имеются базовые функции анализатора сети. Вдобавок ко всему вышеперечисленному контроллер RGK900 способен обеспечивать параллельную работу нескольких генераторных установок. Функциональные возможности контроллеров могут быть расширены с помощью внешних модулей и устройств.

Помимо контроллеров производства Lovato Electric, наша компания применяет недорогие и эффективные китайские контроллеры производства Smartgen. Они максимально распространены в энергетических решениях низкой и средней мощности. Также существует возможность комплектации оборудования ДГУ контроллерами производства ComAp, DeepSea, других производителей.

– Известно, что Группа компаний ТСС – это не только поставщик оборудования. Какие примеры проектов выполнены вами в этом году?

– В пакет наших возможностей и предложений, как я уже говорил, входит инжиниринг, производство, поставка, ввод в эксплуатацию и сервис оборудования. Инжиниринг включает в себя весь комплекс работ, связанных с проектированием нашего оборудования под индивидуальные требования заказчиков. По ряду проектов ТСС выступает в качестве EPC-подрядчика, выполняя заказы «под ключ».

В этом году нами уже реализовано более 50 крупных проектов. Это резервное энергоснабжение для социальных объектов – больниц, аэропорта, автовокзала. Выполнены проекты энергоснабжения объектов в нефтегазовой отрасли на Севере, в арктическом поясе России. Созданы резервные системы энергоснабжения для промышленных предприятий, например, на металлургическом производстве. Есть проекты в пищевой отрасли – для крупного российского агрохолдинга и животноводческого комплекса на Ставрополье. Выполнены поставка и работы для логистического комплекса в Москве.

Об этих и других наших проектах лучше рассказывать подробно – в деталях, и я бы предложил вернуться к этому при следующей встрече. Думаю, это будет особенно интересно для специалистов предприятий и организаций,

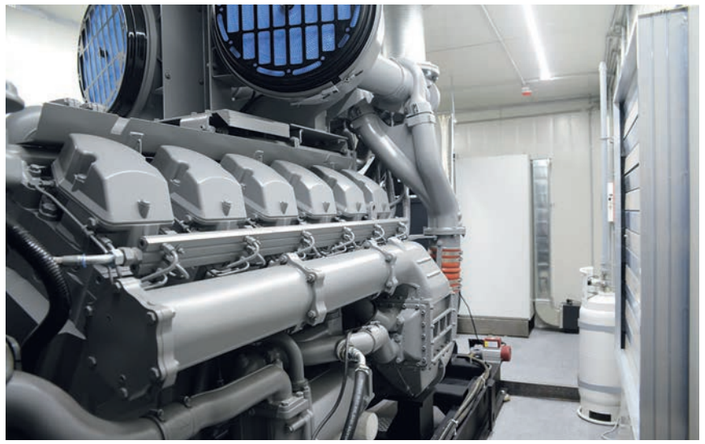


ФОТО 5. ДГУ серии TSS Premium в контейнерном исполнении

заинтересованных в создании собственных основных и резервных систем энергоснабжения.

– Владимир Геннадьевич, Вы упоминали газопоршневые электростанции.

– Да, это наше новое перспективное направление – строительство «под ключ» высокоэффективных ГПЭС. Мы выпускаем газопоршневые генераторные установки ТСС, которые вырабатывают электроэнергию в среднем в 2,5 раза дешевле, по сравнению со стоимостью электроэнергии, вырабатываемой традиционным способом. Видим, что у этого направления в России хорошая перспектива. Есть и другие новые проекты, о которых мы сможем поговорить, когда подойдет время.

– Остается узнать, где можно увидеть, получить информацию об особенностях и возможностях предлагаемых моделей ДГУ, ДЭС, ГПЭС?

– В центральном офисе ГК ТСС в Москве работают наши отделы продаж, оперативный склад запчастей, большой демонстрационный зал, в котором представлены образцы продукции и многое другое. Кроме личного общения, ответы на все запросы можно получить на нашем сайте **www.tss.ru**.

Завершая наше знакомство с ГК ТСС, поделюсь своим журналистским впечатлением, полученным от встреч с сотрудниками компании: здесь успех дела решают объединенная энергия лидера и команды, а также творческий профессиональный труд, нацеленный на интересы заказчика. Пожелаем этому коллективу быть на уровне своих традиций и достигать намеченного.

Беседовал Максим Комиссаров

KEYWORDS: *oil and gas deposits, deposits of the East European platform, Scythian plate.*

ФОТО 6. Блок-контейнеры серии УБК производства ГК ТСС на двухосных прицепах

ГРУППА КОМПАНИЙ

8 (495) 104-80-35
8 (800) 250-41-44
order@tss.ru
www.tss.ru

РЕКЛАМА

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, СЕРТИФИЦИРОВАННОЕ КАЧЕСТВО, ВЫСОКАЯ МОБИЛЬНОСТЬ ОТ ВЕДУЩЕГО РОССИЙСКОГО ПРОИЗВОДИТЕЛЯ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

• Проектирование и производство буровых установок

• Поставка узлов бурового оборудования и запасных частей

НЕФТЕГАЗОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ
УРАЛМАШ ХОЛДИНГ

• Модернизация буровых установок

• Технический сервис оборудования

ООО «Уралмаш НГО Холдинг», 117036, Россия, г. Москва, проспект 60-летия Октября, дом 21, корпус 4,
тел.: +7 (495) 783-05-69, факс: +7 (495) 783-05-68, e-mail: info@uralmash-ngo.com, www.uralmash-ngo.com

РАЗВЛЕЧЕНИЕ – ЭТО СЕРЬЕЗНО

Сервисы Спутникового ТВ МТС для нефтегазовой отрасли

Татьяна Топоркова,
руководитель направления по развитию продаж B2B-сегмента компании Спутниковое ТВ МТС

УДК 004

ДАЖЕ В НАСТУПИВШИЙ ВЕК ТОТАЛЬНОГО ЗАСИЛЬЯ ИНТЕРНЕТА ТЕЛЕВИДЕНИЕ ОСТАЕТСЯ ДЛЯ ЛЮДЕЙ ВАЖНОЙ ЧАСТЬЮ ЖИЗНИ: ОСНОВНЫМ СПОСОБОМ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ И И ГЛАВНЫМ – ПРОВЕДЕНИЯ ДОСУГА. НО ТЕЛЕВИДЕНИЕ ТОЖЕ МЕНЯЕТСЯ: МЫ УЖЕ УСПЕЛИ ЗАБЫТЬ, ЧТО КОГДА-ТО БЫЛО ДОСТУПНО ТОЛЬКО ДВА КАНАЛА. ТЕПЕРЬ ИХ СОТНИ. КАРТИНКА СТАЛА ЗНАЧИТЕЛЬНО ЛУЧШЕ, БЛАГОДАРЯ НОВЫМ СТАНДАРТАМ И ФОРМАТАМ СЪЕМОК И ВЕЩАНИЯ. А ТРАНСЛЯЦИИ ВСЕГО ЭТО ВОЗМОЖНЫ В ЛЮБУЮ ТОЧКУ ПЛАНЕТЫ С ПОМОЩЬЮ ТЕХНОЛОГИЙ СПУТНИКОВОГО ВЕЩАНИЯ. НО И ЭТО ЕЩЕ НЕ ВСЕ: КОРПОРАЦИИ МОГУТ САМИ СОЗДАВАТЬ СОБСТВЕННЫЕ КАНАЛЫ – ДЛЯ АКЦИОНЕРОВ, ДЛЯ СОТРУДНИКОВ, ДЛЯ РУКОВОДИТЕЛЕЙ. КАК И ЧЕМ МОЖЕТ БЫТЬ ПОЛЕЗНО ТЕЛЕВИДЕНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА, О ФОРМИРОВАНИИ ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ, БЕЗОПАСНОСТИ И МНОГОМ ДРУГОМ НАШ КОРРЕСПОНДЕНТ ПОБЕСЕДОВАЛА С РУКОВОДИТЕЛЕМ НАПРАВЛЕНИЯ ПО РАЗВИТИЮ ПРОДАЖ B2B-СЕГМЕНТА СПУТНИКОВОГО ТВ МТС ТАТЬЯНОЙ ТОПОРКОВОЙ

TELEVISION REMAINS AN IMPORTANT PART OF LIFE FOR PEOPLE: IT IS STILL THE MAIN SOURCE OF INFORMATION AND LEISURE TIME THOUGH THE TOTAL DOMINANCE OF THE DATA NETWORKING. HOWEVER, TELEVISION IS ALSO CHANGING; WE DON'T EVEN REMEMBER THAT ONCE THERE WERE AVAILABLE ONLY TWO CHANNELS. NOW THERE ARE HUNDREDS OF THEM. THANKS TO NEW STANDARDS AND FORMATS FOR FILMING AND BROADCASTING THE IMAGE ON THE SCREEN HAS BECOME MUCH BETTER. AND BROADCASTING IS POSSIBLE ALL OVER THE WORLD USING SATELLITE BROADCASTING TECHNOLOGIES. THAT'S NOT ALL: CORPORATIONS THEMSELVES CAN CREATE THEIR OWN CHANNELS – FOR SHAREHOLDERS, FOR EMPLOYEES, FOR MANAGERS. ABOUT THE FORMATION OF INDIVIDUAL OFFERS, SECURITY AND MANY MORE OUR CORRESPONDENT TALKED TO THE HEAD OF THE SALES DEVELOPMENT DIVISION OF THE B2B TRANSACTIONS OF MTS SATELLITE TV TATYANA TOPORKOVA. SHE ALSO TOLD HOW AND WHAT WAY CAN OIL AND GAS INDUSTRY USE TV IN THEIR PRACTICES

Ключевые слова: *Спутниковое ТВ МТС, телевидение, нефтегазовый комплекс, спутниковое вещание, корпоративные клиенты, кастомизация контента.*

– Татьяна, здравствуйте. Расскажите, пожалуйста, о корпоративных сервисах спутникового ТВ как услуге для нефтегазового комплекса. Чем она может быть интересна для нефтегазовых компаний? Ведь это, скорее, развлекательный сервис.

– Телевидение – очень разноплановый продукт. То, что это развлечение – первое, с чем он ассоциируется. И, как бы странно это ни звучало, развлечение в данном случае – это очень серьезно. Ведь развлечение, полноценный досуг – важная часть жизни людей, обеспечивающая эффективность работы сотрудников, их эмоциональную поддержку, разрядку, отдых в конце концов. Человек – не машина. И для того, чтобы полноценно работать, ему нужно постоянно получать эмоциональную разрядку и подпитку. Для нефтегазового сектора очень важно эмоциональное состояние сотрудника, его сконцентрированность на рабочих задачах. Мы понимаем, в каких условиях зачастую приходится работать сотрудникам отрасли – удаленные территории, совершенно новые месторождения, куда приезжают инженеры, геологи, работники вахтовых поселков. И, действительно, очень важно обеспечить им комфортные условия для жизни. Люди хотят быть как дома. Они хотят смотреть интересные передачи и фильмы, последние эпизоды сериалов, чтобы не чувствовать себя оторванными от большой земли. Поэтому да – развлечение важная часть того, что мы предлагаем. Для работодателя это часть «социального пакета» и в случае нефтегазового сектора – очень важная часть.

Но при ближайшем рассмотрении развлечение – отнюдь не ключевая функция телевидения. Несмотря на бурное развитие альтернативных каналов – интернет, мессенджеры, социальные сети – телевидение остается основным источником информации. И какие-то важные события, оценку официальной позиции государства по тому или иному вопросу мы сверяем по тому, что транслируют основные государственные каналы. В качестве примера приведу жизненную ситуацию: президент обращается с посланием к Совету Федерации. Понятно, что руководящие лица, скорее всего, находятся в зале, но другие топ-менеджеры и все руководители на местах, конечно, «прильнули» к телевизорам, потому что обсуждается крайне значимый и жизненный процесс, который будет влиять на то, какая будет вестись политика и, соответственно, как может выстраиваться бизнес в обозримой перспективе. Поэтому в кабинете руководителя, который следит за информационной и новостной повесткой, должен быть телевизор.

Услуга Спутниковое ТВ МТС также подходит для организации вещания в приемных, холлах, рецепциях. Люди не просто ждут какого-то события или встречи. Они могут получать еще и важную информацию в это время, в том числе, касающуюся деятельности компании.

Если мы говорим о корпоративном клиенте, актуальным может быть создание отдельного канала, на котором компания может транслировать собственный контент. Причем здесь надо отметить, что разной аудитории можно подавать адаптированную для нее информацию. Например, в приемной могут транслироваться ролики о нефтегазовой отрасли в общем или о работе самой компании, ее успехах и достижениях. Если мы говорим о ТВ, размещенном в кабинетах руководителей, то на их внутренней кнопке будет представлена внутрикорпоративная информация, например, по выплате дивидендов или по проведению собраний. Работникам в местах общего пользования, например, в столовых, могут транслироваться какие-нибудь сообщения общего плана, поздравления, жизненные истории и т.п.

Спутниковое ТВ МТС – это комплексное решение, охватывающее все сферы жизни: бизнес и организация внутренних процессов через собственный канал и доступ к информационному контенту, отношение с государством через получение своевременной и актуальной официальной информации и развлечение – как часть социального договора между собственниками, руководством и сотрудниками компаний

Если резюмировать, то телевидение и, в частности, Спутниковое ТВ МТС – это комплексное решение, охватывающее все сферы жизни: бизнес и организация внутренних процессов через собственный канал и доступ к информационному контенту, отношение с государством через получение своевременной и актуальной официальной информации и развлечение – как часть социального договора между собственниками, руководством и сотрудниками компаний. И, собственно, это закрывает основные потребности любого корпоративного клиента, в т.ч. в нефтегазовой отрасли.

– Есть ли у вас предложения, ориентированные на непрофильные направления деятельности нефтегазовых компаний?

– Нефтегазовая отрасль – это широкий спектр деятельности, охватывающий множество сопутствующих направлений, в том числе, социальное. Компании организуют для работников спортивные центры, санатории, турбазы. Отдых в таких местах чаще всего бывает семейным, люди приезжают со своими близкими, с детьми. В контенте Спутникового ТВ МТС много детских каналов. Фильмы. Передачи про путешествия и досуг.

А, например, в спортивных центрах, фитнес-клубах для сотрудников будут востребованы спортивные каналы. Они помогают создать соответствующий настрой.

Как ни банально это прозвучит, для работников, живущих подолгу на вахтах – а это в основном мужчины, – контент для взрослых актуален.

А в офисах – информационные каналы, РБК, Евроньюс и другие.

– Мы с вами коснулись информационных, детских и спортивных каналов. А в общем, какой контент доступен в пакетах Спутникового ТВ МТС?

– У нас транслируется 222 канала, такая вот красивая цифра. Пакетируются они по-разному, но можно выделить основные направления – новостные и общественно-политические (порядка 60 телеканалов), развлекательные и познавательные (где-то около 20), музыкальные (порядка 10), спортивные (больше десятка) и, конечно, фильмовые, где, кстати, транслируются свежие серии популярных сериалов.

Если рассмотреть с точки зрения корпоративного клиента, то мы можем обсудить запросы и выбрать тот или иной пакет в зависимости от того, где будет размещаться телевизор, либо собрать каналы, которые интересны, в виде набора. Или нескольких наборов для разных групп зрителей и разных целей.

– То есть, есть возможность формирования как конструктора.

– Абсолютно верно. Также не надо забывать и про техническую возможность организации

собственного канала. Услуга реализуется программно через выбранное клиентом оборудование, но это тоже контент, просто контент клиента, который может быть организован на одной, на двух, на трех кнопках.

В целом мы придерживаемся гибкого подхода к пакетированию и к набору канального плана.

– Базовый пакет телеканалов для нефтегазовых компаний уже есть или вы каждый раз формируете предложение с нуля под запросы конкретного клиента?

– Скорее, второе. Есть, конечно, определенные рекомендации на основании опыта работы с отраслевыми клиентами и их предпочтений. Есть определенный набор каналов, который мы можем порекомендовать на основании пожеланий клиента. Из этих составляющих и формируется канальный план для каждого корпоративного клиента.

– Из чего складывается стоимость услуги?

– Стоимость услуги зависит от количества каналов, заказанных клиентом. Еще одним параметром, определяющим цену, является количество пользователей, которые будут смотреть телевизор, потому что это технологически связано с оборудованием, которое будет использоваться. На основании этих вводных мы определяем набор оборудования, который необходим для того, чтобы реализовать запрос заказчика, и рассчитываем стоимость работ по установке.

В стоимость работ входят как сами работы по монтажу, установке и настройке, так и транспортные расходы. Причем с учетом специфики нефтегазовой сферы могут быть опции сокращения логистических расходов.
Если речь идет об удаленных объектах, куда можно добраться только на специальном, чаще всего воздушном транспорте, мы можем договориться с клиентом, чтобы он взял на борт компании, отправляющийся в удаленную точку, оборудование и нашего сотрудника, который произведет установку и настройку оборудования. Это, конечно, скажется на итоговой стоимости, в которую не будут включены эти транспортные расходы, поскольку мы пользуемся возможностями клиента.

Это все оговаривается, фиксируется в договоре, который принимается обеими сторонами и по которому идет дальнейшая работа. Мы прозрачная компания, у нас все делается на основании договоров и соглашений. Наша задача изначально определить ту цену, которую клиент в конечном итоге оплатит. Отклонения стоимости в большую сторону для нас случай исключительный. Поэтому мы стараемся этого не допускать, нам важно, чтобы клиент получил сразу под ключ полное понимание того, что услуга будет включать и сколько она будет стоить.

– Какие ограничения есть у вашего продукта?

– Спутниковое вещание достаточно простая технология – доступная практически в любой точке, куда попадает «луч» со спутника. То есть он может работать практически везде при наличии оборудования. Но по территории распространения, что как раз связано с физикой оптики, ограничения есть. Вещание Спутникового ТВ МТС осуществляется со спутника ABS-2 (75 градусов восточной долготы). Спутник находится в очень выгодной позиции – над Западной Сибирью – что обеспечивает охват практически всей территории России. Исключения составляют Камчатка и Чукотка, где у компании нет лицензии, о чем сразу же предупреждается клиент. Пограничными с точки зрения предоставления услуги являются Дальний Восток и Заполярье, где вещание возможно, но его организация потребует особого технического подхода.

Когда идет общение с клиентом, мы четко проговариванием территорию, на которой будет осуществляться потребление услуги, берем координаты объектов и смотрим по нашей интерактивной карте, какой там уровень сигнала. Если сигнал недостаточен, мы рассчитываем решения, которые позволят его усилить. Чаще всего берется альтернативный диаметр тарелки – 0,9 или 1,1 м (по сравнению с наиболее распространенным диаметром 60 см). Как раз именно такие большие антенны-тарелки ставятся на удаленных территориях. Но есть те места, куда мы точно не идем. Об этом мы честно говорим, и, соответственно, «кота в мешке» клиент не покупает.

Что касается ограничений по контенту, то тут важно учитывать такую особенность России как обширность ее территории. В рамках услуги спутникового телевидения у нас есть отличное решение – 4 часовых пояса, которое позволяет конечному абоненту смотреть передачи, максимально приближенные к тому часовому поясу, в котором он находится. Часовые пояса позволяют приблизить контент к клиенту, это сильно выделяет нас на рынке.

– Вернемся к техническим моментам. Какие требования к инфраструктуре предъявляются для организации вашего сервиса? Есть ли возможность быстро развернуть сервис на новом месте?

– Да, такая возможность есть. Вообще, что нужно для того, чтобы смотреть спутниковое телевидение? Нужен сигнал, нужна тарелка-антенна с конвертером, приставка либо CAM-модуль, телевизор и электричество. Если есть электричество, то организовать остальное проще всего.

Есть примеры в рамках реализованных нами проектов, например, оленеводы, которые кочуют с места на место и для них очень важно мобильное развертывание телевидения. Они возят с собой дизель-генераторы, которые обеспечивают электричеством и телевидение, и бытовые потребности. В случае с нефтегазовой отраслью, услуга Спутниковое ТВ МТС с точки зрения ее мобильности может быть хорошим решением на этапе геологоразведочных работ. Никаких сложностей для того, чтобы установить тарелку, по большому счету, нет. Проблем с настройкой обычно тоже не возникает, соответственно, нет какой-то определенной привязки к изначальному размещению антенны, откуда дальше ее нельзя будет снять. Весь набор мобилен и доступен для передвижения. Переехали – развернули на новом месте.

– Расскажите, пожалуйста, о безопасности контента, который предоставляется в рамках сервисного Спутникового ТВ МТС.

– Корпоративным клиентам интересна организация собственного контента и кастомизация этого контента под разные аудитории. Важным требованием при этом становится обеспечение безопасности. Те решения, о которых мы говорим, реализуются на оборудовании, которое прошло серьезный процесс сертификации и имеет все необходимые разрешения. Поэтому внедрение в контент, кража его или просмотр лицом, кому информация не предназначена, фактически исключено, возможности внедриться в программное обеспечение нет. При организации корпоративного вещания мы полностью отдаем клиенту настойки дерева доведения информации, поэтому все в руках клиента. А железо, техника – она обеспечивает абсолютную безопасность этого процесса.

– Давайте тогда подведем итог нашей беседы. Скажите, пожалуйста, кому и для каких целей вы бы рекомендовали ваш продукт?

– Нет аудитории, которой это было бы неинтересно. Если говорить о корпоративном бизнесе, о нефтегазовой отрасли – это целое бизнес-решение. С точки зрения интересов HR, оно способствует повышению мотивации, обеспечивает внутреннее ощущение готовности сотрудников, большую готовность работников к эффективному выполнению своей работы, потому что они чувствуют себя комфортно, как дома. Что касается непосредственно задач руководства, то важно помнить, что телевизор обеспечивает хорошее качество восприятия информации. То есть руководитель может вовремя увидеть то, что ему нужно.

Мы не зависим от погодных условий. Сигнал у нас резервируется, что выгодно отличает нашу компанию на рынке. Наш основной телепорт расположен на юге Москвы, резерв обеспечивается вторым телепортом в Казани.

Большая отрасль живет своими внутренними проектами. Это «государство в государстве», так можно представить нефтегазовую отрасль. Поэтому довести информацию здесь и сейчас – это очень важно

Территориальная разнесенность и бесшовный переход с одного телепорта на другой практически исключают рассыпание картинки, которое, как известно, случалось у спутниковых операторов из-за погодных явлений, в основном гроз. У нас от этого есть страховка в виде резервного телепорта. Вероятность того, что гроза одновременно пройдет над двумя городами в одну и ту же секунду ничтожна, поэтому можно быть спокойными, что картинка, которую увидит руководитель, важную информацию, которую он должен получить, не рассыплется, а будет получена, причем в высоком качестве.

Третий момент, важный для корпоративных клиентов, – доведение собственной информации. Большая отрасль живет своими внутренними проектами. Это «государство в государстве», так можно представить нефтегазовую отрасль. Поэтому довести эту информацию здесь и сейчас – это очень важно. Мы решаем эти вопросы и приглашаем воспользоваться нашими услугами. ●

Keywords: *satellite TV MTS, TV, oil and gas complex, satellite broadcasting, corporate clients, content customization.*

ЭНЕРГАЗ – проекты газоподготовки и газоснабжения выполняются по плану

В СЕНТЯБРЕ ООО «ЭНЕРГАЗ» ОТМЕЧАЕТ СВОЕ 12-ЛЕТИЕ. КОЛЛЕКТИВ КОМПАНИИ УВЕРЕННО ИДЕТ ПО ПУТИ ДАЛЬНЕЙШЕГО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ИНЖЕНЕРНОГО МАСТЕРСТВА. ВЕДЬ ХОРОШО ИЗВЕСТНО, ЧТО В ПРОФЕССИОНАЛЬНОМ РОСТЕ ПРЕДЕЛА НЕ СУЩЕСТВУЕТ

IN SEPTEMBER, ENERGAS LLC IS CELEBRATING ITS 12TH ANNIVERSARY. THE STAFF OF THE COMPANY CONFIDENTLY GOES ON THE WAY OF FURTHER IMPROVEMENT OF ENGINEERING SKILL. IT IS WELL KNOWN THAT THERE IS NO LIMIT TO PROFESSIONAL GROWTH

УДК 662.76

Ключевые слова: *газоподготовка, газоснабжение, дожимная насосная станция, нефтегазосборный пункт, подготовка нефти.*

Э.С. Зимнухов,
руководитель Департамента реализации проектов ООО «ЭНЕРГАЗ»

Мы не случайно делаем акцент на инженерном профессионализме. Именно в нем сосредоточены врожденные таланты энергазовцев, их способности, которые раскрываются в каждодневном труде, в работе по освоению теоретических знаний и практических навыков. Именно так нарабатывается новый опыт, необходимый при создании и выполнении проектов комплексной газоподготовки и газоснабжения. Отметим при этом, что 76% от общего числа сотрудников ЭНЕРГАЗа – это дипломированные специалисты технического профиля.

Главенствующую роль инженерного профессионализма в деятельности ЭНЕРГАЗа иллюстрируют цифры и факты производственного отчета, который ежегодно готовится ко дню рождения компании.

ДВЕНАДЦАТЬ ЛЕТ РАЗВИТИЯ. ИТОГИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

ООО «ЭНЕРГАЗ» – это головная управляющая компания Группы ЭНЕРГАЗ, предприятия которой действуют согласно согласованным целям и задачам, обладают профессиональной специализацией в сфере газоподготовки и несут взаимную солидарную ответственность за качество своей работы.

Начиная с 2007 года нами реализовано 150 проектов и поставлено 290 компрессорных и многофункциональных установок для комплексной подготовки газа различного типа и состава. Общая номинальная производительность этих установок составляет 3 896 393 м³/ч, а суммарная наработка вышла на уровень 11 573 910 часов. Добавим, что Группа ЭНЕРГАЗ – это 36 регионов поставки в России и ближнем зарубежье, с максимальной удаленностью эксплуатационных площадок 7704 км.

ЭНЕРГАЗ ввел или готовит к пуску **290 установок** подготовки и компримирования газа

В нефтегазовой отрасли оборудование «ЭНЕРГАЗ» на 46 месторождениях подготавливает газ разного типа: попутный нефтяной, природный, газ деэтанизации конденсата, газ из сеноманской воды. Здесь установки действуют на 63 объектах. Это энергоцентры и электростанции собственных нужд, установки подготовки нефти, цеха подготовки и перекачки нефти, цеха контрольной проверки нефти, дожимные насосные станции, центральные перекачивающие станции, установки предварительного сброса воды, центральные пункты сбора нефти, нефтегазосборные пункты, концевые сепарационные установки, установки деэтанизации конденсата, установки стабилизации конденсата, приемо-сдаточные пункты, транспортные системы жидких углеводородов, установки комплексной подготовки газа и конденсата.

В электроэнергетике оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает топливным газом 186 энергоагрегатов, работающих в простом, когенерационном, парогазовом или тригенерационном цикле. Суммарная электрическая мощность сопряженных энергоагрегатов составляет более 6 200 МВт. Установки газоподготовки эксплуатируются с генерирующим оборудованием ведущих отечественных и мировых производителей: «ОДК-Газовые турбины» и «ОДК-Сатурн», «ОДК-Пермские моторы» и «ОДК-Авиадвигатель», Казанское и Уфимское моторостроительные производственные объединения, «Невский завод», «Русские газовые турбины», «Силовые машины», Alstom, Turbomach, Centrax, Solar, Pratt&Whitney, Rolls-Royce, Kawasaki, Cummins, Wartsila, Siemens, General Electric.

Таким образом, за годы развития в своем сегменте рынка ЭНЕРГАЗ достиг репутации ведущего российского производителя и поставщика технологического оборудования компримирования и подготовки газа (Upstream, Midstream). Группа ЭНЕРГАЗ осуществляет полный цикл реализации проектов: проектирование, производство, доставка, монтаж, пусконаладка, испытания, обучение персонала заказчика, сервисное обслуживание, ремонт, модернизация и комплексная реконструкция оборудования.

В течение года специалисты Группы ЭНЕРГАЗ выполняли работы **на 46 объектах** – от Калининграда до Владивостока

ПРИМЕРЫ ИЗ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОТЧЕТА ЗА ПЕРИОД 10/2018–09/2019

Каждый проект ЭНЕРГАЗа индивидуален и имеет особенности, связанные с условиями эксплуатации оборудования, типом и составом исходного газа, конкретными требованиями заказчика. В то же время, они едины в применении наиболее эффективных инженерных решений и проектных разработок, которые многократно опробованы на практике. Это относится к комплектации установок и систем газоподготовки основным и дополнительным оборудованием, вариантами его размещения на объекте, принципам автоматизированного управления и контроля, обеспечения блок-модулей системами жизнедеятельности и безопасности. Отметим некоторые примеры из нового производственного отчета.

Система утилизации ПНГ на Вынгапуровском м/р (Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз)

Система утилизации ПНГ низких ступеней сепарации нефти введена в эксплуатацию на площадке установки предварительного сброса воды (УПСВ, район ДНС-2). Основу этой системы составляет вакуумная компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ». ВКС компримирует низконапорный (0,001 МПа) ПНГ концевой ступени и подает его, после объединения с газом первой ступени сепарации, на головную компрессорную станцию.

Вакуумная КС (фото 1) выполнена на базе винтового маслозаполненного компрессора, ее номинальная производительность 1 500 м³/ч, расход газа контролируется специальной двухуровневой системой регулирования. ВКС работает в автоматическом режиме, локальная САУ интегрирована с верхним уровнем АСУ ТП ДНС-2.

ВКС спроектирована с учетом экстремальных условий эксплуатации (минимальная температура воздуха – минус 59 °С, средняя температура наиболее холодной пятидневки – минус 50,5 °С). При производстве использованы специальные сплавы и антикоррозийные материалы. Размещается в собственном всепогодном укрытии, оснащена системами жизнеобеспечения (обогрев, вентиляция, освещение) и безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение).

Ранее Группа ЭНЕРГАЗ поставила вакуумные компрессорные станции на ряд других объектов АО «Газпромнефть-ННГ», расположенных на Ямале. Это ДНС-1 и ЦПС ДНС-3 Вынгапуровского месторождения, ЦППН Вынгаяхинского и ДНС-2 Еты-Пуровского промыслов.

ФОТО 1. Система подготовки ПНГ низких ступеней сепарации на Вынгапуровском месторождении

Пусковая компрессорная установка для ГТЭС Восточно-Перевального м/р (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь)

Ранее эта КУ находилась на длительном хранении на Гежском месторождении. На ГТЭС установка модернизирована с учетом новых условий эксплуатации. Эту задачу решили специалисты ООО «СервисЭНЕРГАЗ», которые провели восстановительные работы, модернизацию маслосистемы и замену основного элемента установки – винтового маслозаполненного компрессора.

Новый агрегат также оснастили системой мониторинга за температурой подшипников скольжения и системой контроля осевого сдвига винтов компрессора. Установлено новое программное обеспечение, подключена и настроена система автоматизированного управления КУ. Локальная САУ интегрирована с верхним уровнем АСУ ТП газотурбинной электростанции.

Основное генерирующее оборудование ГТЭС-28 состоит из 4-х энергоблоков «Урал-6000» (на базе ГТУ-6П) мощностью по 6 МВт. Пусковая компрессорная установка (фото 2) производительностью 2 000 м³/ч осуществляет доочистку, компримирование и подачу попутного нефтяного газа под давлением 1,6…1,8 МПа в пусковой энергоблок «Урал-4000», выполненный на базе газотурбинной установки ГТУ-4П мощностью 4 МВт. «Урал-4000» и «Урал-6000» созданы «ОДК-Авиадвигатель» и «ОДК-Пермские моторы».

Система подготовки газа для ГТУ-ТЭС в Елабуге (КЭР-Холдинг)

Построенная в Татарстане новая ГТУ-ТЭС с электрической мощностью порядка 20 МВт и тепловой 28 Гкал/час состоит из 4-х газотурбинных установок Solar типа Taurus 60 GS и 4-х котлов-утилизаторов. Топливо для турбин – природный газ.

Проектные параметры топливного газа по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает система подготовки газа «ЭНЕРГАЗ». СПГ состоит из пункта подготовки газа (блочный пункт очистки газа, БПОГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС).

БПОГ (фото 3) – это типичный пример компактной многофункциональной установки в базовой комплектации. Все технологическое оборудование интегрировано на единой раме. Производительность пункта – 8 240 м³/ч, небольшой расход газа обусловлен малой мощностью сопряженных газовых турбин.

В соответствии с проектом БПОГ обеспечивает очистку газа от твердых частиц и капельной влаги до проектных требований производителя турбин; сбор уловленной жидкости в дренажный

ФОТО 2. Модернизированная пусковая компрессорная установка для Восточно-Перевальной ГТЭС

ФОТО 3. Блочный пункт очистки газа входит в состав системы газоподготовки для ГТУ-ТЭС в Елабуге

резервуар с последующей перекачкой в передвижную емкость или спецтранспорт; измерение расхода газа; определение и регистрацию состава газа и его изменений; определение теплоты сгорания; измерение температуры точки росы газа.

После предварительной подготовки газ направляется в ДКС, состоящую из двух установок винтового типа. ДКС компримирует и подает топливный газ в турбины под проектным давлением 1,65 МПа. Технологическая схема ДКС также предусматривает поддержание установленной температуры подачи газа на ГТУ-ТЭС.

Дожимные компрессорные установки на СКНС Южно-Ватлорского м/р (Сургутнефтегаз)

Эти ДКУ (фото 4) предназначены для перекачивания ПНГ первой ступени сепарации, поступающего с дожимных насосных станций следующих месторождений ПАО «Сургутнефтегаз», – Южно-Ватлорское, Ватлорское, Суръеганское, Верхнеказымское, месторождение имени И.Н. Логачева.

Установки, созданные на базе винтовых маслозаполненных компрессоров, в непрерывном режиме осуществляют доочистку, компримирование и подачу попутного нефтяного газа в газопровод внешнего транспорта под давлением 2,2 МПа. Производительность каждой ДКУ – 10 000 м³/ч.

На сегодня в нефтегазовом сегменте Группа ЭНЕРГАЗ ввела в эксплуатацию 70 технологических установок на объектах по сбору и транспортировке газа, еще 74 агрегата подготавливают ПНГ в качестве топлива для автономных энергоцентров месторождений.

Система комплексной подготовки газа для ПГУ Прегольской ТЭС (Калининградская генерация)

В марте 2019 года состоялся пуск Прегольской теплоэлектростанции мощностью 455,2 МВт. Этот самый крупный объект новой калининградской генерации состоит из четырех парогазовых энергоблоков, каждый из которых включает газовую турбину типа 6F.03 («Русские газовые турбины»), генератор («Элсиб»), паровую турбину («Силовые машины»), котел-утилизатор («Подольский машиностроительный завод»).

Снабжение топливом энергоблоков ТЭС обеспечивает система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» (фото 5): пункт подготовки газа (ППГ), газодожимная компрессорная станция и модуль управления.

Многоблочный ППГ производительностью 106 000 нм³/ч изготовлен ЭНЕРГАЗом по специальному проекту. Технологическая установка состоит из нескольких блок-боксов с оборудованием различного назначения, которые при монтаже состыкованы в единое здание. Исключение составляют входной блок фильтрации и узел дренажа конденсата (с дренажным резервуаром объемом 10 м³),

ФОТО 4. Дожимные компрессорные установки для перекачивания ПНГ на Южном Ватлоре (ХМАО)

ФОТО 5. Система комплексной газоподготовки и газоснабжения Прегольской ТЭС

которые имеют внешнее исполнение на открытой раме. Помимо внешних элементов ППГ оснащен системой тонкой очистки газа, блоком коммерческого учета с ультразвуковыми расходомерами, узлом подогрева газа, системой редуцирования, а также блоком контроля качества газа.

Дожимная станция из 4-х компрессорных установок (КУ) включается в газоснабжение энергоблоков, если давление поступающего топливного газа

с использованием передового программного обеспечения и коммутационного оборудования.

Малая газокомпрессорная установка на ДНС-2 Конитлорского м/р (Сургутнефтегаз)

В Ханты-Мансийском АО реализован проект по внедрению нового типа газового компрессорного оборудования для объектов нефтегазодобывающего комплекса.

По завершению опытно-промышленного этапа на площадке дожимной насосной станции № 2 в штатную эксплуатацию введена малая газокомпрессорная установка (фото 6). МГКУ вошла в состав ДКС низкого давления и предназначена для перекачивания попутного газа с входным давлением, близким к вакууму (0...0,09 МПа).

МГКУ обладает комплексом преимуществ в своем эксплуатационном сегменте: транспортировка стандартными грузовыми автомобилями; небольшие затраты на предпусковую подготовку;

Совокупная производительность оборудования «ЭНЕРГАЗ» составляет почти **4 млн м³/ч**

ниже параметров, установленных производителем газотурбинного оборудования. Давление на линии нагнетания может быть обеспечено в диапазоне 2,6…3,45 МПа. Единичная производительность КУ составляет 35 500 нм³/ч и контролируется двухуровневой системой регулирования. Помимо основных элементов фильтрации в блок-модуль каждой установки встроен дополнительный фильтр тонкой очистки газа. На общем выходном коллекторе установлен анализатор содержания паров масла в газе (допустимый уровень – не более 0,5 ppm).

Локальные САУ ППГ и КУ размещены в общем модуле управления (в отдельном укрытии), который расположен на площадке газового хозяйства. Модуль выполнен на базе современной микропроцессорной техники,

ФОТО 6. Малая газокомпрессорная установка на площадке ДНС-2 Конитлорского месторождения

ФОТО 7. Автоматизированная газораспределительная станция производства ГК ЭНЕРГАЗ

минимальный срок ввода в эксплуатацию; низкие эксплуатационные и сервисные издержки; доступная цена.

Реализованное инжиниринговое решение дает возможность не только эксплуатировать такие агрегаты в стационарном режиме, но и последовательно использовать одну МГКУ на разных площадках. Важно отметить, что при перемещении установки на другой объект не требуется повторная пусконаладка.

«Малые» компрессоры могут функционировать на объектах без сложной инфраструктуры. Предусмотрен вариант подключения питающих линий при помощи гибких трубопроводов, что позволяет интегрировать МГКУ без переоборудования существующей системы газопроводов.

На Конитлорском нефтяном месторождении установка производительностью 350 м³/ч осуществляет доочистку попутного газа концевой ступени сепарации, его компримирование и закачку в транспортный газопровод под давлением 0,85 МПа.

Выполненный проект подтвердил работоспособность и эффективность данного типа оборудования в климатических условиях Западной Сибири и его соответствие эксплуатационным требованиям, принятым на объектах компании «Сургутнефтегаз».

Автоматизированная газораспределительная станция АГРС «Александровка»

АГРС (фото 7) осуществляет отбор газа из магистрального газопровода, очистку, коммерческий учет, контроль качества, снижение давления, подогрев и одоризацию газа перед его транспортировкой на отдаленную теплоэлектростанцию.

Комплектация АГРС: две линии фильтрации с фильтрами-коалесцерами; узел дренажа конденсата (с резервуаром 3 м³); две измерительные линии с расходомерами ультразвукового типа; два кожухотрубных теплообменника; две нитки редуцирования; калориметр; анализатор влажности; узел одоризации (с емкостью для хранения одоранта объемом 2,1 м³); система автоматизированного управления; системы жизнеобеспечения и безопасности; резервный генератор.

Подготовку промежуточного теплоносителя для узла подогрева газа обеспечивает блочно-модульная котельная, укрытие которой пристыковано к основному модулю АГРС. В состав БМК входят два водогрейных котлоагрегата общей полезной тепловой мощностью 0,5 МВт.

Дожимная компрессорная станция для Грозненской ТЭС (ОГК-2)

После пуска 2-го энергоблока новая теплоэлектростанция вышла на запланированную мощность 360 МВт. Эксплуатирующая организация объекта – ПАО «ОГК-2». Проект реализован Группой «Газпром энергохолдинг» в рамках системы договоров о предоставлении мощности (ДПМ). Грозненская ТЭС является финальным проектом ДПМ компаний Группы.

Каждый энергоблок мощностью порядка 180 МВт состоит из

ФОТО 8. Дожимная компрессорная станция обеспечивает топливным газом турбины Грозненской ТЭС

ФОТО 9. Установка подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского месторождения на Ямале

газотурбинной установки (ГТУ) SGT5-2000E производства ООО «Сименс Технологии Газовых Турбин». Основное топливо для турбин – природный газ.

Расчетные параметры топливного газа (по температуре, давлению и расходу) и его подачу в ГТУ обеспечивает дожимная компрессорная станция из трех модульных компрессорных установок (фото 8). Поэтапный ввод ДКС в эксплуатацию (шефмонтаж, пусконаладку, индивидуальные испытания, комплексную проверку в составе ТЭС, обучение эксплуатационного персонала) провели ведущие инженеры Группы ЭНЕРГАЗ.

Данное оборудование является самым мощным среди всех 233 газовых компрессорных установок винтового типа, введенных в действие специалистами ЭНЕРГАЗа. Производительность каждого дожимного компрессора (номинальная – 34 200 кг/ч, максимальная – 39 240 кг/ч) составляет до 100% максимального расхода газового топлива на одну турбину. Два работающих агрегата дают в сумме необходимый расход газа на два газотурбинных энергоблока. При этом третий компрессор находится в готовности к включению по АВР (автоматическое включение резерва).

Установка подготовки ПНГ для энергокомплекса Барсуковского м/р (Роснефть)

Барсуковское месторождение («РН-Пурнефтегаз», Роснефть) в Ямало-Ненецком автономном округе оснащено автономным энергоцентром из 10 газопоршневых агрегатов Cummins мощностью по 1,5 МВт. Электростанция, построенная ООО «Альянс Генерация», снабжает электрической энергией инфраструктурные и технологические объекты промысла.

Топливо – попутный нефтяной газ. Его проектные параметры по чистоте, температуре, давлению и расходу обеспечивает установка подготовки топливного газа «ЭНЕРГАЗ» (фото 9).

Общая наработка действующих установок «ЭНЕРГАЗ» превысила **11,5 млн часов**

Это многофункциональный комплекс, в состав которого входят: система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами (степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм); узел дренажа конденсата с подземным резервуаром; блок коммерческого учета газа с ультразвуковыми расходомерами; узел подогрева газа на базе кожухотрубного теплообменника; двухлинейная система редуцирования; блочно-модульная котельная для подготовки теплоносителя, включающая два котлоагрегата общей тепловой мощностью 0,19 МВт.

Установка газоподготовки введена в июне этого года. Номинальная производительность установки – 5000 м³/ч. Коэффициент надежности в эксплуатации – 0,99. Назначенный ресурс (срок службы) – 30 лет.

Газокомпрессорная установка для комплекса испытаний газотурбинных двигателей ОДК-УМПО

В Башкортостане комплекс проведения испытаний (КПИ) ПАО «ОДК – Уфимское моторостроительное производственное объединение» осуществляет эквивалентно-циклические испытания газотурбинных двигателей (ГТД) АЛ-31СТ, применяемых в газоперекачивающих агрегатах и на электростанциях.

КПИ оснащен дожимной компрессорной установкой (ДКУ), предназначенной для бесперебойного снабжения испытуемых ГТД топливным газом с установленными параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу. ДКУ от компании ЭНЕРГАЗ компримирует газ до расчетных значений (2,8…3,2 МПа) и подает его на газогенератор приводов в процессе их тестирования.

Установка разработана по индивидуальному проекту – специально для эксплуатации в условиях высокой интенсивности запусков и остановов при разной продолжительности испытаний (фото 10). С учетом жестких требований по чистоте топливного газа система фильтрации в ДКУ усилена. Помимо газо-масляного фильтра-сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего (страховочного) фильтра 2-й ступени, в блок-модуль дополнительно встроен входной фильтр тонкой очистки газа (степень очистки – 98% для загрязнений величиной более 5 мкм и 100% для частиц крупнее 10 мкм). Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКУ составляет не более 2 ppmw (мг/кг). В технологическую схему установки интегрирован газоохладитель, который обеспечивает «отбой» конденсата и устойчивое поддержание проектной температуры топлива для газотурбинных двигателей (до +60 °С).

Производительность ДКУ составляет 6 500 м³/ч. Расход газа контролируется в диапазоне от 0 до 100% от номинального. Для этого применена специальная двухконтурная система регулирования. Первый контур (управление золотниковым клапаном компрессора) обеспечивает плавное бесступенчатое регулирование производительности в диапазоне 15–30…100%, а для контроля производительности в нижнем диапазоне он комбинируется с системой рециркуляции газа (второй контур), которая позволяет максимально быстро и корректно реагировать на резкое изменение нагрузки при переходных режимах работы сопряженных ГТД.

ФОТО 10. Технологический отсек ДКУ для испытательного комплекса ОДК-УМПО

За контроль и управление ДКУ, а также безопасность технологических процессов отвечает полнокомплектная двухуровневая система автоматизированного управления и регулирования (САУиР), которая интегрирована в АСУ ТП испытательного комплекса. Первый уровень – отсек управления ДКУ – размещен внутри блок-модуля установки и отделен от технологической части газонепроницаемой огнестойкой перегородкой. Второй уровень – пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место, фото 11) – расположен в операторном центре объекта.

Отметим, что для Группы ЭНЕРГАЗ это уже четвертый аналогичный проект. Ранее специально спроектированными компрессорными установками оснащены стенды испытаний газовых турбин ПАО «Протон – Пермские моторы», АО «ОДК – Газовые турбины» и ЗАО «Невский завод».

Сегодня в планах ЭНЕРГАЗа новые разработки сложных и масштабных проектов на базе высокоэффективного оборудования газоподготовки.

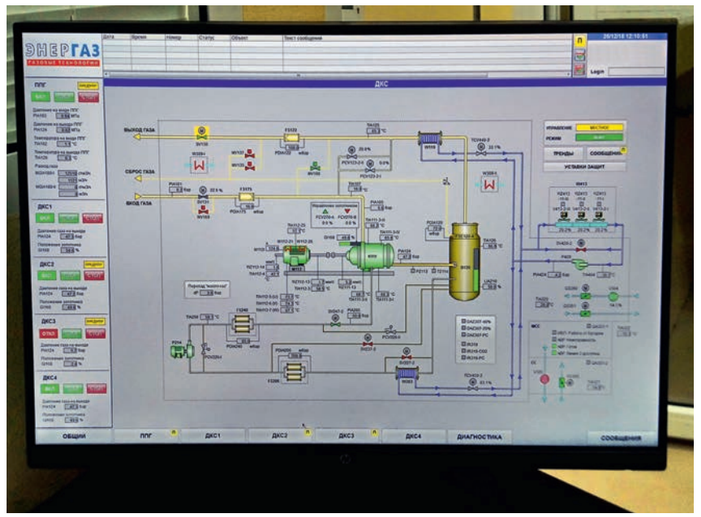


ФОТО 11. АРМ оператора компрессорной установки

Keywords: *gas treatment, gas supply, booster pump station, oil and gas collection point, oil preparation.*

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

БУРИТЬ НЕЛЬЗЯ ОСТАНАВЛИВАТЬ

Как жить российскому нефтесервису?

УДК 622.2

РУКОВОДИТЕЛЬ КОМПАНИИ «НАФТАГАЗ», ОДНОГО ИЗ ВЕДУЩИХ НЕЗАВИСИМЫХ БУРОВЫХ ПОДРЯДЧИКОВ РОССИИ, К.Э.Н. ИСЛАМ НАЗАРАЛИЕВ ПОДЕЛИЛСЯ С НАШИМ ЖУРНАЛОМ ПРОГНОЗАМИ О БУДУЩЕМ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕСЕРВИСНОЙ ОТРАСЛИ

HEAD OF NAFTAGAZ, ONE OF THE LEADING INDEPENDENT DRILLING CONTRACTORS RUSSIA, PHD. ISLAM NAZARALIEV SHARED WITH OUR MAGAZINE PREDICTIONS ABOUT THE FUTURE RUSSIAN OILFIELD SERVICES INDUSTRY

Ключевые слова: *бурение, добыча нефти и газа, подрядные организации, нефтесервисные услуги, финансирование, Нафтагаз, Нафтагаз бурение, Ислам Назаралиев.*

Ислам Назаралиев,
генеральный директор
АО «НафтаГаз»,
к.э.н.

– Ислам Замирович, прошел год с момента Вашего последнего интервью нашему журналу. Ситуация на нефтяном рынке существенно изменилась?

– Рынок понемногу приходит в движение. Стабилизация на комфортном уровне нефтяных котировок на международных рынках позволила нефтяным компаниям увеличить операционные и инвестиционные расходы. С ноября 2018 года, по опубликованным данным, отечественные добывающие компании заработали дополнительно более миллиарда долларов благодаря поднимающимся котировкам. Определенный позитив на рынке ожидается. Хотелось бы, чтобы это положительно отразилось и на российском нефтесервисе.

– На фоне роста операционных и инвестиционных расходов нефтяных компаний, о котором Вы упомянули, буровики и другие представители нефтесервиса часто говорят о сложностях в отрасли. Нет ли здесь лукавства?

– Отнюдь нет, ни капли. Операционные и инвестиционные расходы растут, главным образом экстенсивно, то есть посредством выброса дополнительных объемов работ на рынок при сохранении или незначительном увеличении текущих ставок оплаты. Думаю, со мной согласятся все коллеги по цеху: все по-прежнему находятся условно на «голодном пайке». Выручки хватает на поддержание операционной деятельности, но капитальные вложения приходится делать из других источников, найти которые все сложнее.

– Не кажется ли Вам такое поведение заказчиков логичным? Добывающие компании в условиях растущих объемов пытаются сдержать ставки оплаты, что позволяет параллельно с увеличением заказов затормозить рост операционных издержек и увеличить прибыль.

– Безусловно в таких действиях есть совершенно определенная логика, менеджерская и краткосрочная. Вместе с тем в средне- и долгосрочной перспективе подобный подход неизбежно повлечет дополнительные затраты.

– В связи с чем?

– В связи с тем, что обескровленный 2014–18 годами отечественный нефтесервис без серьезного изменения в подходах не только не сможет покрывать растущие потребности в бурении, но станет снижать даже текущие объемы. Оборудование, основные фонды, имеют известное свойство – ветшать, стареть и ломаться. Банковское кредитование на выгодных и гибких условиях все еще малодоступно. Я уже не говорю об инвестициях в новые технологии. При сохранении текущей тенденции в относительно недалекой перспективе отечественным буровикам придется уступить позиции. Подчеркиваю – не отдельно взятой компании, работающей на кэптивном рынке, а практически всем рыночным компаниям нефтесервисной отрасли.

– Несколько тревожный прогноз развития событий.

– Буду рад, если он не сбудется. Нефтесервис – сложный бизнес и не прощает нереалистичного подхода к ведению дел.

– Допустим, но природа, как известно, не терпит пустоты. Кто-нибудь закроет возникший дефицит мощностей вместо отечественных компаний, например, иностранные компании.

– Действительно, на нашем рынке работают не только западные компании, но и китайские. Вот только доходы американцы и европейцы считают в валюте. Да, они готовы работать, но их труд обойдется в немалые суммы. Китайцы же демпингуют, выходя на рынок. Этому способствует экономическая политика их правительства, поощряющая экспорт товаров и услуг. В таких условиях можно методично «играть в долгую», постепенно захватывая рынок. Цель их политики думающим людям понятна, я даже не буду делать акцент на том, что это стратегическая отрасль, затрагивающая экономическую безопасность страны и т.д., а скажу, что в конце концов такая политика для иностранцев экономически и политически окупится. Поднять ставки придется, ибо к этому времени отечественный сервис может не быть значимым игроком. Что, конечно же, для нас неприемлемо и противоречит озвученному руководством страны курсу на импортозамещение.

> «Обескровленный 2014–2018 годами отечественный нефтесервис без серьезного изменения в подходах не только не сможет покрывать растущие потребности в бурении, но станет снижать даже текущие объемы

Вот, собственно, и ответ на ваш вопрос «в связи с чем?». Далее напрашивается другой вопрос. Мы действительно хотим наращивать зависимость от иностранных сервисов, пусть даже некоторые из них в моменте заявляются как дружественные?

– Каков же выход? Больше платить своим подрядчикам?

– Грубо говоря, да. Но речь может идти не о механическом повышении расценок, а о выработке реального партнерского подхода к сотрудничеству и его реализации.

Заказчик может участвовать в планировании совместной долгосрочной деятельности, подсказывать, какие компетенции понадобятся, что развивать в приоритете. И помогать приобрести необходимое для его же собственных сложных проектов оборудование. Вот, как пример, проект учебного центра «НафтаГаз». Мы в прошлом году открыли внутреннюю школу буровых мастеров, бурильщиков и супервайзеров для переподготовки и повышения квалификации собственного персонала. В ответ на новость об этом получили шквал запросов от буровиков со всей страны – где эта школа, как попасть на обучение. Очевидно, что потребность есть не только у работодателей, но и у работников. Хотим открыть полноценный учебный центр с современными буровыми тренажерами, высококлассными приглашенными тренерами-практиками из ведущих мировых компаний. Но проект стоит немалых для нефтесервиса денег, которые нужно отвлечь из капвложений, инвестиций. Здесь могли бы на паритетной основе поучаствовать заказчики. Пока ищем заинтересованных партнеров для вывода проекта на полную мощность.

– Тем не менее сложности затрудняют вашу работу, но не останавливают, судя по новостям: «НафтаГаз» не так давно пробурил 2 миллиона метров с начала деятельности. Это, по-вашему, много или мало?

– Для независимой компании, не аффилированной ни де-юре, ни де-факто с конкретной нефтедобывающей компанией, это, на мой взгляд, достойный результат. Тем более, что начинали мы в конце 2014 года с одной буровой установки. Постепенно объемы работ росли, соответственно росла и проходка. Первый миллион метров пробурили за три года, второй –

за год и 8 месяцев, третий миллион планируем пройти за год и 3–4 месяца.

Коммерческая скорость увеличивается даже при том, что средняя длина скважины растет. Приведу показатели по нашему профильному горизонтальному бурению – 4100 м в 2019 г. против 3889 м в 2015 г., коммерческая скорость возросла до 4168 м/станкомес. против 3127 м/станкомес. в 2015 году. Т.е. для непростых по сложности горизонтальных скважин ежегодный прирост по коммерческой скорости составляет – 208,2 м/станкомес. Средняя продолжительность бурения снизилась с 2015 года на 8,2 суток и составляет за 2019 год 35,0 суток на скважину (в 2015 г. – 43,2 суток).

> В прошлом году «НафтаГаз» открыл внутреннюю школу буровых мастеров, бурильщиков и супервайзеров для переподготовки и повышения квалификации собственного персонала, в которую захотели попасть буровики со всей страны

– Не страдает ли безопасность работ из-за высоких темпов?

– Заказчики становятся все требовательнее к качеству буровых работ, их безаварийности. Для контроля этих задач в компании уже более двух лет функционирует и развивается служба внутреннего супервайзинга. Ее задача – обеспечивать строительство скважин качественно и в запланированный срок. Прежде всего сюда относится оперативное выявление и контроль устранения ситуаций, приводящих к непроизводительному времени. Также активно развиваем службу производственной безопасности – расширяем штат, развиваем систему собственных проверок, постоянно обучаем персонал, внедряем программы заказчиков.

Качественный эффект от прилагаемых усилий уже заметен – «НафтаГаз» постоянно находится в верхних строчках рейтингов заказчиков, и не только по скорости бурения.

Последовательно снижаем непроизводительное время в последние годы. Можно бурить качественно, потому что медленно, мы же бурим качественно и быстро. При этом известная формула «выберите два варианта» в данном случае не работает – наши услуги очень конкурентоспособны.

– За счет чего вы можете предложить такие варианты?

– Во-первых, это персонал. Костяк команды буровиков с нами вместе с начала деятельности. Это опытнейшие профессионалы, чья квалификация позволяет компании браться за большинство проектов в условиях Крайнего Севера. Сравните, например, цифры по горизонтальному бурению – в среднем его доля у буровых подрядчиков 40 %, у нас доходит до 70 % и доля горизонтальных скважин в общем фонде, судя по всему, будет только расти.

Во-вторых, оборудование. За три года вложено почти 4 миллиарда рублей инвестиций в модернизацию имеющегося и закупку нового. Результатом стало снижение непроизводительного времени: мы вышли на запланированный по году уровень, теперь будем повышать планку. Связь показателей очень простая – новое оборудование реже нуждается в ремонте, более эффективно в работе.

Новые буровые установки позволяют участвовать и побеждать в тендерах с жесткими требованиями к оборудованию. Закупаем насосы, бурильные трубы.

Серьезно обновили парк бурильного инструмента, что позволило нам начать бурить скважины с высоким коэффициентом сложности. Мы в принципе задач не боимся и всегда готовы подставить плечо.

– У многих ваших конкурентов тоже есть подобные преимущества.

– Я еще не упомянул наше существенное отличие – упор на автоматизацию. «НафтаГаз» один из немногих на российском рынке, кто использует профессиональное буровое программное обеспечение ведущего мирового разработчика. Также внедрили Oracle EPM для управленческого учета и контроля, используем решения 1С, АС МТО, Geotime online и др. Самое главное, что используемые программы соединены в одну систему, где происходит миграция данных. Именно это дает существенный эффект снижения издержек.

Не побоюсь заявить: такого уровня автоматизации большинству наших коллег по рынку придется еще достичь.

В итоге, благодаря лучшим практикам, опытным специалистам, современному оборудованию и программному обеспечению и получается бурить быстро и качественно.

– Рынок, заказчик вам верит?

– Надеемся, что цифры говорят сами за себя – только в 2019 году объем заказов вырос на 55 % и «НафтаГаз» обеспечен заказами на 5 лет вперед. Работа по привлечению новых заказов не останавливается. Мы уже закрепились в топ-5 независимых российских буровых подрядчиков. Адекватно оценивая текущее состояние на рынке, сформулировали для себя цель на следующую пятилетку. Все секреты сразу выдавать не буду.

В 2019 году наше буровое предприятие «Нафтагаз-Бурение» вступило в Международную ассоциацию буровых подрядчиков (IADC). Так что верят нам не только наши заказчики, но и коллеги со всего мира. Постараемся их всех не подвести.

– Ислам Замирович, благодарю за интересную беседу. Надеемся на новые встречи. Нам интересно наблюдать за развитием «НафтаГаза».

– Спасибо и Вам. В завершение хочу поздравить всех с профессиональным праздником – Днем работника нефтяной, газовой и топливной промышленности! Удачи в делах и семейного счастья всем нам.

Keywords: *drilling, oil and gas production, contractors, oilfield services, financing, Naftagaz, Naftagaz drilling, Islam Nazaraliev.*

РЕКЛАМА

НАФТАГАЗ

Предприятие оказывает широкий спектр услуг с возможностью выполнения работ как «под ключ», так и по суточной ставке:

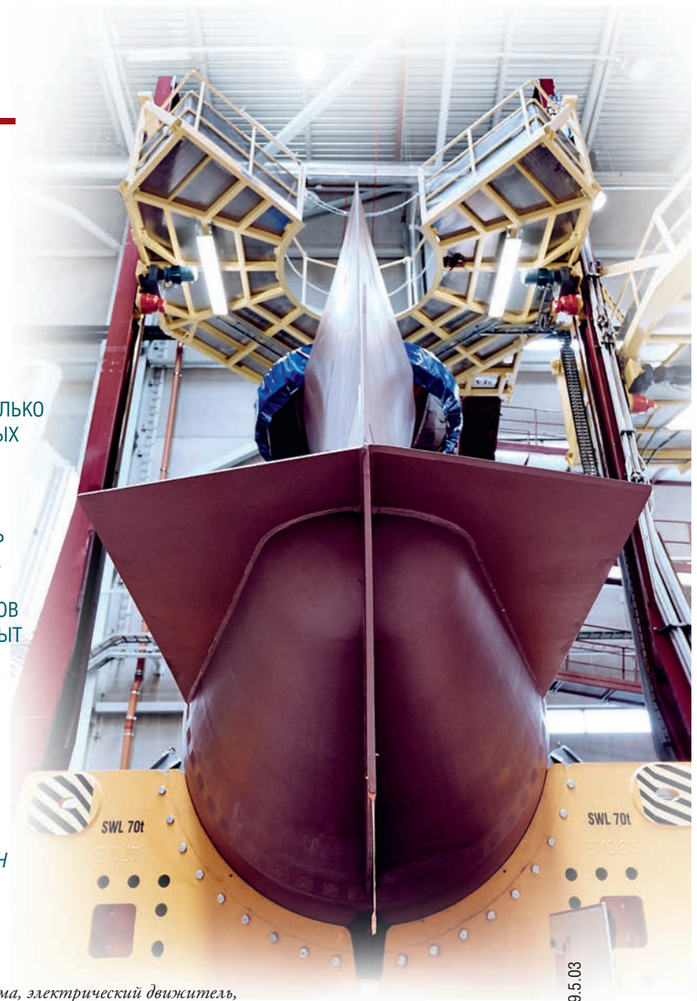
- строительство эксплуатационных нефтяных и газовых скважин – наклонно-направленных и с горизонтальным окончанием;
- строительство разведочных и поисково-оценочных скважин;
- строительство нагнетательных и водозаборных скважин;
- испытания скважин;
- все виды вышкомонтажных услуг;
- услуги технологического транспорта;
- подготовительные работы к бурению.

Москва, ул. Брянская, 5

+7 495 589 12 00
+7 495 589 12 01 / факс

www.naftagaz.com
info@naftagaz.com

AZIPOD® – инновации ABB для нефтегазового сектора России



РАЗВЕДКА АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА В ПОСЛЕДНИЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ СТАЛА ПРИЧИНОЙ АКТИВНОГО СТРОИТЕЛЬСТВА НОВЫХ СОВРЕМЕННЫХ СУДОВ ЛЕДОВОГО КЛАССА. ТАНКЕРЫ, КОНТЕЙНЕРОВОЗЫ, БУКСИРЫ, ЛЕДОКОЛЫ И ДРУГИЕ АРКТИЧЕСКИЕ СУДА БОРОЗДЯТ ЗАКОВАННЫЕ В ЛЕД ВОДЫ, ВЕДЬ БОЛЕЕ КОРОТКИЙ СЕВЕРНЫЙ МОРСКОЙ ПУТЬ ВЫГОДНЕЕ С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ЗАТРАТ НА ТРАНСПОРТИРОВКУ НЕФТЕГАЗОВЫХ РЕСУРСОВ. ЧТОБЫ ОБЕСПЕЧИТЬ БЕЗОПАСНОСТЬ И НАДЕЖНОСТЬ ТАКИХ СУДОВ В ВЫСОКИХ ШИРОТАХ, НЕОБХОДИМЫ ПРАКТИЧЕСКИЙ ОПЫТ И ЗНАНИЯ, НАКОПЛЕННЫЕ ДЕСЯТИЛЕТИЯМИ

OVER THE PAST FEW YEARS, EXPLORATION OF THE ARCTIC SHELF HAS LED TO THE ACTIVE CONSTRUCTION OF NEW MODERN ICE-CLASS VESSELS. FURTHERMORE, OIL TRANSPORTATION IS MORE COST-EFFECTIVE THROUGH THE SHORTER NORTH OR NORTH-WEST PASSAGE. FOR THIS REASON, TANKERS, CONTAINER SHIPS AND THE WIDEST FLEET OF ARCTIC VESSELS CONSTANTLY NAVIGATE THROUGH THE ICE-BOUND SEAS. DECADES OF EXPERIENCE AND KNOWLEDGE ARE REQUIRED TO ENSURE THE SAFETY AND RELIABILITY OF SUCH VESSELS

Ключевые слова: *суда ледового класса, винто-рулевая система, электрический движитель, бесперебойная навигация, энергетическое оборудование.*

УДК 629.5.03

Для российских нефтегазовых компаний, владеющих судами ледового класса, слово «азипод» стало практически нарицательным. Но Azipod® – зарегистрированная торговая марка, уникальная технология, созданная немного менее 30 лет назад инженерами компании ABB.

За чуть более чем четверть века применение этой пропульсивной системы показало фантастические результаты: более 80 судов ледового класса сегодня оснащено этой системой, суммарная наработка оборудования перевалила за 15 млн. часов, при этом ледовых повреждений установки еще ни разу не случалось. Сегодня Azipod® – это не просто винто-рулевая колонка, это полноценное решение с поддержкой самых передовых технологий.

Судно, оборудованное движителем Azipod®, способно работать в режиме «двойного действия», движение кормой вперед повышает ледопроходимость и позволяет работать без ледокольной проводки

Azipod® – безредукторная система, в которой электродвигатель расположен в гондоле за пределами корпуса судна. Гондола может вращаться на 360 градусов, обеспечивая большую маневренность для судов по сравнению с обычными силовыми установками, что особенно важно при работе во льдах.

Ее главные составные части – электрический двигатель и сопряженный частотный преобразователь. Для судов, путешествующих по ледовым путям, необходим чрезвычайно высокий крутящий момент вала гребного винта. Здесь у электродвигателей есть преимущество перед дизельными: они могут обеспечивать максимальный крутящий момент при низких значениях частоты вращения гребного винта и даже при его останове или перегрузке.

5 преимуществ системы Azipod® для судов ледового класса

Во-первых, высокая маневренность в самых тяжелых условиях северных морей позволяет судну, оснащенному Azipod®, разворачиваться на 360° – даже при останове гребного винта и при реверсировании система обеспечивает полный крутящий момент и тягу.

Во-вторых, прочная механическая конструкция без зубчатых передач означает использование крутящего момента практически без ограничений и повышает надежность пропульсивной установки.

В-третьих, прочность. Рамная конструкция Azipod® и короткий жесткий валопровод выдерживают резкие изменения тяги и высокие ударные нагрузки во время дробления льда.

В-четвертых, проектная гибкость. Azipod® позволяет более эффективно использовать пространство внутри корпуса судна.

В-пятых, низкая вибрация и шум, несмотря на высокую скорость или труднопроходимый участок ледового пути.

Что такое Azipod® с технической точки зрения?

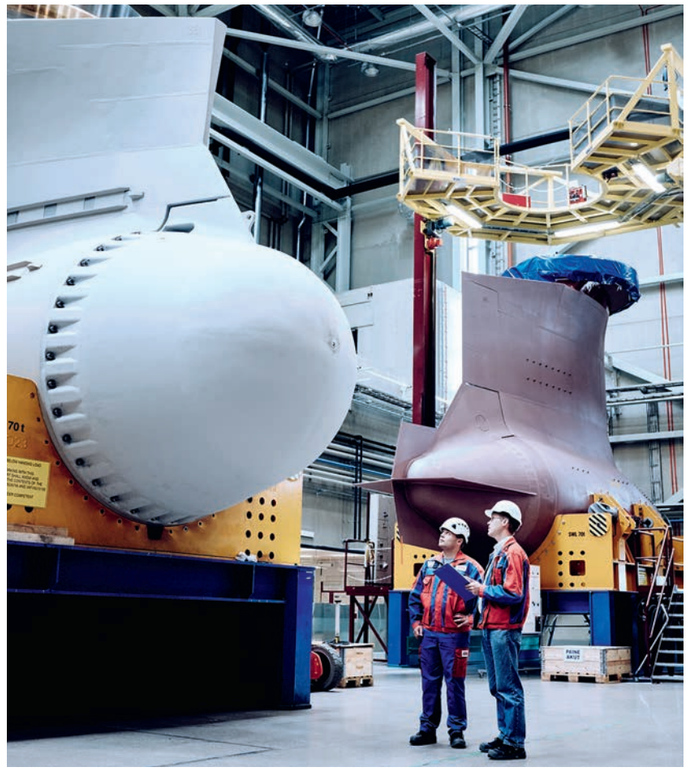
Винто-рулевая система Azipod® состоит из движительного и рулевого модуля. В гондоле движительного модуля расположен электродвигатель, который приводит в движение винт фиксированного шага. Частотный преобразователь позволяет регулировать скорость и направление вращения мотора. Для установки на суда ледового класса и ледоколы используются движители Azipod® серий VI и ICE. В Azipod® VI используется электродвигатель синхронного типа. Azipod® ICE оснащен электродвигателем на постоянных магнитах – наиболее оптимальной технологией для невысоких мощностей. Для каждого судна ABB выполняет индивидуальный проект винта с учетом особенностей и конструкции судна.

Пример пользовательского интерфейса системы Marine Pilot Control ABB Ability™

Важная техническая особенность системы Azipod® – использование преимущественно гребного винта тянущего типа, что позволяет двигаться носом вперед, а также способность колонок Azipod® VI и ICE (модели для ледовых условий) разворачиваться на 360° вокруг своей оси. Модель Azipod® VI предназначена для работы в диапазоне мощностей, от 6 до 17 мВт в зависимости от размера и характеристик судна.

Модель Azipod® ICE разработана для более низкой мощности от 2 до 6 мВт. Решения, как правило, оснащены системой дистанционного управления и силовой установкой (включая генераторы и распределительные щиты) ABB, при необходимости – и силовыми трансформаторами.

В течение всего жизненного цикла судна ABB помогает заказчикам сокращать расходы и поддерживать работоспособность оборудования для обеспечения бесперебойной навигации по Северному морскому пути



Концепция двойного действия

Применение Azipod® на судах ледового класса позволило внедрить в повседневную эксплуатацию принцип «двойного действия» («Double Acting Ships») – концепцию, запатентованную компанией Aker Arctic Technology Inc. Ее суть заключается в том, что в открытой воде судно движется носовой частью вперед, а попадая в сложные ледовые условия, в торосы, оно разворачивается кормой. Получается своеобразный «тяни-толкай», в котором корма и нос меняются местами в зависимости от условий мореплавания.

Разворачиваясь кормой вперед, судно при помощи винта Azipod® фрезерует лед. Причем практические испытания доказали, что толщина преодолеваемых торосов для судна с пропульсивной установкой ABB уже превысила 2 метра. И речь, конечно, о сплоченных ледовых полях.

При принципе двойного действия существенно снижается мощность. Обычный танкер, требующий мощности 10 МВт при движении в открытой воде, будет нуждаться в установленной мощности 20 МВт для путешествия во льдах носом вперед. Если же его конструкция предусматривает движение кормой вперед, требуемая мощность снижается до 12 МВт.

Но самое главное, что принцип двойного действия делает судно абсолютно самостоятельным во льдах, и его работа в высоких широтах не требует ледокольного сопровождения. Все это позволяет получить беспрецедентную экономическую эффективность при транспортировке углеводородов по Северному морскому пути.

Комплексное решение

Единственный поставщик комплексных систем энергетического оборудования и электродвижения для судов ледового класса – ABB. Разработки ABB в области судовых систем производства и распределения энергии обеспечивают защиту и сводят к минимуму риск перебоев в электроснабжении судов в сложнейших условиях Арктики. Постоянные инвестиции ABB передовые разработки и многолетний опыт работы в Арктике позволяет производителю удерживать лидирующие позиции.

Объем поставки ABB для ледокольного судна обычно включает в себя движители Azipod® VI, частотный преобразователь электродвигателя, систему производства электроэнергии, систему распределения электроэнергии, электродвигатели носового ПУ и дистанционную систему управления движительной установкой.

Удаленное управление движительным и рулевым модулем Azipod® гарантирует система дистанционного управления ABB (RCS). Современное оборудование на мостике и ЦПУ, а также онлайн инструкции для оператора повышают эффективность и безопасность управления судном.

Опция Marine Pilot Control из портфолио цифровых решений ABB Ability™ обеспечивает более оптимальное маневрирование. Интуитивно понятный сенсорный интерфейс упрощает работу для еще большей безопасности. Marine Pilot Control ABB Ability™ снижает нагрузку на экипаж: решение позволяет решать задачи автоматически и не требует внимания штурмана. Подсистема легко интегрируется на бортовой станции, ей не нужно сложное техническое обслуживание.

Экспертиза ABB для российского рынка

Система электродвижения ABB заслужила признание на российском рынке и используется на десятках судах ледового класса при перевозках по Северному морскому пути. Компании, которые располагают судами высокого ледового класса – «Совкомфлот», «Норильский Никель», «Газпром нефть» – уже много лет оснащают свои суда системами Azipod®.

ABB предлагает своим заказчикам поддержку на протяжении всего срока эксплуатации. Глобальная сервисная сеть и возможность повсеместной доставки запасных частей, а также опытные сервисные инженеры помогут обеспечить бесперебойную работу оборудования.

Keywords: *ice-class vessels, propeller-steering system, electric propulsion, smooth navigation, power equipment.*

Ощутите прогресс

РЕКЛАМА

Преимущества трубоукладчиков Liebherr:

- Мощная гидростатическая трансмиссия с бесступенчатой регулировкой тягового усилия
- Эргономичная кабина и удобное управление джойстиками
- Высокоточная и мощная гидравлика
- Максимальная безопасность: ROPS-защита кабины машиниста в стандартной комплектации

ЛИБХЕРР-РУСЛАНД ООО
РФ, 121059, Москва, ул. 1-ая Бородинская, 5

Москва	тел.: (495) 710 83 65, факс: 710 83 66
Санкт-Петербург	тел.: (812) 602 09 01, факс: 602 09 02
Краснодар	тел.: (861) 238 60 07, факс: 238 60 09
Екатеринбург	тел.: (343) 345 70 50, факс: 345 70 52
Кемерово	тел.: (3842) 34 59 00, факс: 34 64 65
Красноярск	тел.: (391) 258 26 22
Хабаровск	тел.: (4212) 74 78 47, факс: 74 78 49

E-Mail: office.lru@liebherr.com
www.liebherr.com

LIEBHERR

УДК 004.9

ВСТРЕЧАЙТЕ VitalyX:

мониторинг состояния смазочных материалов в режиме реального времени

Алексей Хамов,
ведущий менеджер подразделения контрольно-измерительного оборудования
BHGE

BAKER HUGHES, A GE COMPANY (BHGE) С ГОРДОСТЬЮ ПРЕДСТАВЛЯЕТ VITALYX – ПЛАТФОРМУ МОНИТОРИНГА СМАЗОЧНОГО МАСЛА, КОТОРЫЙ ВЫПОЛНЯЕТСЯ В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ 24 ЧАСА В СУТКИ, 7 ДНЕЙ В НЕДЕЛЮ. ЕЕ ФУНКЦИОНАЛЬНОСТЬ ВЫХОДИТ ДАЛЕКО ЗА РАМКИ ТРАДИЦИОННОГО ОТБОРА ПРОБ МАСЛА, ОНА СПОСОБНА ВЫПОЛНЯТЬ БЕСПРЕРЫВНЫЙ АНАЛИЗ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАЖЕ НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ХАРАКТЕРИСТИКАХ СМАЗОЧНОГО МАСЛА. VITALYX ИСПОЛЬЗУЕТ РАСШИРЕННЫЕ АЛГОРИТМЫ И МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ ДЛЯ СОЗДАНИЯ ПОЛНОЙ КАРТИНЫ СОСТОЯНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПОТЕРЬ

BAKER HUGHES, A GE COMPANY (BHGE) PROUDLY PRESENTS VITALYX – A LUBRICATING OIL MONITORING PLATFORM THAT PERSISTS IN REAL-TIME, 24 HOURS A DAY AND 7 DAYS A WEEK. IT DOESN'T STOP AFTER SIMPLE OIL TESTING, BUT GOES ABOVE AND BEYOND TO ENABLE IMPORTANT AND UNINTERRUPTED TREND ANALYSES TO IDENTIFY SUBTLE CHANGES IN PERFORMANCE. VITALYX USES ENHANCED ALGORITHMS AND MACHINE LEARNING TO CREATE A PICTURE OF A MACHINE'S HEALTH AND PREVENT ASSET LOSS

Ключевые слова: *смазочные материалы, платформа мониторинга VitalyX, облачные технологии, оптимизация производственного процесса, интернет вещей.*

Смазочное масло – это кровеносная система различного рода машин и оборудования. Оно не только защищает оборудование, но и может быть использовано для определения общего состояния системы. Мониторинг смазочных материалов в реальном времени также помогает защитить оборудование конечных потребителей и операторов, обеспечивая новый уровень планово-предупредительного обслуживания, повышая тем самым эффективность, сокращая простои и увеличивая срок службы оборудования. Без непрерывного мониторинга возможны катастрофические отказы из-за проблем с жидкостями; например, совокупные затраты, вызванные отказом редуктора верхнего привода из-за потери жидкости, могут достигать одного миллиона долларов США.

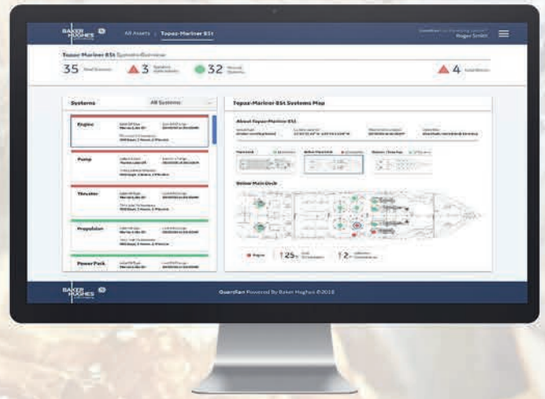
VitalyX – передовое решение на основе облачных технологий – позволяет измерять ключевые химические и физические свойства смазочных материалов в реальном времени для всего парка оборудования оператора, одновременно преобразуя данные в предупреждения и сигнализируя о возможных проблемах. Удобный интерфейс панелей может отображать данные для всего парка оборудования до уровня отдельного устройства, хранящиеся в общем доступе на облаке или локально.

VitalyX обеспечивает:

- Целостное представление всего парка оборудования с четкой идентификацией предупреждений, показывающих, где могут возникнуть проблемы.
- Переход с уровня системы на уровень отдельных устройств и их характеристик для более глубокого понимания.
- Наглядные схемы, показывающие текущие данные от каждого устройства и архивные данные для анализа трендов.
- Панели, которые полностью настраиваются под заказчика для установки пороговых уровней предупреждений.

Мониторинг по текущему состоянию: понимание состояния оборудования

Традиционное техническое обслуживание основывается на времени или циклах эксплуатации. Зачастую это нерезультативно и неэффективно.



ФАКТЫ

VitalyX

передовое решение на основе облачных технологий – позволяет измерять ключевые химические и физические свойства смазочных материалов в реальном времени

Технология

VitalyX использует машинное обучение для предсказания срока службы смазочного масла

Мониторинг по состоянию требует точной информации о текущем состоянии оборудования. Именно VitalyX может предоставить такую точную и подробную информацию.

Остаточный ресурс смазочного масла – оптимизация циклов службы масла

Чтобы смазочное масло было действительно эффективным, оно должно пройти период «приработки». Слишком часто операторы заменяют или модифицируют масло до достижения им этой стадии.

VitalyX использует машинное обучение для предсказания срока службы смазочного масла, что не только увеличивает интервалы обслуживания, но и обеспечивает оптимизацию рабочих характеристик масла.

Улучшенная прогнозируемость интервалов замены масла позволяет операторам и поставщикам смазочных материалов размещать запасы в нужном месте и в нужное время, экономя тем самым время и деньги.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

Данные в реальном времени по 13 показателям

VitalyX интегрирует датчики, установленные на каждом устройстве, с облачной интерактивной панелью. Система измеряет 13 параметров смазочного масла и объединяет разрозненные данные для получения полной картины общего состояния устройства, предотвращая катастрофические потери и неплановые простои.

1. **Цикл службы масла – оптимизация рабочих характеристик**

VitalyX обеспечивает работу смазочного масла в наилучшей части его срока службы: без замены до того, как оно станет оптимальным, и не позднее, чем оно станет представлять риск для оборудования.

2. **Разбавление водой**

Вода может вызывать окисление базового масла, значительно снижая эффективность присадок, а также мешая созданию масляной пленки, что может вызвать серьезное повреждение оборудования.

3. **Сажа**

Чрезмерное количество сажи может привести к возникновению множества проблем, включая увеличенные вязкости масла, снижение эффективности сгорания и ускорение износа критически важных компонентов.

4. **Гликоль**

Загрязнение гликолем может привести к десятикратному ускорению износа, чем при загрязнении только водой, а также может служить индикатором серьезного отказа оборудования.

5. **Разбавление топливом**

Топливо разбавляет концентрацию присадок в масле, снижая их эффективность, а также является индикатором внутренней утечки.

6. **Разбавление соленой водой**

Соленая вода может приводить к гораздо большему числу неполадок в сравнении с пресной водой. В большинстве применений присутствие соленой воды указывает на поврежденное уплотнение. Даже малое количество очень соленой воды может привести к серьезному отказу.

7. **Общее щелочное число (TBN)**

TBN является важным показателем состояния смазочного материала и может быть использовано для оценки окончания его срока службы. TBN определяет способность масла к нейтрализации кислот, которые образуются при эксплуатации.

8. **Общее кислотное число (TAN)**

По мере использования масла оно загрязняется кислотами, что со временем приводит к падению щелочного числа. Таким образом, TAN дополняет TBN в отслеживании остаточного срока службы масла.

9. **Вязкость**

Вязкость является важным показателем способности смазочного материала защищать систему от износа.

10. **Металлические частицы**

Микроскопические металлические частицы могут привести к катастрофическим отказам в таких системах, как генераторы, двигатели внутреннего сгорания и редукторы. Платформа мониторинга состояния смазочных материалов BHGE предоставляет контекстные прогнозные модели для конкретных применений.

ФАКТЫ

13

параметров смазочного масла измеряет система VitalyX

11. **Плотность**

12. **Диэлектрическая проницаемость**

Плотность и диэлектрическая проницаемость определяются с помощью одного механического резонансного датчика, измеряющего емкость. Это устройство хорошо известно благодаря его широким возможностям.

13. **Температура**

Поскольку диэлектрические свойства жидкостей меняются с температурой, важно, чтобы в группе датчиков были датчики измерения температуры.

Пример применения VitalyX

В мае 2019 года Topaz Energy and Marine, лидирующая компания в области морских грузоперевозок, подписала долгосрочное соглашение и разместила заказ в BHGE, на развертывание системы мониторинга состояния смазочных материалов VitalyX, чтобы улучшить техобслуживание и содержание флота Topaz и помочь увеличить время бесперебойной работы в море для каждого судна.

Использование интернета вещей (IoT) путем сочетания новейшего сенсорного оборудования с программным обеспечением мониторинга состояния, а также данные в реальном времени, формируемые VitalyX, предоставят компании Topaz возможность работать с важнейшей технической информацией о состоянии судов и техническом обслуживании, необходимой для достижения оптимальных технических характеристик. На основном оборудовании, таких как двигатель, подруливающие устройства и генераторная установка, будут установлены датчики для мониторинга смазочного масла и раннего обнаружения загрязнителей, в частности металлических частиц и сажи.

Keywords: *lubricants, VitalyX monitoring platform, cloud technologies, production process optimization, Internet of things.*

Neftegaz.RU

РЕСУРСЫ С ЦИФРОВЫМ ХАРАКТЕРОМ!

Информационное агентство глобально перезапускает собственные digital-ресурсы

Самые свежие новости и события ТЭК, актуальная аналитика, интервью и экспертные мнения — теперь в новом, улучшенном формате, а также МАРКЕТПЛЕЙС НЕФТЕГАЗОВОЙ И СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЕЙ.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ПОРТАЛ NEFTEGAZ.RU –

Популярный отраслевой интернет-ресурс. Посещаемость ресурса — свыше 13 000 уникальных пользователей в сутки и количество аудитории постоянно растет!

МАРКЕТПЛЕЙС NEFTEGAZ.RU –

Платформа электронной B2B-коммерции. Помогаем бизнесу развиваться, а покупателям — находить поставщиков по всей России и за ее пределами!

ПЕЧАТНЫЕ ДЕЛОВЫЕ ЖУРНАЛЫ + ONLINE-ВЕРСИЯ ЖУРНАЛОВ NEFTEGAZ.RU –

Ежемесячный Neftegaz.RU и ежеквартальный OFFSHORE&СУДОСТРОЕНИЕ теперь имеют не только печатную, но и полноценную online-версию, а также выходят на английском языке к крупным отраслевым мероприятиям.

ПРЕДЛАГАЕМ ПОЛНЫЙ СПЕКТР PR-УСЛУГ

ГАРАНТИРУЕМ ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ ПОДХОД

РАСПОЛАГАЕМ МОЩНЫМИ РЕСУРСАМИ

ДОСТИГАЕМ ВАШИХ БИЗНЕС-ЦЕЛЕЙ

РАБОТАЕМ ОТКРЫТО И ПРОЗРАЧНО

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

127006, г. Москва, ул. Тверская, д. 18, стр. 1, оф. 812 +7 (495) 650-14-82, 694-39-24 pr@neftegaz.ru

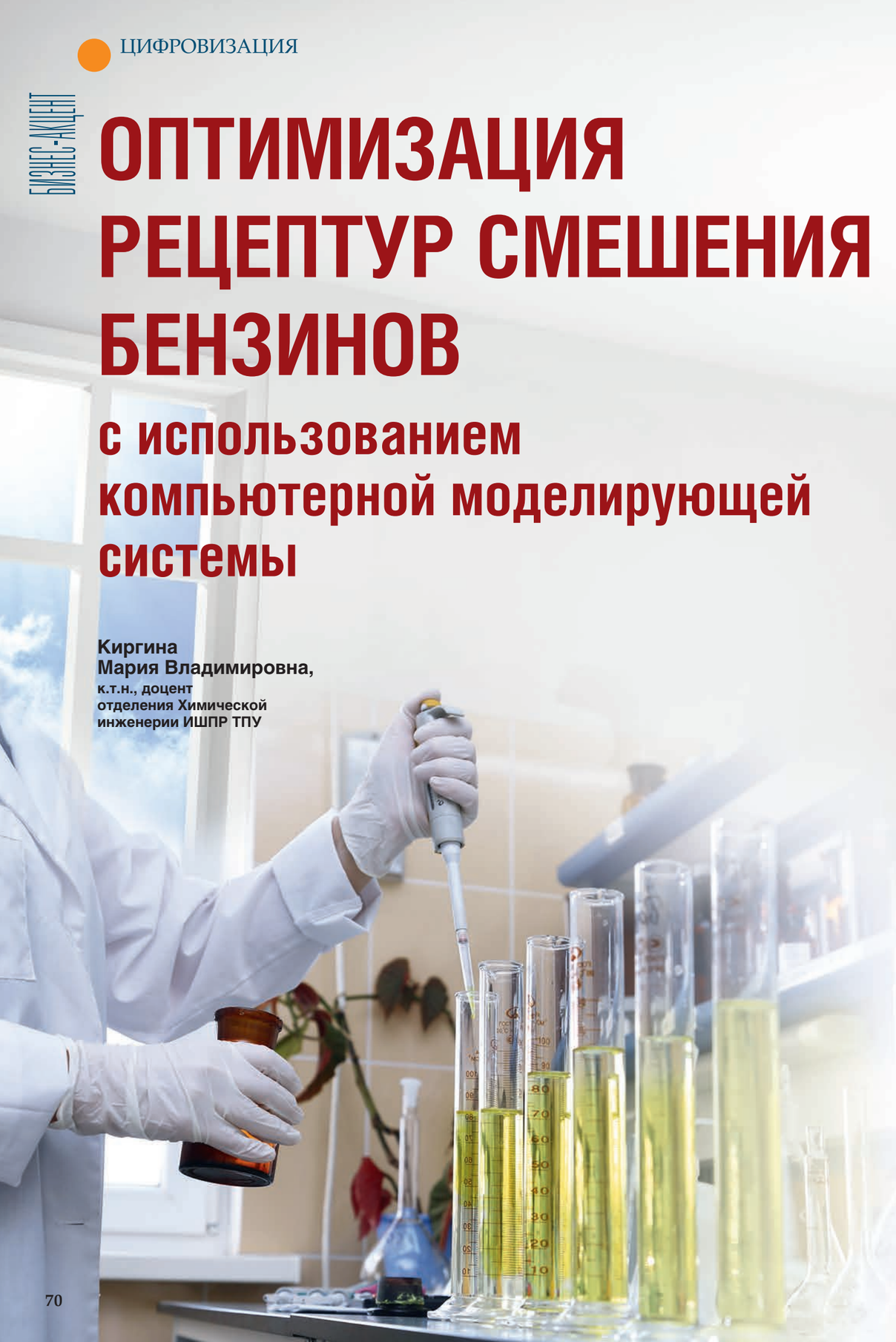
Neftegaz.RU
номер 9/2019 г.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЦЕПТУР СМЕШЕНИЯ БЕНЗИНОВ

с использованием компьютерной моделирующей системы

Киргина Мария Владимировна,
к.т.н., доцент отделения Химической инженерии ИШПР ТПУ



УДК 665.73

В РАБОТЕ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ «COMPOUNDING» РАЗРАБОТАНЫ ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕЦЕПТУРЫ СМЕШЕНИЯ ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ МАРОК АИ-92, АИ-95 И АИ-98 С УЧЕТОМ СОСТАВА ВОВЛЕКАЕМЫХ СМЕСЕВЫХ КОМПОНЕНТОВ. ПОЛУЧЕННЫЕ БЕНЗИНЫ СООТВЕТСТВУЮТ ВСЕМ ТРЕБОВАНИЯМ СОВРЕМЕННЫХ СТАНДАРТОВ. ПОКАЗАНО, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЦЕПТУР СМЕШЕНИЯ БЕНЗИНОВ С УЧЕТОМ СОСТАВА ИСХОДНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПОЗВОЛЯЕТ ИЗБЕЖАТЬ ВЫХОДА НЕКОНДИЦИОННЫХ ПАРТИЙ ПРОДУКЦИИ, А ТАКЖЕ ЭКОНОМИТЬ ДОРОГОСТОЯЩИЕ И ВЫСОКООКТАНОВЫЕ СМЕСЕВЫЕ КОМПОНЕНТЫ

IN THE WORK USING THE COMPOUNDING SOFTWARE, OPTIMAL BLENDING RECIPES FOR COMMERCIAL GASOLINE GRADES AI-92, AI-95 AND AI-98 WERE DEVELOPED TAKING INTO ACCOUNT THE COMPOSITION OF THE MIXED COMPONENTS INVOLVED. THE RESULTING GASOLINES MEET ALL THE REQUIREMENTS OF MODERN STANDARDS. IT IS SHOWN THAT THE USE OF GASOLINE MIXING FORMULATIONS, TAKING INTO ACCOUNT THE COMPOSITION OF THE EARLY COMPONENTS, AVOIDS THE OUTPUT OF SUBSTANDARD BATCHES OF PRODUCTS, AS WELL AS SAVES EXPENSIVE AND HIGH-OCTANE MIXED COMPONENTS

Ключевые слова: *автомобильный бензин, рецептура смешения, октановое число, смесевой компонент, состав.*

Бензин остается основным видом топлива для легкового автомобильного транспорта. Несмотря на переориентацию спроса на дизельное топливо объемы производства автомобильного бензина в Российской Федерации в 2018 г. по сравнению с 2017 г. выросли на 200 тыс. тонн (2017 г. – 39,2 млн тонн; 2018 г. – 39,4 млн тонн) [1].

ФАКТЫ

На **200** тыс. тонн

выросли объемы производства автомобильного бензина в РФ в 2018 г. по сравнению с 2017 г.

Производство автомобильного бензина является многоступенчатой технологией, включающей первичную переработку нефти, вторичные процессы (риформинг, изомеризация, крекинг и др.), а также процесс смешения полученных компонентов – компаундирование. Процесс компаундирование бензинов является крайне сложным для оптимизации в связи с большим числом вовлекаемых в смешения компонентов, постоянным изменением состава и характеристик сырья, а также неаддитивностью основной эксплуатационной характеристики бензина – детонационной стойкости.

Решение таких многофакторных задач оптимизации возможно только с использованием метода математического моделирования и программного обеспечения на физико-химической основе.

Объект и методы исследования

Объектом исследования в работе выступили смесевые компоненты, вовлекаемые в производство товарных бензинов на большинстве современных нефтеперерабатывающих предприятий:

- Бензин каталитического крекинга (Кат. крекинг);
- Продукт процесса каталитического риформинга, установка с непрерывной регенерацией катализатора (Риформат I);
- Продукт процесса каталитического риформинга, установка с периодической регенерацией катализатора (Риформат II);
- Продукты процесса каталитической изомеризации пентан-гексановой фракции (Изомеризат и Изопентан);
- Продукт сернокислотного алкилирования изобутана бутиленом (Алкилат);
- Толуольный концентрат (Толуол);
- Прямогонная бензиновая фракция 62–85 °С с установки атмосферно-вакуумной перегонки нефти (Фр. 62–85);
- Метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ).

Предметом исследования выступил индивидуальный углеводородный состав смесевых компонентов (данные хроматографического анализа), определенный в заводской лаборатории нефтеперерабатывающего предприятия.

Для расчета характеристик смесевых компонентов, а также для разработки рецептур смешения товарных бензинов было использовано программное обеспечение «Compounding» (разработка Томского политехнического университета). Исходными данными для расчета являются данные хроматографического анализа. Программное обеспечение (ПО) «Compounding» позволяет осуществлять расчет октановых чисел с учетом возникающей при смешении неаддитивности; давления насыщенных паров (уравнение Антуана); плотности (формула Менделеева); содержания основных регламентируемых веществ. Кроме того, ПО «Compounding» позволяет рассчитывать оптимальную рецептуру смешения компонентов для получения товарного бензина требуемой марки, отвечающего всем экологическим требованиям [2, 3].

ТАБЛИЦА 1. Характеристики смесевых компонентов

Компонент	ОЧИ	ОЧМ	ДНП, кПа	Плотность при 15 °С, кг/м³	Содержание веществ, % об.		
					олефины	АУВ	бензол
Кат. крекинг $_{max}$	93,2	87,7	50,7	732,5	34,48	17,37	0,51
Кат. крекинг $_{ср}$	92,1	86,2	45,2	739,4	30,62	18,76	0,48
Кат. крекинг $_{min}$	91,4	85,9	50,5	736,3	29,54	19,50	0,52
Риформат I $_{max}$	109,3	100,4	16,5	842,6	0,26	77,33	1,38
Риформат I $_{ср}$	104,2	95,6	27,2	826,5	0,44	72,21	2,36
Риформат I $_{min}$	102,2	93,6	20,5	829,5	0,42	73,97	2,34
Риформат II $_{max}$	99,4	91,5	24,0	809,2	0,22	60,62	1,21
Риформат II $_{ср}$	94,9	87,4	29,8	795,0	0,30	55,87	2,88
Риформат II $_{min}$	91,0	83,2	27,7	798,2	0,18	52,46	1,08
Изомеризат $_{max}$	93,4	90,9	67,4	659,5	0,00	0,00	0,00
Изомеризат $_{ср}$	89,9	88,2	62,2	660,5	0,00	0,00	0,00
Изомеризат $_{min}$	88,3	86,9	61,0	659,3	0,00	0,00	0,00
Изопентан $_{max}$	95,3	90,6	151,3	623,3	0,00	0,00	0,00
Изопентан $_{ср}$	94,5	89,9	143,3	624,7	0,00	0,00	0,00
Изопентан $_{min}$	93,8	89,3	140,5	625,2	0,00	0,00	0,00
Алкилат $_{max}$	97,9	94,8	48,0	696,3	0,00	0,11	0,00
Алкилат $_{ср}$	97,5	94,6	35,0	700,3	0,00	0,00	0,00
Алкилат $_{min}$	96,3	93,7	32,2	700,5	0,00	0,00	0,00
Толуол	121,0	111,0	7,2	870,4	0,00	100,00	0,00
Фр. 62–85	69,3	63,7	24,3	733,7	0,00	1,24	1,11
МТБЭ	125,0	110,0	40,3	737,3	0,00	0,00	0,00

где ОЧИ – октановое число, исследовательский метод; ОЧМ – октановое число, моторный метод; ДНП – давление насыщенных паров, кПа; АУВ – ароматические углеводороды

Результаты и обсуждение

Результаты расчета характеристик смесевых компонентов

С использованием ПО «Compounding» был осуществлен расчет характеристик смесевых компонентов, вовлекаемых в производство товарных бензинов на одном из нефтеперерабатывающих заводов Российской Федерации. Среди основных смесевых компонентов были выбраны отличающиеся наилучшими (индекс max), средними (индекс ср) и наихудшими (индекс min) характеристиками детонационной стойкости. Результаты расчета характеристик для выбранных потоков, а также для прочих смесевых компонентов представлены в таблице 1.

Как можно видеть из данных, представленных в таблице 1, наибольшими октановыми числами характеризуются риформат I, толуол и МТБЭ, наименьшими – фр. 62–85. Наибольшее содержание АУВ характерно для риформатов и толуола; наибольшее содержание бензола – для риформатов и фр. 62-85; наибольшее содержание олефинов – для кат. крекинга. Кроме того, можно видеть, что наблюдаются значительные флуктуации октановых чисел смесевых компонентов, получаемых в пределах одного и того же предприятия: так, разница между максимальным и минимальным ОЧИ составляет для кат. крекинга – 1,8 пункта; риформата I – 7,1 пункта; риформата II – 8,4 пункта; изомеризата – 5,1 пункта; изопентана – 1,4 пункта; алкилата – 1,6 пункта.

ФАКТЫ

«Compounding»

ПО использованное для расчета характеристик смесевых компонентов и разработки рецептур смешения товарных бензинов

Разработка рецептур смешения бензинов для потоков, характеризующихся средними характеристиками детонационной стойкости

На большинстве нефтеперерабатывающих предприятий разработка рецептур смешения товарных бензинов осуществляется на основе среднестатистических данных о составе и характеристиках потоков за период, предшествующий периоду, для которого осуществляется планирование. С использованием ПО «Compounding» были разработаны рецептуры смешения товарных бензинов марок АИ-92, АИ-95 и АИ-98 на основе компонентов, обладающих средними характеристиками детонационной стойкости – *средние* рецептуры (рисунок 1).

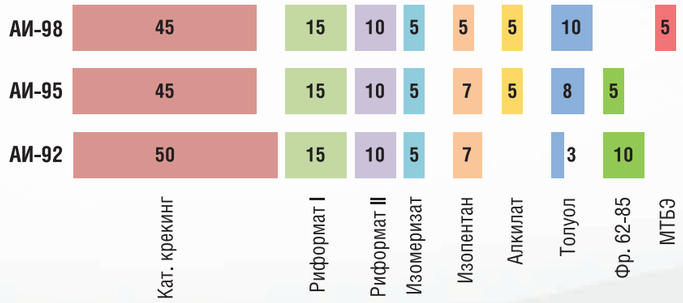


РИС. 1. Средние рецептуры смешения товарных бензинов, % мас.

Так, можно видеть, что для производства бензина марки АИ-92 не требуется вовлечение высокооктановых алкилата и МТБЭ, вовлечение толуола – минимально, возможным является вовлечение 10% мас. низкооктановой фр. 62–85. Для производства бензина марки АИ-95 требуется вовлечение 5% мас. алкилата, необходимым становится вовлечение дополнительных 5% мас. толуола, вовлечение прямогонной фракции снижается в 2 раза. Производство бензина марки АИ-98 требует вовлечения 5% мас. высокооктановой добавки-оксигената МТБЭ, вовлечение фр. 62–85 становится невозможным.

ФАКТЫ

Использование оптимальных рецептур для смесевых компонентов позволяет экономить дорогостоящие и высокооктановые компоненты

Характеристики товарных бензинов, полученных по разработанным средним рецептурам, представлены в таблице 2. Как можно видеть, полученные бензины полностью соответствуют требованиям [4, 5].

Однако если использовать средние рецептуры в случае потоков, обладающих наилучшими характеристиками детонационной стойкости (таблица 3), наблюдается октаноперепроизводство, кроме того для бензина марки АИ-98 содержание АУВ превышает требуемое, согласно [4, 5]; в случае потоков, обладающих наихудшими характеристиками детонационной стойкости, октановое число бензинов не соответствует требуемому согласно мерке, такой бензин является некондиционным. Таким образом, необходимым является разработка рецептур смешения бензинов с учетом состава исходных компонентов.

ТАБЛИЦА 2. Характеристики бензинов, полученных по средним рецептурам

Характеристика	АИ-92	АИ-95	АИ-98	Норма [4, 5]
ОЧИ	92,2	95,1	98,4	не менее 92,0/95,0/98,0
ОЧМ	85,9	88,8	91,5	не менее 83,0/85,0/88,0
ДНП, кПа	45,5	44,1	42,2	35,0–100,0
Плотность при 15 °С, кг/м³	749,4	754,3	759,4	725,0–780,0
Содержание веществ, % об.				
олефины	15,41	13,87	13,87	не более 18,00
АУВ	28,92	32,92	34,86	не более 35,00
бензол	0,99	0,91	0,86	не более 1,00

ТАБЛИЦА 3. Характеристики бензинов, полученных по средним рецептурам смешения при использовании потоков, обладающих наилучшими и наихудшими характеристиками детонационной стойкости

Характеристика	Max			Min		
	АИ-92	АИ-95	АИ-98	АИ-92	АИ-95	АИ-98
ОЧИ	93,0	96,0	99,3	91,6	94,6	97,8
ОЧМ	86,8	89,7	92,4	85,5	88,4	91,1
ДНП, кПа	46,8	45,8	43,8	46,6	44,8	43,0
Плотность при 15 °С, кг/м³	749,6	754,7	759,8	748,6	753,7	758,8
Содержание веществ, % об.						
олефины	17,30	15,58	15,58	14,85	13,37	13,37
АУВ	29,47	33,55	35,48	29,21	33,18	35,00
бензол	0,69	0,61	0,56	0,83	0,75	0,69

Разработка рецептур смешения бензинов для потоков, характеризующихся наилучшими и наихудшими характеристиками детонационной стойкости

С использованием ПО «Compounding» были разработаны рецептуры смешения товарных бензинов марок АИ-92, АИ-95 и АИ-98 на основе компонентов, обладающих наилучшими и наихудшими характеристиками детонационной стойкости (рисунки 2, 3).

Характеристики товарных бензинов, полученных по разработанным *максимальным* и *минимальным* рецептурам, представлены в таблице 4. Как можно видеть, полученные бензины полностью соответствуют требованиям [4, 5].

Из представленных результатов можно видеть, что отказ от средних рецептур смешения в случае сырья с наихудшими

РИС. 2. Рецептуры смешения товарных бензинов на основе компонентов, обладающих наилучшими характеристиками детонационной стойкости, % мас.

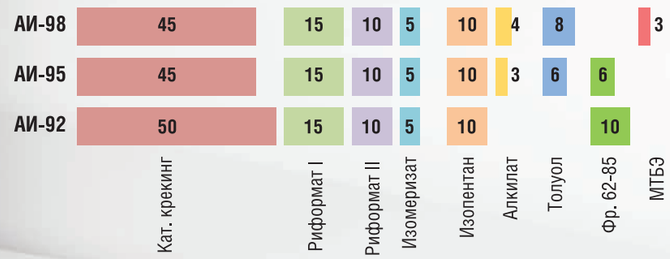


РИС. 3. Рецептуры смешения товарных бензинов на основе компонентов, обладающих наихудшими характеристиками детонационной стойкости, % мас.

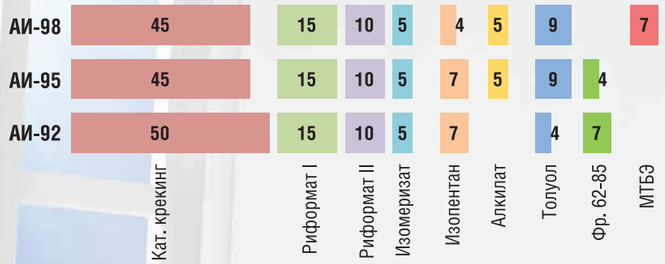


ТАБЛИЦА 4. Характеристики бензинов, полученных по максимальным и минимальным рецептурам смешения

Характеристика	Max			Min		
	АИ-92	АИ-95	АИ-98	АИ-92	АИ-95	АИ-98
ОЧИ	92,2	95,2	98,2	92,2	95,1	98,2
ОЧМ	86,2	88,9	91,6	86,0	88,9	91,3
ДНП, кПа	51,2	49,5	49,9	46,4	44,7	42,3
Плотность при 15 °С, кг/м^3	742,2	749,4	751,8	750,0	755,0	758,6
Содержание веществ, % об.						
олефины	17,30	15,58	15,58	14,85	13,37	13,37
АУВ	26,47	31,56	33,48	30,18	34,16	34,11
бензол	0,69	0,62	0,56	0,80	0,74	0,69

характеристиками детонационной стойкости и использование оптимальных, минимальных рецептур позволяет избежать выхода некондиционных бензинов, однако требует в случае бензина марки АИ-92 дополнительного вовлечения 1% мас. толуола, вовлечение фр. 62–85 снижается на 3% мас.; в случае бензина марки АИ-95 требуется дополнительно вовлечь 1% мас. толуола, вовлечение фр. 62–85 снижается на 3% мас.; в случае бензина марки АИ-98 вовлечение МТБЭ возрастает на 2% мас.

Использование оптимальных, максимальных рецептур для смесевых компонентов, обладающих наилучшими характеристиками детонационной стойкости позволяет экономить дорогостоящие и высокооктановые компоненты, так для бензина марки АИ-92 становится возможным сэкономить 3% мас. толуола; для бензина марки АИ-95 – возможно сэкономить 2% мас. алкилата и 2% мас. толуола, а также дополнительно вовлечь 1% мас. фр. 62–85; для бензина марки АИ-98 – экономия составляет 1% мас. алкилата, 2% мас. толуола и 2% мас. МТБЭ.

Выводы

Разработаны оптимальные рецептуры смешения товарных бензинов марок АИ-92, АИ-95 и АИ-98 с учетом состава вовлекаемых смесевых компонентов. Полученные бензины соответствуют всем требованиям современных стандартов. Показано, что использование рецептур смешения бензинов с учетом состава исходных компонентов позволяет повысить ресурсоэффективность производства, в случае сырья с низким октановым потенциалом – избежать выхода некондиционных партий продукции; в случае сырья с высоким октановым потенциалом – суммарно для трех марок бензина сэкономить 3% мас. алкилата, 7% мас. толуола и 2% мас. МТБЭ.

Литература

1. *Презентация Министра Энергетики РФ Александра Новака «Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/14461.*
2. *Киргина М.В., Иванчина Э.Д., Долганов И.М., Чеканцев Н.В., Кравцов А.В., Фан Фу Компьютерная программа для оптимизации процесса компаундирования высокооктановых бензинов // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 1. – С. 12–18.*
3. *Ivanchina E.D., Kirgina M.V., Chekantsev N.V., Sakhnevich B.V., Sviridova E.V., Romanovskiy R.V. Complex modeling system for optimization of compounding process in gasoline pool to produce high-octane finished gasoline fuel // Chemical Engineering Journal. – 2015. – Vol. 282. – PP. 194–205.*
4. *ГОСТ 32513-2013 «Топлива моторные. Бензин неэтилированный. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru.*
5. *Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту (с изменениями на 2 декабря 2015 года)» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru.*

KEYWORDS: *gasoline, formulation blending, octane number, mixture component, the composition.*

При поддержке

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

Российская Энергетическая Неделя 2019

Международный форум

rusenergyweek.com

РОСКОНГРЕСС

2–5 Октября

Москва, ЦВЗ «Манеж»

Реклама 6+

КЭАЗ
ОСНОВАН В 1945

НАДЕЖНАЯ ЭНЕРГИЯ

для проектов нефти и газа

Производство продукции НВО и СВО
под торговыми марками КЭАЗ и KEAZ Optima

Реализации комплексных проектов энергоснабжения

Широкий ассортимент для создания автоматизированных систем управления

Гарантия и постгарантийный сервис

- Соответствие требованиям, предусмотренным постановлением Правительства РФ от 17 июля 2015 года № 719
- Единый реестр материально-технических ресурсов ПАО «Газпром»
- Сертификация СМК на соответствие требованиям ISO 9001:2015, ГОСТ Р ИСО 9001-2015 и ГОСТ РВ 0015-002-2012 (в системе «Оборонсертифика»)

Курский электроаппаратный завод (КЭАЗ) г. Курск, ул. Луначарского, д. 8 +7 (4712) 39-99-11 keaz.ru

www.keaz.ru СДЕЛАНО В РОССИИ

РЕКЛАМА

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ

для любых технических решений

keazgroup keaz.kursk www.keaz.ru
KeazKursk46 keaz_official

КЭАЗ – эксперт по созданию комплексных решений в области распределения электроэнергии и промышленной автоматизации

КЭАЗ
ОСНОВАН В 1945

КАЛЕНДАРНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ КАК ОСНОВА ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НПЗ

УДК 004.9

Павел Логунов,
Заместитель генерального директора по экономике и финансам – Казначей ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Сергей Балашов,
начальник Управления производственных систем бизнес-сегмента «Переработка и Сбыт» ООО «ЕАЕ-Консалт»

В ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖЕГОРОДНЕФТЕОРГСИНТЕЗ» ПРОДОЛЖАЕТСЯ ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ DIGITALPLANT («ЦИФРОВОЙ ЗАВОД»), РАЗРАБОТАННОЙ РОССИЙСКОЙ ИТ-КОМПАНИЕЙ «ЕАЕ-КОНСАЛТ» НА ОСНОВЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ ЗАКАЗЧИКА. В ОСНОВУ РЕШЕНИЯ ПОЛОЖЕНА ЕДИНАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ПРЕДПРИЯТИЯ – КРАЕУГОЛЬНЫЙ КАМЕНЬ СОВРЕМЕННОЙ MES. НОВОЕ РЕШЕНИЕ ВКЛЮЧАЕТ В СЕБЯ УНИКАЛЬНЫЕ МОДУЛИ КАЛЕНДАРНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ И СВЕДЕНИЯ МАТЕРИАЛЬНОГО БАЛАНСА, СОЗДАННЫЕ В СОАВТОРСТВЕ С УЧЕНЫМИ МГУ. СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВОМ ОХВАТЫВАЕТ ВЕСЬ ПЕРИМЕТР ПРЕДПРИЯТИЯ – ОТ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ДО ОТГРУЗКИ. ЗАВЕРШЕНИЕ ПРОЕКТА ОЖИДАЕТСЯ В КОНЦЕ ПЕРВОГО КВАРТАЛА 2020 ГОДА

LUKOIL-NIZHEGORODNEFTEORGSINTEZ LLC CONTINUES TO IMPLEMENT THE DIGITAL PLANT PRODUCTION MANAGEMENT INFORMATION SYSTEM (DIGITAL PLANT), DEVELOPED BY THE RUSSIAN IT COMPANY EAE-CONSULT BASED ON CUSTOMER SPECIFICATIONS. THE SOLUTION IS BASED ON A SINGLE ENTERPRISE INFORMATION MODEL, WHICH CONTINUES TO BE THE CORNERSTONE OF MODERN MES. THE NEW SOLUTION INCLUDES UNIQUE SCHEDULING MODULES AND MATERIAL BALANCE INFORMATION, CREATED IN COLLABORATION WITH SCIENTISTS FROM MOSCOW STATE UNIVERSITY. THE PRODUCTION MANAGEMENT SYSTEM MAKES COMPLETE COVERAGE OF THE ENTERPRISE FROM PROCESS PLANTS TO SHIPMENT. PROJECT COMPLETION IS EXPECTED AT THE END OF THE FIRST QUARTER OF 2020

Ключевые слова: *цифровой завод, нефтеперерабатывающий завод, MES, автоматизация, календарное планирование, материальный баланс, ЛУКОЙЛ, ЕАЕ-Консалт.*

Информация о системе

Комплексная MES-система управления производственными процессами DigitalPlant предназначена для оперативного управления производственной деятельностью НПЗ и интегрируется с системами нижнего (АСУ ТП) и верхнего (ERP) уровней.

Функциональные возможности системы обеспечивают сбор информации о материальных потоках за определенные интервалы времени (месяц, неделя, сутки); точный учет компонентов в составе сырья, промежуточных и готовых продуктов; планирование, учет и контроль движения продукции; прогнозирование развития ситуации с учетом технологических ограничений; автоматизированный расчет материального баланса; расчет неизмеримых потоков и согласование противоречивых измерений.

Предпосылки

В 2006 году в ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» был разработан мастер-план комплексной автоматизации управления производством. Уже тогда стала очевидной необходимость внедрения систем согласования материального баланса и календарного планирования. Используемая система LP-планирования (*система «плоского/стройного производства»* – примеч. редакции) давала ответ на главный вопрос – как должны быть загружены установки в среднем за период, чтобы получить максимальную прибыль.

Но как выполнить этот план, какие оперативные решения нужно принимать с учетом отгрузки, ограниченности резервуарного парка и других факторов неравномерности? И самое главное – в LP-модели отсутствует время как таковое. А производственная служба принимает решения в режиме, близком к реальному времени, и с учетом фактора времени. Поэтому исчерпывающие ответы на вопросы должна была дать модель календарного планирования, которая внедряется сейчас.

Через некоторое время, получив опыт внедрения «коробочных» систем от сторонних поставщиков, мы пришли к выводу, что проще и дешевле разработать собственное решение, отвечающее потребностям производства. Ведь шаблонные решения необходимо адаптировать к конкретным задачам и интегрировать с имеющимися системами – а это, как подсказывает опыт, более трудоемкий и дорогой процесс.

Ожидания

Мы создаем именно ту функциональность, которая необходима заводу для координации производства и логистики – планирование и контроль поступления сырья, его переработка, распределение по резервуарам и отгрузка. При этом не ставим системе излишних, несвойственных ей задач: не закладываем прогноз биржевых цен, колебания конъюнктуры и так далее. Цель нашего проекта – автоматизация принятия оперативных решений и контроль исполнения оптимального экономического плана предприятия, рассчитанного с помощью LP-модели.

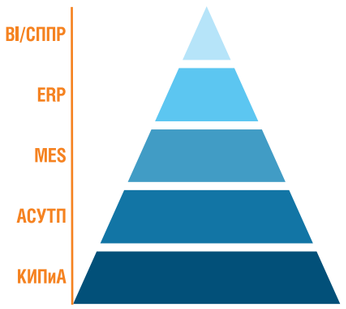
Система должна в автоматическом режиме проверить, что данный календарный план является выполнимым, обеспечивает достижение объемных контрольных показателей, соответствует существующим технологическим ограничениям, а потом выгрузить, утвердить, довести до исполнителей и проконтролировать исполнение производственного задания. Горизонт планирования закладываем календарный месяц.

Система

К настоящему времени система DigitalPlant реализует практически полный комплекс задач оперативного управления производством:

- создание модели предприятия;
- сбор производственных данных с минимальным влиянием человеческого фактора;
- диспетчерское управление: регистрация и контроль исполнения распоряжений;
- расчет движения нефтепродуктов и сведение материальных балансов на основе данных средств измерений.

РИС. 1. Пирамида информационных систем. В ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» реализованы все уровни пирамиды. И только на уровне MES остался последний модуль – календарное планирование, внедряемое в настоящее время



Остался последний кирпичик этой системы – календарное планирование, завершить внедрение которого планируем в конце 1 квартала 2020 года. Данная подсистема позволит осуществлять контроль за деятельностью предприятия в режиме, близком к реальному времени, с прогнозированием ситуации на любом временно́м горизонте (сутки, неделя, месяц). Она наиболее естественным образом объединит планирование и план-факт анализ. Причем, когда говорим «факт», то подразумеваем выверенный и согласованный результат, полученный путем согласования материального баланса.

Взаимодействие модулей

Все подсистемы опираются на единую информационную модель предприятия. Любая плановая операция, производственное задание, технологическое событие или отчет связаны с объектом модели – потоком, технологической установкой, резервуаром. Такой подход позволяет легко собрать данные о фактическом состоянии производства из разных подсистем и сопоставить их с плановыми показателями.

Планирование выработки

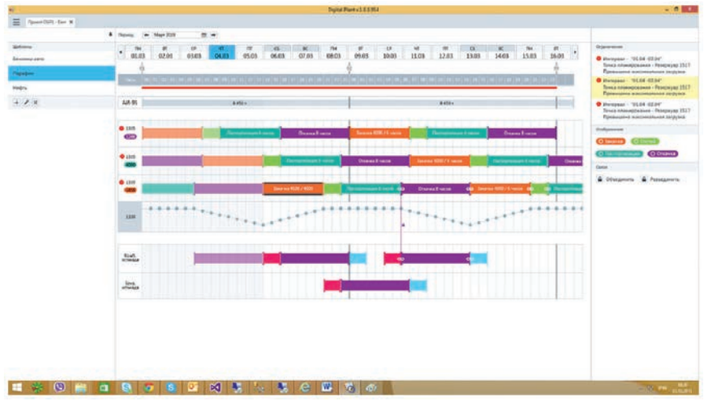
Календарное планирование (КП) является важнейшей частью автоматизации предприятия, позволяющей создавать проект календарного плана загрузки установок, направления потоков, выработки товарной продукции, отгрузки на основе экономического плана предприятия.

В нашей системе процесс КП разделен на две части – расчет плана для непрерывного производства (например, установки) и дискретный (например, резервуары). Эти части лучше рассматривать отдельно и реализовывать КП тремя этапами.

Первый этап – планирование выработки. Мы даем возможность загрузить экономический план и равномерно распределяем его на месяц. Это первое приближение, которое дает нам очень грубый КП. Главное, что на этом этапе мы получаем ориентиры: сколько и какой продукции надо выработать за месяц.

Дальше пользователь может скорректировать его. Например, необходимо выработать 6 000 т бензина с октановым числом 100. При первичном распределении эти 6 000 т программа распределяет по 200 т на весь месяц. Но 6 000 т – это всего 3 дня работы установки, вырабатывающей необходимый

РИС. 2. Календарное планирование: резервуары и эстакады



компонент, делать весь месяц по 200 т мы не можем. Пользователь выбирает период, в котором он хочет выработать это количество, и программа автоматически пересчитывает календарный план. В нашем случае в периодах, в которых бензин марки 100 вырабатываться не будет, увеличивается выработка 95-го и незначительно растет выработка 92-го. В дни, когда мы делаем бензин 100, выработка 95-го существенно падает. Таким образом, суммарно за месяц прогноз по выработке каждого вида бензина не изменился и остался равен целевым значениям, полученным из экономического плана.

Резервуары/эстакады

На втором этапе, зная, когда и сколько будет выработано продукции, мы должны распределить ее по резервуарам.

Сверху (рис. 2) – ресурс 95-го бензина. Программа последовательно, согласно настроенному шаблону, заполняет 1-й резервуар. Поступление в него – это оранжевая полоса. Далее за ней следует светло-зеленая – это период отстоя, и бирюзовая – это паспортизация. Сиреневым выделено время, доступное для откачки. Потом алгоритм создает такие же шаблонные операции на следующем резервуаре, совмещая начало закачки в него с окончанием закачки в первый. Так распределяется весь запланированный к выработке ресурс. И, что самое важное, – определяются интервалы времени, когда в резервуарах будет нужное для отгрузки количество продукта.

Затем необходимо спланировать отгрузку этих продуктов. Здесь весь планируемый период просто заполняется шаблонными операциями, состоящими из подачи вагонов (красная полоса), загрузки (сиреневая), уборки (голубая). За счет этого в первом приближении обеспечивается непрерывная нагрузка эстакады.

После этого остается только установить связь между операцией налива на эстакаде и откачки из резервуара. Любое изменение в плановых операциях приводит к пересчету всех связанных с ними операций. График показывает изменение остатка в резервуаре, причем в прошлом виден факт, а в будущем – прогноз.

Производство

На третьем этапе, после того как определено, какой должна быть выработка, мы должны выдать производственные задания на установки – и здесь в дело вступает наука. Специалисты «ЕАЕ-Консалт» совместно с сотрудниками факультета вычислительной математики и кибернетики МГУ разработали новый, адаптированный под задачу КП, математический метод, позволяющий составить такое расписание из заранее определенных режимов работы установок, которое дает возможность при существующих ограничениях выработать запланированное количество продукта. Метод очень сложный, но суть проста – мы выбираем из набора режимов работы установок такие, которые позволяют выработать нужные продукты, и рассчитываем время, когда надо перейти с одного на другой.

Сбор производственных данных

Подсистема в терминах единой информационной модели аккумулирует все сведения о работе предприятия, опираясь на доступные источники данных: единую базу данных реального времени (БДРВ), лабораторную систему (ЛИМС), РСУ, данные ручного ввода. Включает в себя расчетную платформу, реализующую стандартизированные методики расчета масс, и аппаратно-математические измерители, которые позволяют рассчитывать массу на любом потоке, резервуаре жидкости или газа.

Моделирование

Среди оригинальных решений, разработанных в ходе проекта, – создание единой информационной модели предприятия, которая позволяет формировать направленный граф материальных потоков, системы ограничений и модели материальных потоков предприятия за балансовый период, создавать сложные расчетные измерители. Модель является единой для целей оптимизационного LP-планирования, календарного планирования и согласования материального баланса, что минимизирует риск ошибок и трудозатраты на ее поддержку.

Сведение материального баланса

В основе подсистемы согласования матбаланса лежит инновационная разработка – алгоритм нахождения оптимального решения системы линейных уравнений (оптимальность понимается в смысле наибольшего соответствия измеренным значениям), также созданный совместно с учеными МГУ, который позволяет согласовать баланс с учетом технологических ограничений. Это усложняет алгоритмы решения, но позволяет получить достоверный результат.

Разработанные для решения задачи математические методы активно развиваются.

Экономический эффект

Момент, требующий отдельного рассмотрения. Возьмем, например, АРС – системы усовершенствованного управления, по внедрению которых ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез» – лидер в стране. Все технологические установки оснащены АРС. Для них считается эффект, позволяющий окупить систему буквально за несколько месяцев: например, повышается стабильность режима и показателей качества – за счет этого увеличиваем выход светлых нефтепродуктов на установках первичной переработки на несколько десятых процента, что и позволяет окупить инвестиции.

В нашем случае можно было бы пойти таким же путем: за счет внедрения системы календарного планирования мы будем эффективно смешивать мазут, например, с меньшим запасом по качеству. И за счет этого окупим систему.

Реальный же эффект, который во много раз больше и исчисляется сотнями миллионов рублей, состоит в повышении общего качества управления. Но как это посчитать?

Повышение точности планирования? А какого планирования? Есть экономическое планирование и есть календарное планирование. Если корректировать план по факту или ежечасно, то можно добиться и 100%-ной точности.

Ускорение принятия решения? Производственники и так достаточно быстро принимают решения. Однако эти решения, основанные на экспертных методах, могут быть не самыми оптимальными.

На самом деле одним из важнейших показателей является горизонт планирования: производственник в отсутствии КП не может планировать дальше, чем на день. Потому что дальше начинает меняться огромное количество факторов. И все службы – производственные, логистические – говорят: вот если бы мы могли планировать на трое суток вперед, то проблем было бы меньше. А у нашей системы, напомню, горизонт планирования – один календарный месяц.

«Уникальному заводу нужны качественные решения»

На вопросы редакции отвечает Алексей Цапаев, заместитель генерального директора по производству ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

– Алексей Владимирович, как происходит внедрение системы DigitalPlant?

– Внедрение осуществляется поэтапно: как только разрабатывается один модуль, пользователи приступают к его тестированию: оценивают удобство, функционал, дизайн. Замечания обсуждаются и транслируются разработчикам для доработки. Таким образом наши сотрудники уже на стадии внедрения осваивают работу в системе и подстраивают ее под себя. Совместная работа с разработчиками позволит получить 100% готовую и рабочую программу.

– Какие блоки календарного планирования уже внедрены на производстве?

– Блок «Планирование выработки» используем, можно сказать, в рабочем режиме. Данный модуль позволяет сформированный экономический план на месяц перевести в производственные задания с распределением по суткам. Далее в течение месяца ежесуточно факт отражается в сравнении с планом за прошедший период, система распределяет оставшийся период, выдавая новые плановые задания по суткам с учетом заложенных ограничений, при этом одновременно идет проверка прогнозного выполнения экономического плана на месяц.

Еще один блок – «Движение по резервуарному парку и формирование графика отгрузки» – находится в тестовом режиме использования. Для нас это очень актуально: наше предприятие уникально тем, что работает по жесткой схеме, нет промежуточных резервуарных парков, а товарный парк не позволяет вести большие накопления товарной продукции. Выработка компонентов с установок сразу направляется в товарный резервуар, из которого после паспортизации в течение суток должна быть выполнена отгрузка. Данный модуль позволяет выдать задание с привязкой по времени: в какой последовательности должна происходить закачка по резервуарам. С оценкой необходимости освобождения резервуара для последующего наполнения программа выдает решение, так называемые «окна» для отгрузки конкретного вида нефтепродукта с конкретного резервуара – так формируется график отгрузки. Если вовремя не выгрузить продукцию с указанного резервуара, то закачать следующую партию будет просто невозможно. У нас нет права на ошибку в расчетах, поэтому все внедряемые решения должны быть эффективными, понятными и информативными как для постановщика суточных заданий, так и для исполнителей-операторов.

Распределив движение нефтепродуктов, составив необходимый график отгрузки из резервуаров, система позволяет привязать его к конкретному виду транспорта (железнодорожный,

трубопроводный, водный). Соответственно, у персонала, который обеспечивает отгрузку, будет четкая картина: когда, в какое время, каким видом транспорта, какой вид продукта должны отгрузить.

– Что дает внедрение календарного планирования?

– Календарное планирование предусматривает охват всех технологических объектов предприятия, включая отгрузку товарной продукции, выдачу каждому оператору целевых суточных заданий – сколько сырья должно быть переработано, сколько в соответствии с планом должно быть выработано продукции (компонентов), когда и каким видом транспорта должна быть проведена отгрузка. Производственная служба предприятия со своей стороны ежесуточно контролирует выполнение этих заданий, при необходимости своевременно вносит коррективы, что в итоге приведет к выполнению месячного экономического плана производства без отклонений.

– Как Вы считаете, календарное планирование решит все производственные проблемы?

– Мы очень на это надеемся. Сделано достаточно много, проработано большое количество различных вариантов и, надеюсь, найдено оптимальное решение. Сейчас оно дорабатывается при активном участии всех пользователей.

– Какую оценку можете дать компании «ЕАЕ-Консалт»?

– Рабочие моменты были и будут всегда, но, думаю, что твердую «четверку» они заслуживают. Есть взаимопонимание, атмосфера рабочая, говорим на одном языке: разработчики за эти годы досконально изучили процессы на предприятии. Это большой плюс. Так что, думаю, совместными усилиями мы реализуем проект в полном объеме.

Преимущества DigitalPlant

Благодаря внедрению системы DigitalPlant предприятие получает значительные конкурентные преимущества, среди которых отметим основные.

1. **Внедрение DigitalPlant обеспечивает максимально возможный уровень автоматизации** процессов сбора, обработки, накопления, хранения и отображения информации о фактической работе объектов предприятия.

2. **Все результаты деятельности предприятия могут быть спрогнозированы** за счет моделирования действий по управлению производством.

3. **Автоматизирован бизнес-процесс расчета материального баланса**, срок согласования баланса максимально сокращен.

4. **Автоматизированы процессы выдачи и контроля производственных заданий**, оперативно и в установленный срок формируется производственная отчетность, которая предоставляется по любой единице (установка, группы установок или завод) на любом горизонте планирования в привычных офисных форматах.

5. **Достигнут оптимальный режим функционирования производственных мощностей** за счет оперативного получения достоверной информации об их работе.

6. **Возросла точность идентификации мест и причин возникновения потерь** за счет определения ошибок, допущенных в ходе согласования баланса.

7. **Ведется учет движения материальных потоков** (сырья, полуфабрикатов, готовой продукции). DigitalPlant позволяет вести глобальный учет цепочки поставок сырья и готовой продукции, оптимизировать процессы переработки, сводить к минимуму потери, связанные с отклонением от плановых заданий.

8. В отличие от большинства MES, подсистема план-факт анализа DigitalPlant осуществляет **оперативный контроль выполнения** календарного производственного плана и прогнозирование исполнения экономического плана предприятия, что позволяет обеспечить руководителей всех уровней оперативной информацией о выполнении или необходимости корректировки плановых показателей.

В результате осуществляется реальный переход работы предприятий от формата «по факту», т.е. по итогам оценки полученного результата с последующим принятием решений, к работе «по плану» – с максимально достоверным прогнозированием результатов и принятием обоснованных решений. ●

Keywords: *digital plant, oil refinery, MES, automation, scheduling, material balance, LUKOIL, EAE-Consult.*

ООО «ЕАЕ-Консалт»
Тел.: +7 (495) 213-11-76
www.eae-consult.ru
info@eaeconsult.ru

Реклама

БИЗНЕС БЕЗ ГРАНИЦ
CESSNA CITATION LONGITUDE

ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам реактивных самолетов CESSNA CITATION в России и СНГ

CITATION M2
Дальность: 2871 km
Пассажиры: 7

CITATION CJ3+
Дальность: 3778 km
Пассажиры: 9

CITATION CJ4
Дальность: 4010 km
Пассажиры: 10

CITATION XLS+
Дальность: 3889 km
Пассажиры: 9

CITATION LATITUDE
Дальность: 5000 km
Пассажиры: 9

CITATION SOVEREIGN+
Дальность: 5926 km
Пассажиры: 12

CITATION X+
Дальность: 6408 km
Пассажиры: 12

CITATION LONGITUDE
Дальность: 6482 km
Пассажиры: 12

CITATION HEMISPHERE
Дальность: 8330 km
Пассажиры: 12

+7 968 759 45 24 – Денис Клепов
cessna@eastunion.ru
www.eastunion-fleet.ru

EASTUNION
Business Aviation

Cessna
A Textron Company

Neftegaz.RU
номер 9/2019 г.

УДК 665.633

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ПРОМЫШЛЕННЫХ УСТАНОВОК ПОЛУЧЕНИЯ ЭТИЛБЕНЗОЛА

Ивашкина Елена Николаевна,
профессор отделения химической инженерии, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, д.т.н.

Кошкин Станислав Александрович,
главный специалист департамента операционного аудита, ПАО «НК "Роснефть"», к.т.н.

Хлебникова Елена Сергеевна,
PhD, postdoctoral researcher, National Laboratory, CNLS, USA, New Mexico, Los Alamos

ОКОЛО 99 % ПОЛУЧАЕМОГО ЭТИЛБЕНЗОЛА ИСПОЛЬЗУЕТСЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ СТИРОЛА, ОСТАЛЬНОЕ – В КАЧЕСТВЕ ПРОМЕЖУТОЧНОГО ПРОДУКТА В ХИМИЧЕСКОМ ПРОИЗВОДСТВЕ. ОЦЕНИТЬ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТОГО ИЛИ ИНОГО ВАРИАНТА МОДЕРНИЗАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК ПОЛУЧЕНИЯ ЭТИЛБЕНЗОЛА ПОЗВОЛЯЕТ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В СОВОКУПНОСТИ С МЕТОДАМИ КВАНТОВО-ХИМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ ГИДРОДИНАМИКИ. В СТАТЬЕ УЧЕНЫЕ НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА РАССКАЗЫВАЮТ О СОЗДАННОЙ ИМИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПРОЦЕССА АЛКИЛИРОВАНИЯ НА ЖИДКОФАЗНОМ КИСЛОТНОМ КАТАЛИЗАТОРЕ, УЧИТЫВАЮЩЕЙ ЕГО ДЕЗАКТИВАЦИЮ В РЕАКЦИОННОМ ЦИКЛЕ И ПОЗВОЛЯЮЩЕЙ РЕГУЛИРОВАТЬ РАСХОД СВЕЖЕГО КАТАЛИЗАТОРА

ABOUT 99% OF THE OBTAINED ETHYLBENZENE IS USED IN THE PRODUCTION OF STYRENE, THE REST AS AN INTERMEDIATE IN THE CHEMICAL INDUSTRY. MATHEMATICAL MODELING IN CONJUNCTION WITH THE METHODS OF QUANTUM CHEMICAL MODELING AND COMPUTATIONAL HYDRODYNAMICS MAKES IT POSSIBLE TO EVALUATE THE EFFECTIVENESS OF A PARTICULAR VERSION OF THE MODERNIZATION OF EXISTING PLANTS FOR PRODUCING ETHYLBENZENE. IN THE ARTICLE, SCIENTISTS OF THE NATIONAL RESEARCH TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY TALK ABOUT THE MATHEMATICAL MODEL THEY CREATED FOR THE ALKYLATION PROCESS ON A LIQUID-PHASE ACID CATALYST, TAKING INTO ACCOUNT ITS DEACTIVATION IN THE REACTION CYCLE AND ALLOWING TO CONTROL THE CONSUMPTION OF FRESH CATALYST

Ключевые слова: *численная модель, этилбензол, промышленные установки, процесс алкилирования, продукты органического синтеза, катализаторы.*

Введение

Этилбензол – один из базовых продуктов основного органического синтеза, который получают из бензола. Почти 75 % получаемого в мире нефтехимического бензола приходится на производство этилбензола и изопропилбензола [1].

Крупнотоннажные установки по всему миру обладают суммарным потенциалом выпуска этилбензола более 37 млн т.

Основные регионы производства этилбензола: Северная Америка (6,5 млн т в год, из которых США – 5,4 млн т в год) и Азия (18,7 млн т, из которых Китай (7,86 млн т в год). Средняя общемировая загрузка мощностей составляет около 80 % [2].

Российская Федерация на сегодняшний день, единственная из стран СНГ и Балтии, на территории которой производится этилбензол.

Около 99 % получаемого этилбензола используется в производстве стирола, который используется как мономер при производстве пластиков и каучуков. Около 1 % этилбензола используется в качестве промежуточного продукта в химическом производстве.

При этом 90 % потребления стирола – полистирол. Суммарная мощность производителей стирола составляет 755 тыс. т, полистирола меньше – 533,3 тыс. т [3].

На предприятии ЗАО «СИБУР-ХИМПРОМ» действует установка алкилирования бензола этиленом, предназначенная для получения этилбензола по жидкофазной технологии EBMax с использованием в качестве катализаторов цеолитсодержащих систем. Производство введено в эксплуатацию в 2010 году. Проектная мощность установки по этилбензолу составляет 220 тыс. т в год.

В ООО «Газпром нефтехим Салават» технология получения этилбензола также реализована с применением цеолитсодержащих катализаторов алкилирования бензола этиленом. Мощность промышленной установки по этилбензолу составляет около 230 тыс. т в год.

ФАКТЫ

75 %

получаемого в мире нефтехимического бензола приходится на производство этилбензола и изопропилбензола

На сегодняшний день использование цеолитсодержащих катализаторов алкилирования и трансалкилирования является наиболее перспективными вариантом реализации технологии получения этилбензола [4–6].

Остальные российские предприятия используют технологию алкилирования бензола этиленом на жидкофазных кислотных катализаторах (кислотах Льюиса), в частности широко применимы катализаторы на основе хлорида алюминия. Использование подобных катализаторов имеет ряд недостатков: большое количество загрязненных катионами алюминия сточных вод предприятий, коррозия оборудования, однако полный перевод подобных установок на цеолитсодержащие катализаторы зачастую является экономически нецелесообразным.

Оценить эффективность того или иного варианта модернизации действующих установок получения этилбензола позволяет математическое моделирование нефтехимического процесса в совокупности с методами квантово-химического моделирования и вычислительной гидродинамики.

БИЗНЕС-АКЦЕНТ

В последние несколько лет на основе экспериментальных и численных исследований в Национальном исследовательском Томском политехническом университете была создана математическая модель процесса алкилирования на жидкофазном кислотном катализаторе, учитывающая его дезактивацию в реакционном цикле и позволяющая регулировать расход свежего катализатора [7–11], а также математическая модель промышленной технологии получения этилбензола на цеолитсодержащих катализаторах в системе реакторов алкилирования и трансалкилирования [12–14].

Моделирование работы промышленной установки получения этилбензола на хлоралюминиевом катализаторе

Технологический режим проведения промышленного процесса алкилирования характеризуется: температурой в реакторе от 115 до 130 °С, давлением в реакторе от 0,05 до 0,3 МПа; расходами осушенного бензола и полиалкилбензолов (7–22 т/ч), этилена (0,7–2,2 т/ч) и возвратного катализатора (5–10 т/ч), мольным соотношением бензол: этилен (3–7:1).

В реактор алкилирования подаются: после совместной осушки рециркулирующие полиалкилбензолы (ПАБ) в смеси с бензолом; этилен; насыщенные бензолом полиакликбензолы; бензольный конденсат; рециркулирующий и свежий катализаторный комплекс (рис. 1).

На основе экспериментальных данных о термобарических условиях проведения процесса и составах сырья и продуктовой смеси, определенных методами газовой хроматографии и хромато-масс-спектрометрии, были установлены закономерности изменения основных параметров технологического режима, а также исследовано влияние данных параметров на выход целевого и побочных продуктов.

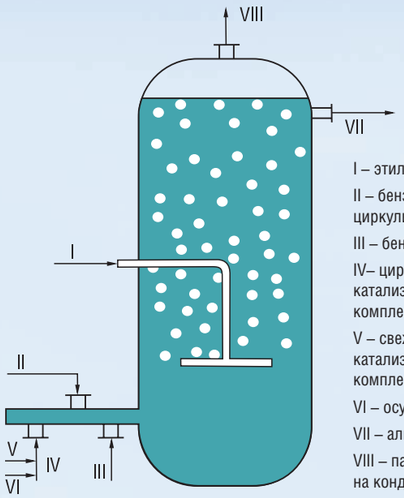
Для описания сложного нефтехимического процесса получения этилбензола была выбрана стратегия системного анализа.

Для прогнозирования и оптимизации процесса алкилирования был использован метод математического моделирования. Сложность моделирования процесса получения этилбензола на хлоралюминиевом катализаторе обусловлена многокомпонентностью системы и многомаршрутностью превращений веществ.

На первом этапе разработки модели был составлен список возможных реакций, протекающих в процессе алкилирования бензола этиленом на хлоралюминиевом катализатора.

Для оценки термодинамической вероятности протекания химических реакций были использованы методы квантовой химии [10]. Исходя из термодинамической вероятности реакций, протекающих в процессе алкилирования, были выделены основные целевые и побочные реакции, на основании чего была составлена формализованная схема превращений веществ в процессе алкилирования бензола этиленом (рис. 2).

РИС. 1. Схема упрощенной конструкции реактора



I – этилен;
II – бензол и циркулирующие ПАБ;
III – бензол-конденсат;
IV– циркулирующий катализаторный комплекс;
V – свежий катализаторный комплекс;
VI – осушенный бензол;
VII – алкилат;
VIII – пары на конденсацию

ФАКТЫ

37 МЛН Т

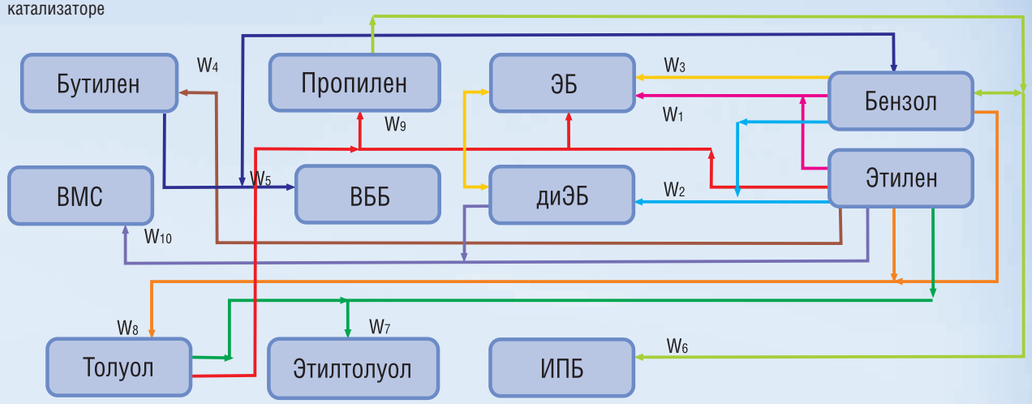
суммарный потенциал крупнотоннажных установок по выпуску этилбензола

В кинетической модели учтены все приведенные реакции, такие компоненты как изопропилбензол (ИПБ), вторбутилбензол (ВББ), диэтилбензол (диЭБ) и этилтолуол объединены в группу полиалкилбензолов (ПАБ), триэтилбензол представлен в системе как компонент с высоким значением молекулярной массы – высокомолекулярное алкилароматическое соединение (ВМС). Объединение компонентов в группу было проведено с целью упрощения математической модели.

В соответствии с законом действующих масс были составлены выражения для скоростей основных реакций, протекающих в процессе алкилирования бензола этиленом. В качестве гидродинамической модели была выбрана модель идеального смешения реактора, что обосновано наличием барботажного устройства для подачи этилена, которое создает интенсивное перемешивание компонентов по всему объему аппарата [7–9, 11].

С применением разработанной математической модели были проведены численные исследования и показана возможность снижения расхода возвратного катализатора на основе установленных закономерностей по влиянию расхода свежего катализатора на его активность и, соответственно, выход целевых и побочных продуктов.

РИС. 2. Формализованная схема превращений веществ в процессе алкилирования бензола этиленом на хлоралюминиевом катализаторе



Установлено, что оптимальным будет такой минимальный расход свежего катализатора, при котором будет получен максимально-возможный выход целевого продукта (этилбензола), допустимое количество ПАБ на выходе (не более 12 % мас.), а концентрация образовавшихся высокомолекулярных алкилароматических соединений не превысит регламентируемых значений (не более 2,5 % мас.). До оптимизации расход свежего катализаторного комплекса был равен 0,498 т/ч. В результате оптимизации технологических параметров установлено, что при снижении активности катализатора с 0,17 до 0,10 за счет уменьшения расхода свежего катализаторного комплекса до 0,448 т/ч наблюдается уменьшение выхода целевого продукта с 29,3 до 26,5 % мас., увеличение концентрации ПАБ с 6,9 до 8,8 % мас. Вместе с тем установлено, что компенсировать потери целевого продукта возможно за счет реакции трансалкилирования диэтилбензола до этилбензола, а именно в результате увеличения расхода подаваемого ПАБ в реактор в 1,3 раза и за счет увеличения температуры процесса до 125 °С. В данном случае концентрация этилбензола в продукте достигает 29,8 % мас., при поддержании расхода свежего катализаторного комплекса на уровне 0,472 т/ч.

Установлено, что поддержание выхода этилбензола на требуемом уровне достигается при уменьшении расхода свежего катализаторного комплекса на 10 % (с 12,0 до 10,8 т/сут) с одновременным увеличением температуры процесса до 125 °С и увеличением циркулирующих ПАБ на входе в реактор при допустимом увеличении выхода полиалкилбензолов и высокомолекулярных соединений с 37,4 до 44,3 т/сут.

Экономический эффект от внедрения рекомендуемых режимов на действующей промышленной установке обусловлен снижением экологической нагрузки (снижение размера штрафов за превышение уровня допустимой концентрации катионов алюминия в сточных водах нефтехимических предприятий), а также увеличением среднесуточной выработки этилбензола. Интегрированный экономический эффект ориентировочно составляет 25 % от чистой прибыли предприятия.

ФАКТЫ

90 %

потребления стирола используется для получения полистирола

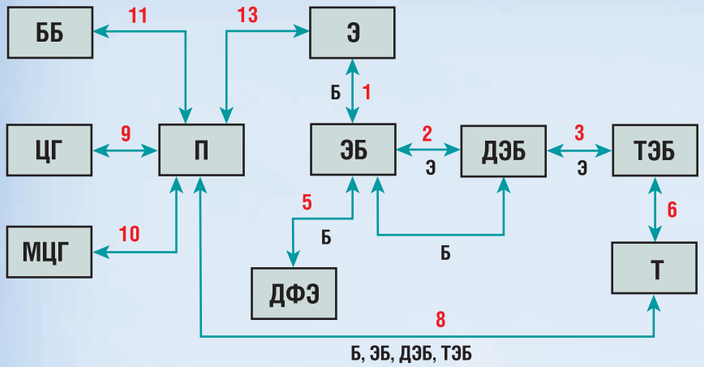
Моделирование работы промышленной установки получения этилбензола в системе реакторов алкилирования и трансалкилирования на цеолитсодержащих катализаторах

Как и в случае процесса алкилирования бензола этиленом на хлоралюминиевом катализаторе, моделирование работы промышленной установки, включающей систему реакторов алкилирования и трансалкилирования на цеолитсодержащих катализаторах, было начато с создания формализованной схемы превращений углеводородов [12–13].

На основании термодинамического анализа возможных реакций была проведена группировка веществ и разработана формализованная схема превращений для двух стадий технологии: процесса алкилирования (рисунок 3) и процесса трансалкилирования (рисунок 4).

Выделены группы веществ: фракция легких углеводородов (П), фракция циклоалканов C_6 (ЦГ),

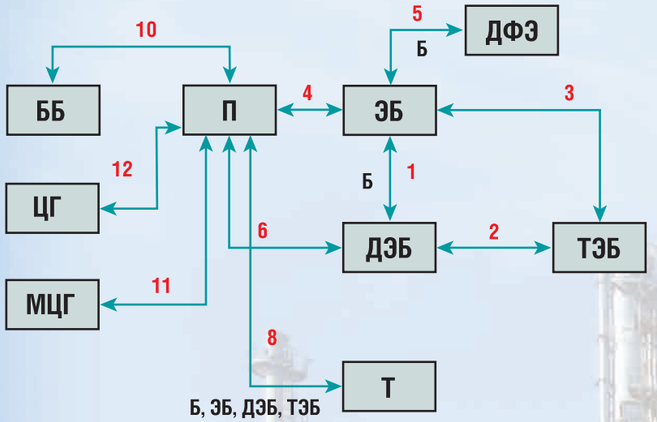
РИС. 3. Формализованная схема превращений (алкилирование на цеолитсодержащих катализаторах)



Формализованная схема включает 11 превращений:

1 – алкилирование бензола этиленом;
2 – алкилирование ЭБ этиленом;
3 – алкилирование ДЭБ этиленом;
4 – трансалкилирования ДЭБ с бензолом;
5 – образование ДФЭ;
6 – алкилирование ТЭБ этиленом;
8 – алкилирование алкенами ароматических компонентов;
9, 10 – циклизация алкенов;
11 – алкилирование бензола бутиленом;
13-олигомеризация этилена

РИС. 4. Формализованная схема превращений (трансалкилирование на цеолитсодержащих катализаторах)



Формализованная схема включает 10 превращений:

1 – трансалкилирования ДЭБ с бензолом; 2 – диспропорционирование ДЭБ; 3 – трансалкилирование ТЭБ; 4 – алкилирование бензола этиленом; 5 – образование ДФЭ; 6 – деалкилирование ДЭБ; 8 – алкилирование алкенами ароматических компонентов; 10 – деалкилирование ББ; 11, 12 – крекинг циклопарафинов

фракция циклоалканов C_7 (МЦГ), фракция тяжелых продуктов (Т). Также выделены отдельные вещества или их изомерные смеси: этилбензол (ЭБ), бензол (Б), диэтилбензолы (ДЭБ) включающие *о,м,п*-ДЭБ изомеры, триэтилбензол (ТЭБ), бутилбезол (ББ), 1,2(1) – дифинилэтаны (ДФЭ).

В качестве гидродинамической модели реакторов алкилирования и трансалкилирования выбрана модель идеального вытеснения. Скорость образования и расходования отдельных компонентов формализованной схемы превращений выражается комбинацией скоростей отдельных реакций. Определение параметров кинетических уравнений (предэкспоненциального множителя и энергии активации) произведено с использованием метода наименьших квадратов с использованием экспериментальных данных о составах сырья и продуктов реакторных процессов и технологических режимов их работы [14].

Численные исследования, выполненные с использованием разработанной комплексной модели процессов алкилирования и трансалкилирования на цеолитсодержащих катализаторах, позволили установить, что наибольшее влияние на процесс алкилирования оказывает соотношение бензола к этилену (Б/Э). По результатам расчета увеличение мольного отношения Б/Э с 2,8 до 3,2 увеличивает выход ЭБ на 2,8% мас. Увеличение энергопотребления за счет увеличения избытка бензола не приводит к снижению технико-экономических показателей работы установки в текущих ценах и не является критичным. Так, повышение избытка бензола на всем рабочем интервале соотношений от 2,8 до 3,2 приводит к увеличению удельной валовой прибыли с 6557 руб./т до 7002 руб./т.

Расчеты по модели показали, что оптимальное мольное соотношение Б/ДЭБ в процессе трансалкилирования составляет 4. При данном соотношении выход ЭБ (% мас.) по ДЭБ составляет 85,8%. Дальнейшее увеличение соотношения приводит к снижению выхода ЭБ.

Наибольшее влияние на величину выхода ЭБ в процессе трансалкилирования оказывает температура. По результатам расчета увеличение температуры сырьевой смеси, подаваемой в реактор трансалкилирования, с 195 °С до 220 °С увеличивает выход ЭБ (% мас.) на 8,12%.

Суммарный эффект при проведении процесса с учетом найденных рекомендуемых параметров для реактора алкилирования (повышение мольного соотношения Б/Э до 3,2) и трансалкилирования (увеличение мольного соотношения Б/ДЭБ до 4, повышение температуры до 219 °С), выраженный в увеличении экономических критериев, соответствует валовой прибыли 313 млн руб. в год и удельной валовой прибыли 1134 руб./т. Увеличение производительности установки по этилбензолу за счет увеличения выхода по расчету составляет до 7 тыс. т.

Заключение

В результате выполненных численных и экспериментальных исследований разработаны математические модели процессов получения этилбензола, которые реализуются по двум технологиям: алкилирования бензола этиленом на хлоралюминиевом катализаторе и в системе реакторов алкилирования и трансалкилирования на цеолитсодержащих катализаторах. Созданное математическое описание адекватно описывает работу промышленных реакторов (погрешность расчетов сопоставима с погрешностью экспериментальных методов определения концентраций веществ в сырье и продуктовых потоках реакторов). Математические модели использованы для оптимизации и прогнозирования работы промышленных установок получения этилбензола.

Выданы рекомендации по оптимальной работе реактора алкилирования, позволяющие снизить расход хлоралюминиевого катализаторного комплекса, тем самым уменьшая концентрацию катионов алюминия в сточных водах нефтехимических предприятий и повышая уровень их экологической безопасности. Показана принципиальная возможность повышения выхода этилбензола без увеличения энергопотребления на основе оптимизации режимов работы системы промышленных реакторов алкилирования и трансалкилирования.

Разработанные математические модели можно использовать в качестве компьютерных тренажеров для инженерно-технического персонала нефтехимических предприятий, а также в образовательном процессе при подготовке бакалавров и магистров, обучающихся по направлениям «Химическая технология», «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии». ●

ФАКТЫ

755

ТЫС. ТОНН

составляет суммарная мощность производителей стирола

Литература

1. *Герзелиев И.М. Этилбензол по-русски // The Chemical Journal. – 2009. – P. 32–35.*
2. *Jennifer Carvajal-Diaz and David Byrne. Chemical Economics Handbook/ Jennifer Carvajal-Diaz and David Byrne. – 2015. – P. 38.*
3. *Мирный М. Не семимильно, но шагаем! // Итоги конференции «Ароматика 2017», 27 ноября 2017.*
4. *Алкилирование бензола этиленом, трансалкилирование бензола диэтилбензолами и диспропорционирование этилбензола на цеолитных катализаторах, перспективных для промышленных процессов. Герзелиев И.М. // Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук. Москва, 2012.*
5. *Павлов М.Л., Басимова Р.А., Эрштейн А.С., Шавалеев Д.А.Синтез цеолитного катализатора для процесса жидкофазного алкилирования бензола этиленом и этан-этиленовой фракцией пиролиза углеводородов // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2018. – № 10. – С. 35–37.*
6. *Гусейнова Г.А., Самедова Ф.И., Рашидова С.Ю., Гулиев А.И., Гаджиева И.А. Алкилирование индивидуальных углеводородов и нефтяных фракций на цеолитсодержащих катализаторах // АвтоГазоЗаправочный комплекс + Альтернативное топливо. 2015. – № 2 (95). – С. 14–21.*
7. *Хлебникова Е.С. Исследование процесса смешения реагентов в технологии алкилирования бензола этиленом с использованием методов вычислительной гидродинамики / Ивашкина Е.Н., Хлебникова Е.С., Беккер А.В., Белинская Н.С., Ткачев В.В. // Химическая промышленность сегодня. – 2014. – № 8. – С. 46–56.*
8. *Хлебникова Е.С. Оптимизация процесса смешения реагентов в технологии получения этилбензола с использованием гидродинамической модели / Хлебникова Е.С., Ивашкина Е.Н., Паппел К.Х. // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2016. – № 9. – С. 30–35.*
9. *Benzene Alkylation with Ethylene: The Way to Increase the Process Efficiency, Khlebnikova E., Ivashkina E., Dolganova I. Chemical Engineering and Processing: Process Intensification Supports, 2017. – Vol. 120. – P. 1–8.*
10. *Khlebnikova E.S. Development of benzene with ethylene alkylation model in the presence of aluminum chloride / E. S. Khlebnikova, E. M. Yurev // Petroleum and Coal. – 2016. – Vol. 58. – Iss. 1. – P. 120–125.*
11. *Khlebnikova E. Optimization of reactant mixing in benzene alkylation technology / E. Yurev, E. Ivashkina, A. Chudinova // Petroleum and Coal. – 2016. – Vol. 58. – Iss. 7. – P. 736–739.*
12. *Кошкин С.А., Ивашкина Е.Н., Долганова И.О. Разработка математической модели реактора алкилирования бензола этиленом в присутствии цеолитсодержащего катализатора // Химическая промышленность сегодня. – 2017. – № 3. – С. 11–23.*
13. *Кошкин С.А., Долганова И.О., Ивашкина Е.Н. Разработка модели реактора трансалкилирования для повышения энерго- и ресурсоэффективности производства этилбензола // Химия в интересах устойчивого развития. – 2017. – № 2. – С. 219–226.*
14. *Кошкин С.А., Ивашкина Е.Н., Долганова И.О., Гавриков А.А. Повышение ресурсоэффективности синтеза этилбензола с использованием компьютерной системы моделирования // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2017. – № 8. – С. 8–15.*

KEYWORDS: *the numerical model, ethylbenzene, industrial plants, the process of alkylation, the products of organic synthesis, catalysts.*

СИСТЕМЫ «ТЕХЭКСПЕРТ» – залог успешной автоматизации и цифровизации производства

УДК 004.9

СЕГОДНЯ ЛИШЬ НЕМНОГИЕ КОМПАНИИ РАБОТАЮТ ТОЛЬКО НА ОСНОВАНИИ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ФЕДЕРАЛЬНОГО ИЛИ РЕГИОНАЛЬНОГО УРОВНЯ. ЕЩЕ СО ВРЕМЕН СССР ОРГАНИЗАЦИИ ЗАНИМАЮТСЯ РАЗРАБОТКОЙ СОБСТВЕННЫХ ВНУТРЕННИХ СТАНДАРТОВ. В КРУПНЫХ НАПРАВЛЕНИЯХ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (АВИАЦИЯ, СУДОСТРОЕНИЕ, РАКЕТНО-КОСМИЧЕСКАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ, ОПК И Т.Д.) НАД ЭТИМ РАБОТАЮТ ЦЕЛЫЕ ИНСТИТУТЫ. ОСНОВНЫЕ ТРЕБОВАНИЯ, КОТОРЫЕ ПРЕДПРИЯТИЯ ИСПОЛЬЗУЮТ ПРИ ВЫПУСКЕ ПРОДУКЦИИ ЧАЩЕ ВСЕГО, КАК РАЗ СОДЕРЖАТСЯ ВО ВНУТРЕННИХ СТАНДАРТАХ

TODAY, ONLY A FEW COMPANIES WORK ON LEGISLATIVE REQUIREMENTS AT THE FEDERAL OR REGIONAL LEVEL. SINCE THE DAYS OF THE USSR, ORGANIZATIONS HAVE BEEN DEVELOPING THEIR OWN INTERNAL STANDARDS. IN LARGE AREAS OF INDUSTRY (AVIATION, SHIPBUILDING, ROCKET AND SPACE ACTIVITIES, DEFENSE INDUSTRY, ETC.) WHOLE INSTITUTES ARE WORKING ON THIS PROBLEM. JUST INTERNAL STANDARDS MOST OFTEN CONTAIN THE BASIC REQUIREMENTS OF ENTERPRISES FOR THE DELIVERY OF PRODUCTS

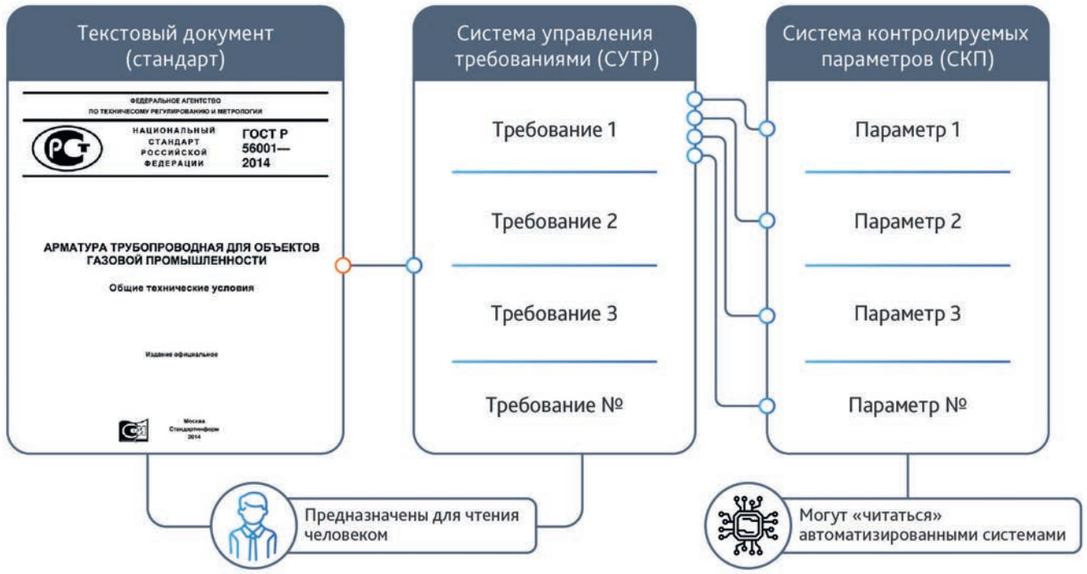
Ключевые слова: *автоматизация производства, цифровизация в нормативной сфере, управление технической документацией, интеллектуальный документооборот, современное предприятие.*

Современные компании уже задумались о цифровизации своих производств, так как этот шаг позволит им остаться конкурентоспособными и даст возможность развиваться дальше.

Цифровизация касается в первую очередь нормативной сферы, потому что без нормативных требований невозможно создавать хорошую продукцию. Никто не будет спорить, что переход на реальные безбумажные технологии, переход к использованию цифровых стандартов – это залог будущего успеха промышленных предприятий и экономики страны в целом.

Важную роль в этом играют разработанные АО «Кодекс» системы управления нормативной и технической документацией (СУ НТД «Техэксперт») и управления требованиями (СУТр), отвечающие за процесс разработки, нахождения, документирования, анализа, приоритизации требований, управления их изменениями. Обе системы сертифицированы, зарегистрированы в Роспатенте и признаны специалистами высокого уровня.

В 2018 году АО «Кодекс» сделало значительный прорыв



в разработке технологий, позволяющих автоматизировать почти все стадии управления жизненным циклом нормативного документа.

СУТр содержит в себе требования, привязанные к выпускаемой продукции, ее компонентам и стадиям жизненного цикла. Система помогает выпустить изделие именно таким, каким оно было задумано, обеспечив его высокое качество и дальнейшую правильную эксплуатацию.

Есть западные аналоги систем управления требованиями, например, разработки компаний IBM и SIEMENS. Их неоднократно пробовали применять и в России, но проблема заключается в том, что заполнить все эти системы требованиями необычайно трудоемко. У российских предприятий просто не хватает ресурсов, чтобы это сделать самостоятельно.

АО «Кодекс» хорошо разбирается в нормативной базе и может значительно облегчить работу тем экспертам, которые будут заполнять и классифицировать требования, упорядочив внутренние фонды предприятий для работы с нормативной документацией в электронном виде в едином информационном окне.

Залог успешной реализации проекта

В первую очередь предприятиям нужно переходить на формирование собственного единого фонда электронной нормативной и технической документации. У НТД есть свои жизненные циклы, она создается людьми и вокруг нее существует много бизнес-процессов. Их нужно автоматизировать. И «Техэксперт» – лучший помощник в этом.

«Система управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт» позволяет решить вопрос актуализации, систематизации НТД и доступа ко всем необходимым в работе документам в едином электронном фонде

Решить вопрос актуализации, систематизации НТД и доступа ко всем необходимым в работе документам в едином электронном фонде позволяет «Система управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт». СУ НТД предоставляет полный спектр сервисов для создания стандартов или других документов в интеллектуальном формате – корпоративный глоссарий, универсальные шаблоны, контроль актуальности ссылок, сбор обратной связи и другие.

После внедрения СУ НТД в производственные бизнес-процессы из единого электронного фонда документации извлекаются, систематизируются все необходимые требования и привязываются к компонентам оборудования. Именно так рождается полноценная система управления требованиями, которая позволяет контролировать разработку и выпуск продукции. СУТр дает возможность каждому специалисту мгновенно в цифровом виде получать набор требований по своему участку работ. Отпадает необходимость самостоятельно вычленять их из тысяч других стандартов, тратить на это колоссальные человеческие и временные ресурсы.

Внедрение и апробация Системы управления требованиями

Сегодня АО «Кодекс» ведет разработку комплексной системы для ПАО «Транснефть», которая планирует расписать все требования, относящиеся к автоматизированным системам управления технологическими процессами транспортировки нефти. У компании несколько сотен внутренних стандартов, не считая федеральных, они сложные, и работа над ними ведется сообща. Для этого их разделили на смысловые части, и специалисты «Транснефти» с помощью технологий АО «Кодекс» классифицируют их, привязывают к подсистемам АСУ, к стадиям жизненного цикла технологических процессов. В результате должна получиться система, позволяющая гораздо эффективнее управлять стандартами.

Второй крупный проект уже несколько лет реализуется совместно с ПАО «КАМАЗ» – создание фонда внутренней и внешней документации. Сейчас у предприятия есть система управления разработкой и производством продукции, а полной системы управления требованиями нет. Специалисты АО «Кодекс» помогают систематизировать внутреннюю нормативную базу, а «КАМАЗ», в свою очередь, привлекает экспертов со своей стороны. Вся эта работа ведется для создания исчерпывающего набора требований к компонентам выпускаемой техники.

Среди проектов «Ямал СПГ»: в течение пяти лет разработчик должен обеспечить строительство этого объекта зарубежной, международной нормативно-технической документацией. Совместно с компанией «НУЦ «Контроль и диагностика» специалисты АО «Кодекс» помогают в реализации проекта «Сахалин Энерджи», а также традиционно обеспечивают ГК «Роснефть» доступом к зарубежным и международным стандартам. Кроме того, компания поддерживает разработчиков и строителей атомных станций за рубежом, которым помимо международных стандартов требуются стандарты национальных институтов стандартизации стран, в которых они ведут работу.

СУТр позволяет российским предприятиям оставаться конкурентоспособными и выпускать продукцию такой, какой она была задумана, обеспечив ее высокое качество, гарантируя дальнейшую правильную эксплуатацию

Перспективы развития СУТр и цифровизации российской экономики

Цифровая экономика в России – тема важная и актуальная, так как это уже национальный проект, федеральная целевая программа, призванная внедрить новейшие цифровые решения в работу российских предприятий. Необходимо повышать роль стандартизации в цифровой трансформации экономики.

Сегодня наблюдается рост изучения мирового опыта и стандартизации, также ярко выражена потребность в ускорении принятия новых современных стандартов, в том числе для нужд цифровой экономики. Ее качество заключается в том, что информационные системы вскоре будут взаимодействовать между собой, минуя человека, и во многих случаях принимать решение без вмешательства специалистов, управляя умным оборудованием (интернетом вещей).

АО «Кодекс» обладает огромным практическим опытом. Сегодня компания запускает технологию создания документов нового интеллектуального формата, управления документами, всеми бизнес-процессами, разрабатывает высокотехнологичные решения по реализации СУТр.

Ее внедрение в работу российских компаний принесет большую пользу для всех участников производственных процессов, станет следующим шагом развития нормативной сферы промышленности. СУТр позволяет российским предприятиям оставаться конкурентоспособными и выпускать продукцию такой, какой она была задумана, обеспечив ее высокое качество, гарантируя дальнейшую правильную эксплуатацию.

Keywords: *automation of production, digitalization in the regulatory sphere, management of technical documentation, intelligent document management, modern enterprise.*

ТЕХЭКСПЕРТ

Подробности о системах «Техэксперт» вы можете узнать по телефону «горячей линии»
8-800-555-90-25

Квартиры в небоскребах у Москва-реки

495 106 99 89

Реклама. * Капитал Тауэрс. Застройщик ООО «Мегаполис груп». С проектной декларацией можно ознакомиться на сайте capitaltowers.ru.

CAPITAL GROUP

GETAC:
Перегрев под контролем

УДК 004

ДАЖЕ НАИБОЛЕЕ СОВРЕМЕННАЯ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНАЯ ТЕХНИКА ГРАЖДАНСКОГО НАЗНАЧЕНИЯ ПОДВЕРГАЕТСЯ ПЕРЕГРЕВУ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОЙ ЗАПЫЛЕННОСТИ, ЖАРЫ И БАНАЛЬНОГО ИЗНОСА ВЕНТИЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ. ВЛАДЕЛЬЦАМ НОУТБУКОВ И ПЕРСОНАЛЬНЫХ КОМПЬЮТЕРОВ ХОРОШО ЗНАКОМА КАРТИНА, КОГДА БЕЗОТКАЗНО РАБОТАВШЕЕ НЕСКОЛЬКО ЛЕТ УСТРОЙСТВО, ВДРУГ НАЧИНАЕТ ВЫДАВАТЬ СБОИ БЕЗ ВИДИМОЙ НА ТО ПРИЧИНЫ. ЕСЛИ ВСКРЫТЬ КОРПУС ТАКОГО УСТРОЙСТВА, ТО МОЖНО ОБНАРУЖИТЬ КАК КУЛЕРЫ «ЗАДЫХАЮТСЯ» ПОД НАПОРОМ ПЫЛИ И СОВЕРШЕННО НЕ ОХЛАЖДАЮТ ЖИЗНЕННО ВАЖНЫЕ КОМПОНЕНТЫ СИСТЕМЫ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ ПРЕДЛАГАЮТ СОВРЕМЕННЫЕ РАЗРАБОТЧИКИ?

EVEN THE MOST ADVANCED CIVILIAN COMPUTING IS OVERHEATED IN DUSTY, HOT CONDITIONS AND DUE TO THE SIMPLE WEAR OF THE VENTILATION SYSTEM. THE OWNERS OF LAPTOPS AND PERSONAL COMPUTERS ARE WELL AWARE OF THE SITUATION WHEN A DEVICE THAT HAS BEEN WORKING WITH FAILURE-FREE PERFORMANCE FOR SEVERAL YEARS SUDDENLY STARTS TO FAIL, FOR UNDEFINED REASONS. IF YOU OPEN THE CASE OF SUCH A DEVICE, YOU CAN FIND HOW THE COOLERS "CHOKE" UNDER THE PRESSURE OF DUST AND COMPLETELY DO NOT COOL THE VITAL COMPONENTS OF THE SYSTEM. WHAT SOLUTIONS DO MODERN DEVELOPERS OFFER?

Ключевые слова: *перегрев оборудования, система охлаждения, ноутбуки, компьютеры, нефтегазовая электроника.*

Сергей Щербаков

Устройства, использующие активную систему охлаждения, так или иначе гораздо более уязвимы и мало подходят для работы в агрессивной среде, при этом затраты на обеспечение работоспособности и безопасности кулеров также не дают гарантию и уверенность в безотказности всего устройства, а о герметичности в этом случае можно забыть – в случае отсутствия доступа к воздуху, любой ноутбук рискует очень быстро сгореть. В любом случае перегрев не пройдет бесследно и причинит вред системе, даже если откажет один из элементов: процессор, оперативная память, видеокарта или материнская плата.

Запросы подавляющего количества профессионалов, работающих в экстремальных условиях и на объектах повышенного риска, очевидно, радикально отличаются от потребностей офисного сотрудника.

Представьте на минуту условия пустыни, через которую проходит газопровод, или нефтедобывающую платформу в открытом море.

Любая неподготовленная техника проживет в этих условиях недолго, и даже если ей удастся справиться с пыльными бурями и повышенной влажностью с зашкаливающим содержанием солей, срок эксплуатации практически любого ноутбука, подвергающегося воздействию такого воздуха, сократится на порядки.

Именно для таких условий на рынке существуют уникальные предложения, рассчитанные на удовлетворение непростых запросов нефтяников, горняков, геологов, военных, спасателей и всех тех, чья жизнь связана с путешествием по «жарким» местам, а деятельность сопряжена с риском, в том числе для жизни техники. Для таких случаев компания Getac, являющаяся лидером в сфере производства защищенных ноутбуков и планшетов, разрабатывает свою продукцию.

Одной из основных особенностей полностью защищенных ноутбуков и планшетов Getac является феноменальная живучесть и внушающая уважение надежность. Компания использует самые современные комплектующие и внедряет инновационные решения, обеспечивая ноутбукам и планшетам огромное конкурентное преимущество в сравнении с аналогами. Так, полностью защищенные устройства Getac полностью герметичны и при этом не страдают от перегрева.

Getac является производителем уникальных корпусов из магниевых сплавов, которые в дальнейшем используются при создании ноутбуков и планшетов, благодаря чему фирменные устройства могут буквально пережить не один потоп и с десяток песчаных бурь ввиду полной герметичности конструкции, также инженеры компании имели возможность изначально спланировать систему охлаждения устройств таким образом, чтобы исключить риск перегрева.

Специалисты Getac разработали систему пассивного охлаждения, представляющую собой медные трубки, расположенные по всей площади корпуса и охлаждающие процессор и все прочие узлы системы, используя разницу температур – магниевая «броня» ноутбуков и планшетов всегда будет значительно холоднее по сравнению с теми показателями, которых достигает центральный процессор, загруженный «тяжелыми» вычислениями.

Помимо этого, продвинутые теплоотводы, совмещенные с жидкостной системой охлаждения, позволяют задействовать процессор на полную мощность, в то время как множество других систем в попытках контролировать перегрев, снижают вычислительные возможности устройств практически на 70%. Также стоит упомянуть, что в сравнении с традиционными методами пассивное охлаждение является бесшумным, энергосберегающим и эффективным решением.

Производительность всех персональных компьютеров, ноутбуков и планшетов завязана на совокупной мощности системы, где процессоры выполняют функцию сердца и мозга. Для балансирования между энергопотреблением и опасностью перегрева, производители чаще всего балансируют между выбором процессоров средней производительности и занижением эффективности качественных изделий, «разгоняя» их до пика возможностей лишь на краткие моменты, дабы устройство не перегрелось и не «съело» всю батарейку за один час активной работы.

Учитывая инновационную систему охлаждения Getac, а также ставку на качество, инженеры совместили мощные процессоры без занижения их работоспособности, в частности благодаря мощным батареям и функции «горячей замены», что обеспечивает практически неограниченную автономность.

Совокупность задействованных в ноутбуках и планшетах Getac технологий позволяет защищенным устройствам работать в условиях как чрезвычайно низких температур, – к примеру, полностью защищенный ноутбук B300 вполне справляется с любой задачей при -29 °C, – так и в условиях экстремальной жары африканских пустынь, не жертвуя прочностью конструкции, гарантируя высокую скорость вычислений и сохранность данных.

Кстати, о защищенности – магниевые корпуса Getac выдерживают падение с большой высоты без вреда для себя и с учетом высочайшего качества сборки спасают от каких-либо повреждений внутренние системы устройств. Все узлы «закаленных» ноутбуков и планшетов Getac нечувствительны к сотрясениям, вибрациям и прочим механическим повреждениям, а особо уязвимые зоны дополнительно усилены, при этом повреждениям не подвержен в том числе и дисплей устройств, защищенный по последнему слову техники. Полностью защищенные герметичные магниевые корпуса состоят из четырех основных кожухов, прочность которых предварительно проходит серию лабораторных тестирований на соответствие стандартам MIL-STD810G, IP65 и MIL-STD-461F.

Дисплеи Getac совмещает в себе ряд инноваций и патентованных решений компании – в частности технологии QuadraClear, если речь идет о защищенных ноутбуках, и Lumibond 2.0 для планшетов. Обе инновации повышают читабельность с дисплея и значительно улучшают видимость изображения даже в условиях яркого солнечного света. Помимо этого, дисплеи Getac также отлично защищены и не подвержены царапинам, не содержат ртути и отличаются пониженным энергопотреблением.

Очередным и не последним преимуществом многих моделей Getac является модульность и возможность оптимизировать устройство под персональные нужды и задачи, что не оставит равнодушным ни одного специалиста в мире. Так, мобильный полностью защищенный сервер Getac X500 SERVER можно легко оснастить дополнительными съемными жесткими дисками, а также любым другим оборудованием благодаря удобно расположенным портам, надежно защищенным герметизирующими замками.

Вариативность справедлива и для планшетов Getac, которые могут поставляться с различными комплектами защиты и средствами связи, давая пользователю свободу выбора и гибкой настройки.

Getac уверена в своей продукции, ввиду чего предоставляет пятилетнюю гарантию на полностью защищенные ноутбуки и планшеты: в случае поломки устройства, его можно отправить на базу, где оно будет полностью восстановлено за счет компании.

Планшеты и ноутбуки Getac ежедневно проходят бесконечное число беспощадных тестирований, значительно превышающих заявленные требования, дабы специалисты и инженеры имели возможность найти уязвимые места и устранить их, еще выше поднимая уровень качества. ●

Keywords: *overheating of equipment, cooling system, laptops, computers, electronics.*

RAILGO

Дорогие коллеги, друзья! Поздравляю вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

Вся нефтегазовая отрасль – это история поисков и открытий, самоотверженной работы и больших профессиональных побед.

Отдавая должное огромному труду большого производственного и научного коллектива ТЭК, уверен, что и в дальнейшем его деятельность будет способствовать повышению эффективности использования энергоресурсов, расширению сферы научно-технического прогресса.

Мы гордимся тем, что нефтегазовый комплекс страны является одним из крупнейших в мире. Благодаря работе специалистов отрасли, открываются новые месторождения углеводородного сырья, строятся производственные мощности, стартуют новые проекты.

Пусть нефтяная промышленность и дальше остается символом силы, мощи и успеха! Желаю вам здоровья, неиссякаемой энергии и ресурсов, новых трудовых подвигов и свершений!

Председатель Правления RAILGO
Рахман Халилов

22 ГОДА
НА РЫНКЕ ПЕРЕВОЗОК НЕФТЕНАЛИВНЫХ ГРУЗОВ

RAILGO

- Свыше 30 тыс. единиц – парк подвижного состава RAILGO
- 30 млн тонн – объем грузоперевозок по России и за рубеж в 2018 году
- 13-е место в ТОП-30 крупнейших железнодорожных операторов INFOLine Rail Russia TOP
- RAILGO оказывает услуги по:
  - перевозке нефтеналивных грузов железнодорожным транспортом;
  - перевозке нефтехимических грузов;
  - обслуживанию и ремонту цистерн для перевозки СУГ;
  - перевалке нефтепродуктов;
  - морским и речным перевозкам нефтепродуктов и нефтехимии;
  - перевозке груза универсальным подвижным составом;
  - мультимодальным перевозкам грузов.
- Представительства RAILGO находятся в Москве, Нижнем Новгороде, Санкт-Петербурге, Краснодаре, Уфе, грузовые отделы – в Орске и Саратове

РЕКЛАМА

119048 Москва,
ул. Лужники, 24, стр. 19
(495) 995-50-00, 995-99-90
info@rail-go.ru

www.railgo.ru

railgo_life
LLCRailgo
llcrailgo

УГЛЕКИСЛЫЙ ГАЗ КАК СЫРЬЕ ДЛЯ КРУПНОТОННАЖНОЙ ХИМИИ

УДК 661.99

БУРНОЕ РАЗВИТИЕ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ПРИВЕЛО К ПОЯВЛЕНИЮ ТАК НАЗЫВАЕМОГО АНТРОПОГЕННОГО ФАКТОРА, ПОД ВЛИЯНИЕМ КОТОРОГО В АТМОСФЕРУ ВЫБРАСЫВАЮТСЯ ОГРОМНЫЕ МАССЫ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА, ДОПОЛНИТЕЛЬНО РАЗОГРЕВАЮЩИЕ ЗЕМЛЮ. ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ ДИОКСИД УГЛЕРОДА ПОЯВИЛСЯ КАК ПОБОЧНЫЙ ПРОДУКТ ПРОМЫШЛЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ. ВСЕ ИСТОЧНИКИ CO2 ДЕЛЯТСЯ НА СТАЦИОНАРНЫЕ И ПЕРЕДВИЖНЫЕ. ОСНОВНЫЕ СТАЦИОНАРНЫЕ ИСТОЧНИКИ ВЫБРОСОВ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В АТМОСФЕРУ ОТНОСЯТСЯ К НЕФТЯНОЙ, УГОЛЬНОЙ, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И ДРУГИМ ОТРАСЛЯМ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. В СТАТЬЕ ОПИСАНЫ ОСНОВНЫЕ МЕТОДЫ ПЕРЕРАБОТКИ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА В ПРОДУКТЫ КРУПНОТОННАЖНОЙ ХИМИИ И СИНТЕТИЧЕСКОЕ ТОПЛИВО

THE RAPID DEVELOPMENT OF INDUSTRY HAS RESULTED IN THE CREATION OF THE SO-CALLED ANTHROPOGENIC FACTOR, UNDER THE INFLUENCE OF WHICH HUGE MASSES OF CARBON DIOXIDE ARE RELEASED INTO THE ATMOSPHERE, ADDITIONALLY WARMING THE EARTH INDUSTRIAL CARBON DIOXIDE HAS EMERGED AS A BYPRODUCT OF INDUSTRIAL TECHNOLOGY. ALL CO2 SOURCES ARE DIVIDED INTO STATIONARY AND MOBILE. THE MAIN STATIONARY SOURCES OF CARBON DIOXIDE EMISSIONS INTO THE ATMOSPHERE ARE OIL, COAL, PETROCHEMICAL AND OTHER INDUSTRIES. THE ARTICLE DESCRIBES THE MAIN METHODS OF PROCESSING CARBON DIOXIDE INTO PRODUCTS OF LARGE-VOLUME CHEMISTRY AND SYNTHETIC FUEL

Ключевые слова: *диоксид углерода, крупнотоннажная химия, синтетическое топливо, нефтегазопереработка, вредные выбросы.*

Афанасьев Сергей Васильевич,
доцент по экологии, начальник БРиЗОИС ПАО «Тольяттиазот», к.х.н., д.т.н.

Углекислый газ и парниковый эффект

В настоящее время считается общепринятым, что атмосферная оболочка нашей планеты ответственна за разогрев земной поверхности. В отсутствии парникового эффекта прогнозируемая средняя температура составила бы минус 18 °С вместо ныне отмечаемой плюс 15 °С. Бурное развитие промышленности привело к появлению так называемого антропогенного фактора, под влиянием которого в атмосферу выбрасываются огромные массы углекислого газа, дополнительно разогревающие Землю [1].

Ученые из Института биофизики клетки предложили следующую количественную оценку влияния концентрации парниковых газов на среднепланетную температуру Земли, которая хорошо согласуется с результатами многолетних наблюдений:

$$\Delta T_{CO_2} = \beta \cdot \ln\left(\frac{C_{CO_2}}{C_{CO_2}^{кр}}\right), \qquad (1)$$

где $\Delta T_{(CO_2)}$ – повышение температуры поверхности планеты за счет парникового эффекта; β – коэффициент пропорциональности, имеющий размерность температуры.

$$\beta = 0{,}8 \cdot \left(\frac{R_0 \cdot T}{C_p \cdot M_{CO_2}}\right) = 37\,^{\circ}C, \quad (2)$$

где M_{CO_2} – молярная масса парникового газа; C_p – изобарная теплоемкость атмосферы; R_0 – универсальная газовая постоянная; T – температура планеты, лишенной парникового эффекта (для Земли и Венеры коэффициенты β примерно равны и составляют 37 оС); C_{CO_2} – концентрация парниковых газов у поверхности нашей планеты; $C_{CO_2}^{кр}$ – концентрация парниковых газов, при которой атмосфера способна поглотить половину длинноволнового излучения поверхности планеты.

Развитие энергетики негативно влияет на состояние биосферы, которая формировалась на протяжении нескольких миллиардов лет.

В этой связи на 21-й Международной конференции по изменению климата принято соответствующее Парижское соглашение. Документ закрепляет основные принципы действий всех государств на ближайший временной период. Основной целью соглашения является сдерживание потепления на планете на уровне менее 2 °С к 2050 году. Исходя из этого все страны мирового сообщества, включая Россию, должны разработать собственные долгосрочные стратегии «низкоуглеродного» развития.

Подписанное ими Соглашение реализуется в разделении ответственности Сторон конвенции за потепление климата, а именно – сокращение выбросов, когда все страны считаются эмиттерами углекислого газа. Это положение является реализацией научно-обоснованного баланса углерода и перманентно закрепляется процедурой консенсуса на всех конференциях ООН по климату. На его основе Министерством природных ресурсов и экологии и распоряжением президента РФ 17 декабря 2009 года утверждена Климатическая доктрина. В ее рамках предусматривается реализовать меры, обеспечивающие:

- повышение энергетической эффективности во всех секторах экономики;
- использование возобновляемых и альтернативных источников энергии;
- сокращение рыночных диспропорций, реализацию мер финансовой и налоговой политики, стимулирующих снижение антропогенных выбросов парниковых газов;
- защиту и повышение качества поглотителей парниковых газов, включая рациональное ведение лесного хозяйства.

Углеродный цикл в условиях индустриализации

Индустриальный диоксид углерода появился как побочный продукт промышленных технологий. Всего за период 1870–2013 гг. суммарное поступление антропогенного CO_2 в атмосферу составило 535 ГтС, в том числе:

- выбросы в результате сжигания ископаемых топлив и переработки минерального сырья – 390 ГтС;
- выбросы в результате деятельности человека на земле – 145 ГтС.

Концентрация углекислого газа в атмосфере выросла с 278 ppm (1870 г.) до 400 ppm (2013 г.).

Баланс выбросов и поглощений

Только за 2013 год выбросы от сжигания ископаемого топлива и переработки минерального сырья увеличились на 2,3 %. За последние 60 лет они возросли в 4 раза, в то время как поглощение диоксида углерода биотой суши и океаном отставало примерно на 33 % [2].

В период с 1870 по 2014 гг. баланс выбросов и поглощений парникового газа выглядит следующим образом:

- объем выбросов при сжигании органического топлива и переработки минерального сырья составил 400 ГтС (73 % общей антропогенной эмиссии);
- эмиссия при изменении землепользования равна 145 ГтС (27 %);
- поглощение антропогенных выбросов океаном составило 155 ГтС (28 % накопленного объема антропогенной эмиссии);
- биотой суши усвоено 160 ГтС (29 %);
- в атмосфере остались 230 ГтС (43 % суммарного объема антропогенных выбросов).

Указанное количество антропогенного углерода является предметом озабоченности стран, подписавших Киотский протокол и последующие Соглашения.

Все источники CO_2 делятся на стационарные и передвижные. Основные стационарные источники выбросов диоксида углерода в атмосферу относятся к следующим отраслям:

- Энергетика (угольные, нефтяные, газовые электростанции).
- Производство цемента.
- Переработка нефти и газа.
- Черная металлургия.
- Химическая промышленность (производства аммиака, водорода, метанола и т.д.).

Именно их следует рассматривать в качестве сырьевых источников углекислого газа в крупнотоннажных нефтехимических производствах.

Диоксид углерода в производстве карбамида

Карбамид является важным азотным удобрением и темпы его мирового выпуска сохраняются на достаточно высоком уровне. Как правило, производство рассматриваемого агрохимиката создается параллельно с установками получения аммиака. Рассмотрим это на примере ПАО «Тольяттиазот», имеющего в своем составе 4 агрегата «Кемико» и 3 агрегата типа АМ-76 [3].

На них реализованы две классические схемы выделения CO_2 из продуктов конверсии природного газа: этаноламинная (АМ-76) и с применением раствора поташа (Кемико). Первый способ описывается двумя основными химическими реакциями:

$$2RNH_2 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow (RNH_3)_2CO_3; \quad (a)$$

$$(RNH_3)_2CO_3 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow 2RNH_3HCO_3, \quad (b)$$

где R – $HOCH_2CH_2$.

Уравнения (а) и (b) представляют собой упрощенную модель поглощения углекислого газа этаноламинами, конечными продуктами которого являются карбонаты и бикарбонаты этаноламмония.

При температуре 35–45 °С эти реакции идут вправо (абсорбция), а при температуре 105 °С и выше – справа налево (десорбция).

Детальное рассмотрение механизма взаимодействия CO_2 с этаноламинами позволяет установить, что при сравнительно небольших степенях карбонизации ($\alpha < 0{,}5$ моль CO_2 на моль производного моноэтаноламина) реакция протекает с образованием замещенной карбаминовой кислоты:

$$CO_2 + RNH_2 \leftrightarrow RNHCOO^- + H^+. \quad (c)$$

При этом в водном растворе мгновенно устанавливается кислотно-основное равновесие:

$$RNH_2 + H+ \leftrightarrow RNH_3^+. \quad (d)$$

Конечным продуктом реакций (c) и (d) становится карбамат следующего строения:

$$RNH_2COO^- + RNH_3^+ \leftrightarrow RNHCOORNH_3.$$

Суммарную реакцию взаимодействия CO_2 с молекулой этаноламина по карбаматному механизму можно записать в виде:

$$(1+\gamma)\ RNH_2 + CO_2 \leftrightarrow (1-\gamma)\,RNHCOOH + \gamma\,RNHCOO^- + \gamma\,RNH_3^+,$$

где γ – степень диссоциации карбаминовой кислоты.

Существенным недостатком моноэтаноламинного способа очистки газовых смесей от CO_2 является образование значительных количеств смолистых веществ из-за циклизации моноэтаноламина в производные оксазолидона-2 и далее в продукты их превращения. Автором данной статьи найдены эффективные методы переработки данных отходов в наполнитель для лакокрасочных материалов, поверхностно-активные вещества, ускоритель твердения полиизоцианатных композиций и др.

С целью повышения эффективности выделения диоксида углерода из газовых смесей, на большинстве предприятий по производству минеральных удобрений проведена замена моноэтаноламина на метилдиэтаноламин (МДЭА). При этом из технологической схемы исключается смоловыделитель, сокращаются расходные нормы сырья и энергоносителей на выпуск продукции.

Второй распространенный способ очистки аммиака от диоксида углерода связан с использованием водного раствора поташа преимущественно на агрегатах типа Кемико. Он описывается следующей кинетической моделью:

$$K_2CO_3 + H_2O + CO_2 \leftrightarrow 2KHCO_3$$

При температуре 45–55 °С реакция идет вправо, т.е. наблюдается абсорбция CO_2; при температуре 102 °С и выше – влево (десорбция).

Параллельно с данной реакцией протекает электролитическая диссоциация K_2CO_3 и $KHCO_3$, описываемая следующими уравнениями:

$$K_2CO_3 + H_2O \leftrightarrow 2K^+ + HCO_3^- + OH^-,$$
$$KHCO_3 + H_2O \leftrightarrow K^+ + H_2CO_3 + OH^-.$$

Первая ступень гидролиза характеризуется существованием равновесия между ионами CO_3^{2-} и HCO_3^-, а вторая – между ионами HCO_3^- и молекулами H_2CO_3.

Для повышения эффективности процессов абсорбции и десорбции в раствор поташа для его активации добавляются диэтаноламин и ингибитор коррозии V_2O_5.

Указанные компоненты в водном растворе имеют следующее содержание: K_2CO_3 – 24–30% масс.; диэтаноламин – 2,0–3,5% масс.; V_2O_5 – не менее 0,4% масс. (раствор «Бенфилд»).

При анализе работы действующих в ПАО «Тольяттиазот» аммиачных установок отмечено следующее. Количество образующегося на предприятии диоксида углерода составляет девять миллионов т/год, из которых лишь 36% может быть вовлечено в производственный процесс. Фактическое использование на сегодняшний день равно 11%, остальное количество газа выбрасывается в атмосферу.

Наряду с рассмотренным случаем существует немало предприятий, на которых диоксид углерода является остродефицитным продуктом и извлекается из дымовых газов.

При реализации данного процесса возникает ряд трудностей:

1. Единственным экономичным способом извлечения CO_2 из дымовых газов в этих условиях является использование водных растворов абсорбентов, например, моноэтаноламина (МЭА) и других первичных аминов, а также новых разработанных на их основе сорбентов.

2. Высокими являются затраты теплоты на регенерацию растворов абсорбентов, которые определяются их свойствами.

3. Наличие кислорода в дымовом газе приводит к активной коррозии металлов, в частности углеродистой стали. Кислород также увеличивает деградацию раствора абсорбента и ухудшает его поглотительную способность. Поэтому для реализации процессов аб сорбции предпочтительно содержание в дымовых газах не более 1,5–3% кислорода.

4. Реакция МЭА с SOx протекает безвозвратно с образованием коррозионных солей и потерей части раствора абсорбента, что негативно влияет на эксплуатацию установки. Поэтому в таких установках желательно применение предварительной SOx-очистки, которая более предпочтительна по сравнению с восстановлением раствора.

5. Попадание пепла или золы в раствор приводит к его интенсивному вспениванию, ухудшению процесса десорбции (стриппинг-процесс), увеличению масштабирующего фактора установки.

6. Сажа, содержащаяся в дымовом газе, является мелкодисперсной. Она проникает через промывной скруббер и взаимодействует с раствором абсорбента. При этом образуется туман раствора МЭА с содержанием сажи, что ухудшает его качество.

7. Наличие комплексов NOx в дымовых газах приводит к деградации растворов и коррозии металлов. Наиболее опасный представитель данной группы – NO_2. Он в соединении с амином образует азотную кислоту, которая создает устойчивые соли. Этот компонент может попадать и в продуктовый CO_2, что недопустимо при использовании диоксида углерода в пищевой промышленности. В этих случаях требуется дополнительная очистки CO_2 от NOx.

8. Горячие дымовые газы могут вызывать снижение абсорбционной способности абсорбента и его деградацию. Поэтому его предварительно охлаждают в скруббере до температуры точки росы не ниже 50 °С и затем подают в абсорбер.

С учетом перечисленного важным при извлечении из дымовых газов диоксида углерода и получении товарного продукта является подбор абсорбента, позволяющего значительно улучшить технико-экономические показатели установок в целом.

Остановимся подробнее на некоторых технических решениях.

По мнению ведущих фирм, несомненный интерес представляют МЭА-растворы. Снижение коррозии при поглощении дымовых газов происходит при содержании МЭА в растворе 15–20% масс. В случае увеличения концентрации абсорбента в растворе, например, до 30% масс., наблюдается уменьшение расхода тепла на регенерацию раствора. Поэтому наиболее важным эксплуатационным показателем процесса является низкий расход тепловой энергии на регенерацию абсорбента при сохранении всех прочих характеристик [4, 5]. Компания «ABB Lummus Global» внедрила технологию «Kerr-McCee MEA» на четырех установках, использующих 15–20% масс. МЭА для извлечения CO_2 из дымовых газов, образующихся при сжигании угля. Мощность данных технологических линий составляет от 720 до 780 т/сут.

Одним из примеров использования раствора с содержанием МЭА 25–30% масс. является предприятие «Bridgeport CO_2 plant», применившее технологический процесс «Amine Guard™». В настоящее время способ апробирован на сотнях промышленных установок. В качестве поглотительного раствора используется «UCARSOL™», который распространяется по лицензии компании «UOP». К достоинствам технологии можно отнести тот факт, что абсорбционный процесс осуществляется при атмосферном давлении и на дымовом газе, практически не содержащем кислорода.

Кинетика абсорбции CO_2 смесями водных растворов этаноламинов подробно рассмотрена и изложена в [6]. При общей концентрации аминов в смеси 30% масс. наиболее предпочтительной оказалась смесь МДЭА/МЭА в следующих соотношениях 27,3; 25,5 и 23,7% масс.

Есть общее мнение среди исследователей, что абсорбция диоксида углерода МЭА-растворами описывается уравнением второго порядка [5]:

$$\lg(k_{CO-МЭА}) = 10{,}99 - 2152/T. \quad (3)$$

В присутствии воды диоксид углерода способен взаимодействовать и с метилдиэтаноламином с образованием соответствующего бикарбоната. Применительно к данной реакции предложено следующее кинетическое соотношение:

$$k_{CO-МДЭА} = 2{,}5\exp[-6894{,}81(1/T - 1/298{,}15). \quad (4)$$

В случае использования смеси МЭА и МДЭА влиянием последнего на скорость взаимодействия моноэтаноламина с CO_2 можно пренебречь [7]. По указанной причине приведенные кинетические уравнения можно использовать и для смеси этаноламинов.

Крупные промышленные установки для извлечения диоксида углерода из дымовых газов разрабатываются и изготавливаются следующими компаниями: «Dow Chemical Company», «Kerr-McGee Chemical Corp.» и «Mitsubishi Heavy Industries» совместно с «Kansai Electric Power Co.», «Vattenfall», «HTC Purenergy», а также «Flour Daniel, Inc.» (по лицензии «Dow Chemical Company») [4].

Одной из наиболее перспективных разработок извлечения CO_2 из дымовых газов является процесс «Econamine FG», разработанный компанией «Dow Chemical».

В качестве основного источника CO_2 при его реализации специалисты рассматривают дымовые газы теплоэлектростанций, использующих различные виды топлива, например, уголь, или газотурбинных установок, работающих на природном газе.

«Econamine FG»-процесс предусматривает применение 30%-ного водного раствора МЭА с ингибиторами, что позволяет извлекать 85–95% CO_2 из дымовых газов и выдавать их с чистотой 99,95% и более. Наличие ингибиторов допускает не только присутствие NOx, но и кислорода. Предусмотрена также дополнительная очистка от диоксида серы.

Типичный диапазон производительности абсорберов по извлечению CO_2 из дымовых газов, использующих «Econamine FG»-технологию, составляет от 90 до 1000 т/сут. При необходимости мощность установок может быть повышена до 4600 т/сут. (переработка дымовых газов, образующихся при сжигании угля) или до 2400 т/сут. CO_2 из дымовых газов, являющихся продуктами сгорания природного газа.

Большое влияние на производительность агрегатов карбамида оказывают условия подачи диоксида углерода [8]. Если аммиак поступает в реактор синтеза в жидком виде, то углекислый газ – в газообразном. Форсирование выработки существующих агрегатов данного агрохимиката в основном зависит от того, возможна ли подача в них дополнительного количества рассматриваемого газа. Применяются различные варианты решения данной задачи, например за счет увеличения производительности существующего углекислотного компрессора, сжимающего газообразный CO_2 до давления синтеза карбамида 15 МПа. Возможна также установка дополнительного поршневого компрессора высокого давления.

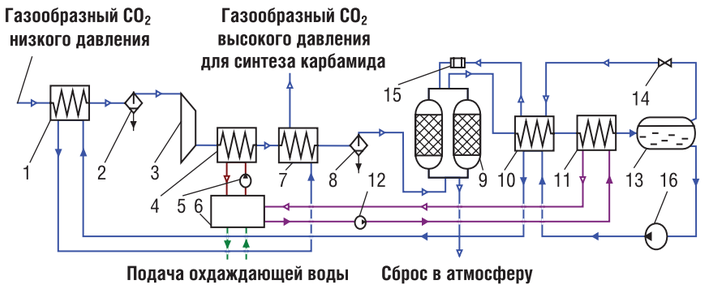
Однако такие способы увеличения транспорта CO_2 не всегда оправданы. Анализ показывает, что процесс многоступенчатого компримирования газообразного диоксида углерода до давления 15 МПа можно заменить на более экономичный способ его сжатия до промежуточного давления с последующим ожижением, сжатием в насосе до конечного давления и газификацией.

Это вполне достижимо, если использовать холод жидкого аммиака, поступающего на производство карбамида, для ожижения диоксида углерода при низком давлении и последующей его подачи насосом с давлением 15 МПа.

Таким образом, актуальной технической задачей является создание компрессорно-насосной установки, в которой возможно эффективное сочетание процессов получения жидкого CO_2 и подачи его с оптимальным давлением с помощью низкотемпературного насоса на агрегат синтеза карбамида. Ее решение предложено авторами [9–11], подтвержденное соответствующими расчетами. Ими показано, что энергозатраты на сжатие газообразного диоксида углерода до 15 МПа составляют 0,133 кВт·ч/кг вне зависимости от типа компрессора, поршневого или центробежного. При сжатии CO_2 до указанных давлений и осуществлении последующих процессов его охлаждения и компримирования в насосе удельные энергозатраты будут ниже. При этом чем меньше давление нагнетания углекислого газа, тем больше экономия электроэнергии. Например, в случае компримирования CO_2 до 1,8 МПа в углекислотном компрессоре, ожижения и сжатия в насосе до 15 МПа удельные энергозатраты можно снизить на 30%. Однако надо учитывать, что этот выигрыш обусловлен отсутствием затрат на ожижение диоксида углерода при температуре ниже температуры окружающей среды. В качестве источника холода, как отмечалось, можно использовать поток сжатого до 1,8 МПа холодного жидкого аммиака, который затем после еще одного сжатия в насосе до 15 МПа также подается на производство карбамида.

Оправданность предложенного технического решения показана

РИС. 1. Принципиальная схема компрессорно-насосной установки для обеспечения диоксидом углерода высокого давления процесса производства карбамида



1, 7, 10 – рекуперативные теплообменники; 2, 8 – сепараторы; 3 – центробежный компрессор; 4 – парогенератор; 5, 12, 16 – насосы; 6 – холодильная машина; 9 – блок осушки; 11 – конденсатор-испаритель; 13 – емкость; 14 – вентиль; 15 – электроподогреватель

на различных установках компримирования диоксида углерода. Рассмотрим некоторые из них подробнее.

Технологическая схема №1

Ее принцип действия показан на рис. 1 и заключается в следующем. Газообразный диоксид углерода подается при температуре 45 °С в рекуперативный теплообменник *1*, в котором он охлаждается до 24 °С.

Там из него конденсируется влага, отделяемая в сепараторе *2*. После этого он компримируется в центробежном компрессоре *3* до давления 3 МПа и поступает с температурой 190–200 °С в парогенератор *4*, в котором охлаждается до 140–150 °С, расходуя тепло на производство пара с температурой 120–130 °С. Пар подается в теплоиспользующую абсорбционную водоаммиачную холодильную машину *6*, а образующийся в ней конденсат возвращается в парогенератор *4* водяным насосом *5*.

Газообразный CO_2 затем охлаждается в рекуперативном теплообменнике *7* до 35 °С. Сконденсированная влага отделяется в сепараторе *8*, а газообразный диоксид углерода осушается в блоке осушки *9* и охлаждается в рекуперативном теплообменнике *10*. Затем он конденсируется и переохлаждается за счет холода кипящего аммиака в конденсаторе-испарителе *11*, в который аммиак подается из абсорбционной водоаммиачной холодильной машины *6* аммиачным циркуляционным насосом *12*.

После этого CO_2 в виде переохлажденной низкотемпературной жидкости поступает в накопительную емкость *13*. Пары CO_2 и неконденсирующиеся газы из накопительной емкости *13* используются для осуществления процессов регенерации и охлаждения переключающихся адсорберов блока осушки *9*. При этом они дросселируются до давления 0,6 МПа через вентиль *14* и последовательно проходят рекуперативный теплообменник *9* и электроподогреватель *15*, который в режиме регенерации адсорбера блока осушки включен, а в режиме охлаждения его выключен. После блока осушки *9* пары диоксида углерода и неконденсирующиеся примеси выбрасываются в атмосферу. Жидкий низкотемпературный диоксид углерода из накопительной емкости *13* компримируется насосом *16* до давления 15 МПа и, пройдя последовательно три рекуперативных теплообменника *10*, *7* и *1*, в последнем газифицируется и подается в колонну синтеза карбамида.

В результате технологических расчетов было установлено, что компрессорно-насосная углекислотная установка для обеспечения диоксидом углерода высокого давления процесса производства карбамида по предложенной схеме имеет более низкие удельные энергозатраты на производство диоксида углерода высокого давления по сравнению с существующей системой компримирования, а также характеризуется высокой надежностью эксплуатации. Расход электроэнергии на производство CO_2 с давлением 15 МПа будет

равняться 0,104 кВт·ч/кг, а ее экономия составит 13,6 ГВт·ч в год.

Технологическая схема №2

Аналогичное снижение энергопотребления может быть достигнуто и при замене абсорбционной водоаммиачной холодильной машины на компрессорную аммиачную холодильную машину, производящую холод за счет кипящего аммиака. В этом случае максимальное давление диоксида углерода, достигаемое в компрессорно-насосной установке и необходимое для ожижения CO_2 равно 1,5 МПа.

Ожиженный таким образом диоксид углерода сжимается далее в низкотемпературном насосе до давления 15 МПа и подается в агрегат синтеза карбамида.

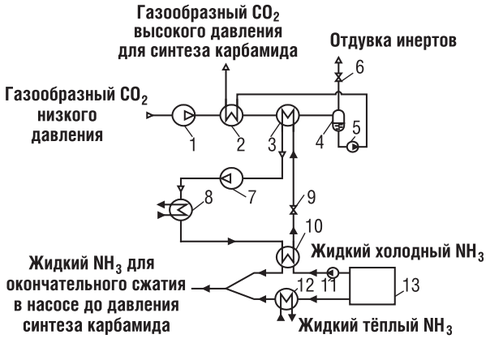
Принцип действия предлагаемой компрессорно-насосной установки заключается в следующем (рис. 2).

Газообразный CO_2 сжимается в компрессоре *1* до 1,5 МПа, охлаждается в рекуперативном теплообменнике *2* за счет холода газификации CO_2 высокого давления и ожижается в пластинчато-ребристом компактном конденсаторе-испарителе *3* с использованием холода кипящего жидкого аммиака, поступающего из компрессорной аммиачной холодильной машины.

Переохлаждение жидкого аммиака перед дросселем в этой машине осуществляется за счет холода жидкого аммиака, подаваемого насосом *11* из аммиачного агрегата *13* с предварительным сжатием его до 1,5 МПа перед подачей на производство карбамида. Количество холода, отведенное от холодного жидкого аммиака, компенсируется охлаждением теплого аммиака оборотной водой в водяном холодильнике *12* с целью обеспечения постоянной температуры смешения холодного и теплого аммиака, идущего на производство карбамида.

Жидкий переохлажденный диоксид углерода после конденсатора-испарителя *3* поступает в сепаратор *4* из которого небольшое количество паров CO_2 и неконденсирующихся газов сбрасываются в атмосферу через вентиль *6*. Основной поток углекислого газа сжимается насосом *5* и газифицируется в рекуперативном теплообменнике *2* за счет теплоты компримирования

РИС. 2. Принципиальная схема компрессорно-насосной установки



1 – углекислотный компрессор;
2 – рекуперативный теплообменник;
3 – конденсатор-испаритель;
4 – сепаратор;
5, 11 – насосы;
6 – вентиль;
7 – аммиачный компрессор;
8 – конденсатор аммиака;
9 – дроссельный вентиль;
10 – переохладитель жидкого аммиака;
12 – теплообменник;
13 – агрегат синтеза аммиака

газообразного CO_2 в компрессоре *1*. Далее в газообразном виде диоксид углерода при давлении 15 МПа подается на производство карбамида.

Компрессорная аммиачная холодильная машина работает по простому циклу с переохлаждением жидкого аммиака перед дросселированием в конденсатор-испаритель *3*. В ней газообразный аммиак при температуре -30 °С поступает на всасывание в компрессор *7*, в котором сжимается до давления, соответствующего температуре конденсации +30 °С. Конденсация аммиака осуществляется в конденсаторе *8* при помощи оборотной воды. После конденсатора аммиака жидкий NH_3 переохлаждается в переохладителе *10* за счет холода, подведенного от жидкого холодного аммиака, идущего на производство карбамида. В результате такого переохлаждения жидкого аммиака перед дросселированием в дросселе *9* холодопроизводительность компрессорной аммиачной холодильной машины увеличивается на 25%. Это способствует большему выходу жидкого CO_2 из конденсатора-испарителя *3*.

Подогретый жидкий холодный аммиак после переохладителя *10* смешивается с жидким теплым аммиаком, который предварительно охлаждается водой в водяном теплообменнике *12* до температуры, при которой обеспечивается постоянная температура смешения этих потоков, соответствующая 15…20 °С. Далее жидкий аммиак направляется в производство карбамида для последующего его компримирования в насосе до давления 15 МПа.

При нагревании жидкого холодного аммиака от -30 °С до +10 °С в количестве 19 т/ч в переохладителе аммиачной холодильной машины, которая в свою очередь вырабатывает около 5 МВт холода на уровне температуры кипения аммиака -30 °С, удается сконденсировать CO_2 в количестве 60 т/ч при давлении 1,5 МПа. После этого его можно сжать до давления 15 МПа в насосе, потребляя при этом суммарно около 4 МВт электроэнергии. Удельный расход электроэнергии составит 0,07 кВт·ч/кг, что позволит снизить расход электроэнергии на ожижение и компримирование CO_2 в низкотемпературном насосе до высокого давления 15 МПа на 40%.

Технологическая схема № 3

Весьма перспективным является использование технологии, в которой возможно эффективное сочетание процессов получения жидкого CO_2 и одновременной подачи его и аммиака с давлением 15 МПа на агрегат синтеза карбамида.

Как и в рассмотренном ранее варианте, первоначальное сжатие газообразного CO_2 производится в компрессоре до 3,0 МПа, а последующее ожижение достигается за счет холода переохлажденного жидкого аммиака.

Принцип работы предлагаемой компрессорно-насосной установки заключается в следующем (рис. 3).

Газообразный диоксид углерода сжимается в компрессоре *1* до давления 3,0 МПа, охлаждается в рекуперативном теплообменнике *2*, конденсируется и переохлаждается относительно своей равновесной температуры в конденсаторе *3*

за счет холода жидкого аммиака, сжатого в низкотемпературном насосе *7*. После этого он поступает в сепаратор *4*. Из сепаратора небольшое количество паров CO2 и неконденсирующихся газов сбрасываются в атмосферу через вентиль *6*. Жидкий CO_2, отводимый из сепаратора, сжимается в низкотемпературном насосе *5* до давления 15 МПа, затем газифицируется в рекуперативном теплообменнике *2* за счет теплоты компримирования газообразного CO_2 в компрессоре *1* и далее подается на производство карбамида.

Параллельно с этим жидкий холодный аммиак с температурой -30 °С после сжатия до 1,5 МПа в насосе *7*, входящем в состав аммиачной холодильной установки *8*, нагревается в конденсаторе CO_2 *3* до температуры -10 °С. Поток жидкого аммиака с температурой +49 °С, поступающий из конденсатора аммиачной холодильной установки *8*, охлаждается в водяном теплообменнике *9*, после которого смешивается с аммиаком, имеющим температуру -10 °С.

В результате смешения двух потоков температура устанавливается на уровне +15…20 °С и этот аммиак с давлением 1,5 МПа подается в агрегат синтеза карбамида, в котором окончательно сжимается насосом до давления 15 МПа. Полученный жидкий CO_2 переохлаждается на несколько градусов относительно равновесной температуры конденсации за счет холода аммиака для предотвращения кавитации в насосе *5*.

Указанная компрессорно-насосная установка, создаваемая на базе

агрегатов синтеза аммиака и карбамида, позволяет при нагреве холодного аммиака от -30 °С до -10 °С при давлении 1,5 МПа в количестве 14 т/ч произвести 5,5 т/ч жидкого диоксида углерода с давлением 15 МПа, что соответствует объемному расходу 3000 нм³/ч. Удельный расход электроэнергии на ожижение и компримирование CO_2 до давления 15,0 МПа составляет 0,103 кВт·ч/кг, что существенно ниже затрат энергии в сравнении с существующей системой компримирования.

Углекислый газ в производстве метанола

Синтез метанола из оксидов углерода и водорода является одним из важнейших процессов современной химической промышленности. Базируясь на брутто-реакции

$$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH,$$

этот процесс не только обеспечивает получение важнейшего химического продукта, но и дает эффективный путь переработки оксидов углерода, получаемых на некоторых производствах в качестве побочных продуктов.

До 1975 года считалось общепринятым, что взаимодействие оксидов углерода с водородом представляет собой совокупность последовательных реакций:

- восстановление диоксида углерода до монооксида

$$CO_2 + H_2 \rightarrow CO + H_2O,$$

- превращение оксида углерода в метанол

$$CO + 2H_2 \rightarrow CH_3OH.$$

Благодаря фундаментальным исследованиям А.Я. Розовского с использованием меченых атомов удалось установить, что определяющей схемой в процессе образования метанола является следующая [12]:

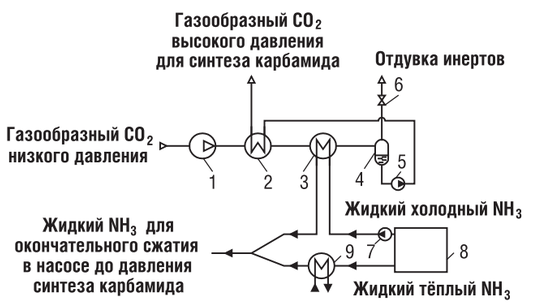
$$CO + H_2O \leftrightarrow CO_2 + H_2 \rightarrow CH_3OH + H_2O.$$

При ее рассмотрении легко прийти к выводу, что с ростом содержания диоксида углерода в газовой смеси равновесие реакции смещается в сторону образования метанола.

По указанной причине несомненный интерес представляют технологические процессы, в которых диоксид углерода выступает в качестве полноценного сырьевого компонента. Для этой цели рассмотрим технологию получения метанола, основанную на пароуглекислотной конверсии природного газа.

В литературе описаны различные способы получения этого продукта, включающие реакцию

РИС. 3. Принципиальная схема компрессорно-насосной установки для ожижения диоксида углерода и подачи его с высоким давлением на производство карбамида



1 – компрессор;
2 – рекуперативный теплообменник;
3 – конденсатор;
4 – сепаратор;
5, 7 – насосы;
6 – вентиль;
8 – аммиачная холодильная установка;
9 – теплообменник

оксидов углерода с водородом под давлением 1,0–15,0 МПа, температуре 160–300 °С, объемной скорости 7000–25000 $ч^{-1}$ в присутствии катализатора, содержащего оксиды меди и цинка, выделение метанола из реакционной смеси и рециркуляцию непрореагировавших в синтезе метанола веществ [13]. В качестве сырья применяют смесь водорода с оксидом и диоксидом углерода, в которой содержание CO_2 варьирует в интервале 3–12 об.%. В реакционном газе, контактирующем с катализатором, объемное отношение водорода к сумме оксидов углерода в 1,3–3,0 раза больше стехиометрического.

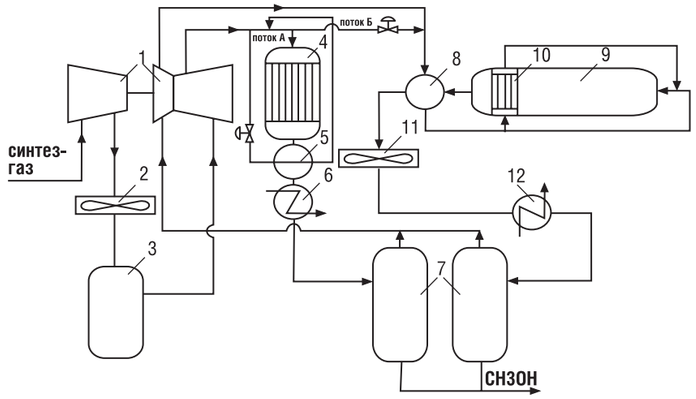
К основным недостаткам известных процессов следует отнести пониженную удельную производительность медно-цинкового катализатора, а также высокие энергетические затраты на рециркуляцию газовой смеси.

Проведенное исследование было направлено на усовершенствование технологической схемы процесса при одновременном сохранении его эффективности.

Это достигнуто за счет того, что в предлагаемом способе метанол синтезируют из конвертируемой смеси водорода и оксидов углерода путем ее контактирования с медьсодержащим катализатором при повышенных температуре и давлении в две стадии, причем с целью увеличения удельной производительности катализатора газовая смесь из печи риформинга (состав, % об.: водород 62,0–78,5; аргон 0,02–0,07; азот 0,05–2,2; метан 1,0–3,5; оксид углерода 10,4–19,5; диоксид углерода 3,2–10,7) делится на два потока в объемном соотношении 100:(1–50), один из которых на первой стадии непосредственно контактирует с катализатором в проточном реакторе при температуре 200–285 °С, давлении 5–15 МПа и объемной скорости 800–2000 $ч^{-1}$, а другой смешивают с циркуляционным газом в объемном соотношении 10:(10–100) и с объемной скоростью 2500–10000 $ч^{-1}$ направляют на вторую стадию, с выделением метанола и воды на каждой стадии в соответствующих устройствах [14].

Хорошо известно, что переработка синтез-газа с содержанием оксида углерода более 30 % об. и азота

РИС. 4. Технологическая схема получения метанола с подачей CO_2



более 40 % об. неэкономична. По указанной причине в предлагаемом способе используется синтез-газ, в котором дозировка CO поддерживаются ниже 25 % об., а объемное отношение $H_2/(CO + CO_2)$ находится в интервале от 2 до 5.

Для достижения оптимальной концентрации CO_2 может быть использована его подача в печь риформинга либо же подпитка конвертированного газа чистым диоксидом углерода. Ограничение верхнего предела по CO_2 в синтез-газе в 10 % об. объясняется возможностью снижения скорости образования метанола при более высоком содержании диоксида углерода в газовой смеси.

На рис. 4 приведена схема предлагаемого технологического процесса.

Конвертированный газ из печи риформинга подается на всас компрессора *1*, охлаждается в воздушном холодильнике *2* и направляется в сепаратор *3* для отделения влаги. Осушенный синтез-газ компримируется до заданного давления и делится на две части. Первая (поток А) контактирует с катализатором в проточном реакторе *4* и на выходе из него отдает тепло рекуперативному теплообменнику *5* и холодильнику-конденсатору *6*. Сконденсировавшийся метанол-сырец отделяется в сепараторе *7*. В свою очередь, вторая часть конвертированного газа (поток Б) смешивается с циркуляционным газом, подогревается в рекуперативном теплообменнике *8* и поступает в каталитический реактор горизонтального типа *9* с встроенным теплообменником *10*.

Образовавшаяся метанолсодержащая газовая смесь отдает тепло реакции воздушному холодильнику *11* и холодильнику-конденсатору *12* и направляется в сепаратор *7* для отделения метанола.

Для реализации разработанного технологического процесса использован горизонтальный реактор, включающий четыре секции, заполненных медноцинковой каталитической системой в виде цилиндрических таблеток диаметром 5,2 мм и высотой 5,4 мм, имеющих состав, % мас.: CuO – 64; ZnO – 24; Al_2O_3 – 10; HgO – 2 [15, 16]. Его конструктивные особенности приведены на рис. 5.

В таблице приведены примеры осуществления предлагаемого способа.

РИС. 5. Схема горизонтального реактора синтеза метанола

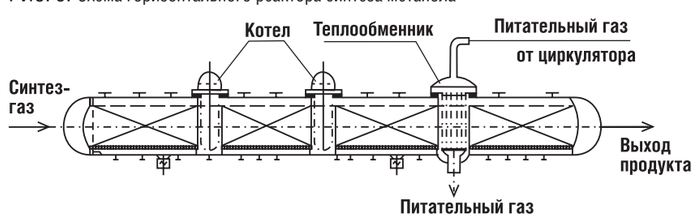


ТАБЛИЦА 1. Механические характеристики и классификация труб для магистральных трубопроводов

Показатель	Прототип [13]	Примеры	
		1	2
Первая стадия			
Расход синтез-газа, тысяч нм³/ч	56,07–200,0	75,3	108
Давление, МПа	5,0–8,0	7,2	7,1
Средняя температура в проточном реакторе, °С	240–260	235	238
Температура на выходе из проточного реактора, °С	нет данных	255	258
Объемное отношение $H_2/(CO + CO_2)$ в синтез-газе	нет данных	3,2	2,7
Состав синтез-газа, % об.			
CO	0,7–30,0	16,8	22,0
CO_2	0,2–23,6	6,6	5,4
N_2	0,4–3,0	0,5	0,7
H_2O	нет данных	отсутствие	
H_2	нет данных	75,0	73,3
Ar	нет данных	менее 0,05	
CH_3OH	отсутствие	0,1	0,05
CH_4	нет данных	остальное	
Соотношение CO/CO_2	(0,03–87):1	2,5	4,1
Объем катализатора, м³	4–47,6	20,0	
Получено метанола, т/ч	1,6–38,84	14,8	21,5
Вторая стадия			
Расход свежего синтез-газа, подаваемого на вторую ступень, тысяч нм³/ч	44,5–97,3	25,1	24,0
Соотношение потоков свежего синтез-газа, подаваемого на первую и вторую стадии	–	3,0:1,0	4,5:1,0
Давление в реакторе, МПа	5,0–8,0	9,8	10,1
Температура на выходе из реактора, °С	266–295	267	270
Объем циркуляционного газа, тысяч нм³/ч	400–900	360	400
Объемное соотношение конвертированного и циркуляционного газов перед смешением	–	1:14,3	1:16,7
Соотношение CO/CO_2 перед входом в реактор	0,25–55	5,2	7,8
Объем катализатора, м³	40,0–60,0	70,0	
Получено метанола, т/ч	13–40,11	55,8	61,0
Суммарная выработка метанола, т/ч	14,6–78,95	70,6	82,5

Из нее следует, что при использовании усовершенствованного способа синтеза метанола удается существенно повысить эффективность технологического процесса, довести выработку метанола до 82,5 т/ч (в отсутствии проточного реактора не более 60 т/ч).

Реализация разработанного инновационного решения позволяет уменьшить количество катализатора, требуемое для переработки заданного количества газовой смеси, снизить расход энергии на циркуляцию газа. Это открывает путь к созданию метанольных агрегатов большой единичной мощности без существенного увеличения их объема, что вносит реальный вклад в сокращение выбросов углекислого газа в атмосферу [17].

Рассмотренная технология реализована в ООО «Томет». К ее достоинствам можно отнести удачно выбранный катализатор для горизонтального реактора и отсутствие образования кокса при парауглекислотной конверсии природного газа. Помимо этого удается в течение года вовлечь в производственный процесс свыше 300 тысяч т/год углекислого газа, выбрасываемого ранее в атмосферу.

Диоксид углерода в производстве уксусной кислоты

Нынешние крупнотоннажные производства уксусной кислоты являются достаточно высокорентабельным и включают несколько технологических стадий:

- очистку природного газа от сернистых соединений;
- пара-углекислотную конверсию природного газа;
- очистку конвертируемого газа от CO_2 раствором моноэтаноламина;
- компрессию природного газа, двуокиси углерода, конвертируемого газа и оксида углерода;
- выделение оксида углерода криогенным методом.

Это делает оправданным создание совмещенных производств по выпуску уксусной кислоты на базе существующих агрегатов аммиака.

Мощность установки CH_3COOH в 150 тыс. тонн в год считается оптимальной. Это объясняется тем, что основное оборудование синтеза и ректификации изготавливается из дорогостоящих сплавов циркония и никеля, имеющих высокую стойкость к коррозии и обеспечивающих эффективную работу при высоких температурах и давлениях.

Процесс конверсии с целью получения оксида углерода осуществляется в печах риформинга под давлением 1,8 МПа. В качестве сырья используется природный газ и двуокись углерода. Для достижения требуемой производительности печей риформинга оправдано использование тонкостеннных реакционных труб с повышенным ресурсом работы [18]. Во избежание образования кокса очень важно правильно выбрать катализатор и условия ведения процесса [17, 19].

Получаемый синтез-газ охлаждается в рекуперационных теплообменниках криогенной установки до температуры 283 K. После удаления следов H_2O и CO_2 в адсорбере синтез-газ поступает в холодильный блок, где происходит его дальнейшее охлаждение и частичное ожижение. В дальнейшем осуществляется обработка потоков в специальной колонне, где CO вымывается жидким метаном, а в башенном охладителе протекает отпарка растворенного H_2.

Для захолаживания потоков до нужных параметров используется турбодетандер. Полученный сжиженный CO поступает в отделение синтеза уксусной кислоты, а водород выдается в производство аммиака.

Для производства уксусной кислоты используется процесс карбонилирования под низким давлением с использованием метанола и оксида углерода в качестве сырья.

Основные его стадии рассмотрены в работах [20–22].

Реакция протекает при температуре 200–270 °С и давлении 20–70 МПа в присутствии карбонилов железа, кобальта или никеля. В качестве промоторов используют галогенсодержащие соединения.

Синтез уксусной кислоты из метанола впервые был разработан и осуществлен в промышленном масштабе немецкой фирмой BASF. Процесс проводят в присутствии кобальтового катализатора и йодсодержащего промотора при 200 °С и 70 МПа. Каталитически активным соединением является комплекс $HCo(CO)_4$, образующийся при протекании следующих реакций [17]:

$$2CoI_2 + 2H_2O + 10CO \rightarrow Co_2(CO)_8 + 4HI + 2CO_2,$$

$$Co_2(CO)_8 + H_2O + CO \rightarrow 2HCo(CO)_4 + CO_2.$$

Йодоводород, реагируя с метанолом, образует йодметан:

$$CH_3OH + HI \rightarrow CH_3I + H_2O.$$

Далее в результате окислительного присоединения $HCo(CO)_4$ к йодметану образуется метилкобальткарбонил:

$$HCo(CO)_4 + CH_3I \rightarrow CH_3Co(CO)_4 + HI.$$

Последующее присоединение CO и гидролиз комплекса приводят к образованию уксусной кислоты и регенерации катализатора:

$$CH_3Co(CO)_4 + CO \rightarrow CH_3COCo(CO)_4,$$

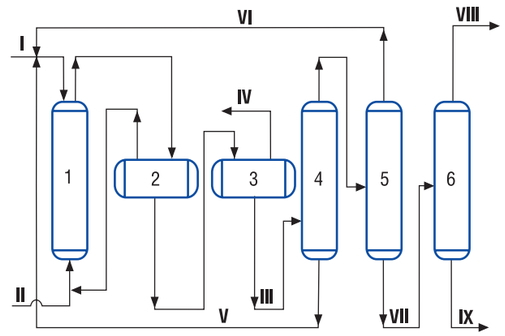
$$CH_3COCo(CO)_4 + H_2O \rightarrow CH_3COOH + HCo(CO)_4.$$

Принципиальная технологическая схема процесса получения уксусной кислоты из метанола фирмы «BASF» приведена на рис. 6.

Раствор катализатора в метаноле поступает сверху в реактор *1*, а снизу подается оксид углерода. Синтез осуществляется при 250 °С и давлении в 70 МПа. Реакционная смесь поступает затем последовательно в сепараторы высокого давления *2* и низкого давления *3*. Непрореагировавший оксид углерода из аппарата *2* снова возвращается в процесс.

Жидкие продукты далее отделяются в колонне *4* от катализатора и подаются в ректификационную

РИС. 6. Технологическая схема синтеза уксусной кислоты карбонилированием метанола



1 – реактор; 2, 3 – сепараторы высокого и низкого давлений; 4–6 – ректификационные колонны; I – метанол + катализатор; II – оксид углерода; III – продукты синтеза; IV – отработанный газ; V – раствор катализатора; VI – метанол; VII – уксусная кислота-сырец; VIII – товарная уксусная кислота; IX – кубовый остаток на сжигание [23, с. 270].

колонну *5*. Раствор катализатора возвращается в реактор *1*. С верха колонны *5* отбирается не вступивший в реакцию метанол, а кислота-сырец подается на ректификацию в колонну *6*. Выход уксусной кислоты составляет 90 % в расчете на метанол.

Жесткие условия ведения процесса являются существенным недостатком, ограничивающим его широкое промышленное применение. Поэтому выявленная фирмой Monsanto способность родиевых соединений катализировать реакцию карбонилирования метанола при атмосферном давлении и температуре 100 °С имела важное практическое значение.

Синтез уксусной кислоты с использованием родиевого катализатора в промышленных условиях проводят при температуре ~180 °С, давлении 3–4 МПа. Концентрация катализатора поддерживается на уровне 0,001 моля в расчете на тонну реакционной смеси. Предшественником катализатора может служить почти любое соединение родия, но обычно используют $RhCl_3 \cdot 3H_2O$, а в качестве промотора – HI.

Как металлический родий, так и йодистый водород достаточно дороги, поэтому с экономической точки зрения необходимо организовать практически полный их возврат в цикл. Кроме того, в связи с высокой коррозионной активностью системы Rh/HI большая часть оборудования должна быть изготовлена из дорогих сплавов.

Механизм карбонилирования метанола в присутствии родиевого катализатора представлен ниже:

$$[Rh(CO)_2I_2]^- + CH3I \rightarrow [CH3Rh(CO)_2I_2]- \quad (I)$$

$$[CH_3CORh(CO)I_2]^- + CO \rightarrow \quad (II)$$

$$[CH_3CORh(CO)_2I_2] \rightarrow \quad (III)$$

$$CH_3COI + [Rh(CO)_2I_2]^-$$

Каталитически активным соединением выступает $[Rh(CO)_2I_2]^-$, к которому присоединяется йодметан. Анионный комплекс одновалентного родия обладает сильными нуклеофильными свойствами, и эта стадия протекает с необычайно высокой скоростью. Образующееся метильное производное трехвалентного родия (I) нестабильно и быстро изомеризуется в продукт (II). Последний, реагируя с CO, образует лабильный комплекс (III), который подвергается восстановительному элиминированию с регенерацией катализатора [21].

Каталитический цикл завершается реакциями, в результате протекания которых образуются уксусная кислота и регенерируется промотор – йодистый метил:

$$CH_3COI + H_2O \rightarrow CH_3COOH + HI,$$

$$CH_3OH + HI \rightarrow CH_3I + H_2O.$$

Таким образом, родиевая технология получения уксусной кислоты аналогична кобальтовой. Принципиальное отличие заключается в том, что при карбонилировании метанола с использованием комплексов родия применяется оборудование низкого давления. Процесс осуществляется при пониженных температурах.

Можно выделить два основных брутто-процесса, а именно:

- **карбонилирование** метанола окисью углерода с образованием уксусной кислоты:

$$CO + CH_3OH \rightarrow CH_3COOH,$$

- **реакцию паро-газовой конверсии**, при которой из окиси углерода и воды конвертируются двуокись углерода и водород:

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2.$$

Наряду с этим образуется незначительное количество пропионовой кислоты из этанола, присутствующего в качестве примеси в метиловом спирте:

$$CH_3CH_2OH + CO \rightarrow CH_3CH_2COOH$$

Важная роль отведена участку приготовления/регенерации катализатора и синтеза промотора:

- синтез свежих растворов катализатора для подачи в основную реакционную систему установки;
- приготовление йодистого метила;
- удаление продуктов коррозии из каталитической системы.

Йодид родия смешивают с водным раствором уксусной кислоты в осадителе-растворителе катализатора. Эту смесь подогревают и перемешивают, продувая через сосуд газообразный CO. После окончания приготовления катализатора раствор перекачивают в емкость.

Йодистый метил, играющий роль промотора, готовится в две стадии в отдельном реакторе. Первая стадия включает смешивание элементного йода с раствором йодистого водорода и воды, нагревание в присутствии родиевого катализатора и продувку оксидом углерода.

Вторая стадия начинается с понижения температуры, уменьшения давления и введения метанола. Метанол быстро реагирует с HI с получением летучего MeI.

Регенерация катализатора предусматривает удаление продуктов коррозии из его раствора. Для решения этой задачи из испарительной емкости стадии синтеза он подается в осадитель-растворитель. Отстоявшуюся жидкость, содержащую продукты коррозии, сливают в концентратор остатка катализатора. Родий, оставшийся в осадителе-растворителе, повторно растворяют и перекачивают в катализаторную емкость или возвращают в испаритель в зоне реакции.

Многие из перечисленных катализаторов и материалов производятся в Российской Федерации. Определенный

практический интерес представляют хлорированные отходы ферониобиевого производства, обладающие достаточно высокой каталитической активностью при карбонилировании метанола [24].

В условиях мирового роста производства аммиака становится актуальной задача создания на базе существующих в России аммиачных производств установок по выпуску уксусной кислоты, являющейся базовым продуктом нефтехимических предприятий.

Диоксид углерода в производстве моторных топлив

Одним из перспективных моторных топлив является диметиловый эфир (ДМЭ), получаемый ныне в две стадии [25]. На первой ступени технологического процесса синтез-газ превращается в метанол, который затем дегидратируется в ДМЭ на среднекислотном катализаторе. Сегодня известен и прямой способ получения диметилового эфира из синтез-газа, в котором образование метанола совмещено с его дегидратацией на бифункциональном гидридном катализаторе [26].

Рассматриваемый процесс включает несколько конкурирующих реакций: непосредственный синтез метилового спирта гидрированием диоксида углерода, паровую конверсию оксида углерода в диоксид углерода и дегидратацию метанола в ДМЭ и воду.

Для прямой конверсии синтез-газа в диметиловый эфир в катализаторе необходимо иметь два типа активных центров: металлические центры, на которых идет синтез метанола, и кислотные, ответственные за протекание дегидратации метанола в ДМЭ. При детальном исследовании процесса конверсии метанола в диметиловый эфир установлено, что содержание этого продукта в реакционной смеси монотонно снижается с ростом объемной скорости подачи синтез-газа в реактор. Максимального превращения синтез-газа достигают при стехиометрическом соотношении водорода и оксида углерода, равном единице. Если оно выше или ниже данного значения, то соответственно получают меньшее количество диметилового эфира в реакционной смеси.

Как и в случае метанола, оптимальное соотношение H_2/CO может быть достигнуто парауглекислотной конверсией природного газа в печах риформинга при подаче в них природного газа, водяного пара и углекислого газа [17].

При этом следует учитывать образование дополнительных количеств CO_2 вследствие взаимодействия монооксида углерода с водяным паром.

Углекислый газ хорошо растворим в ДМЭ и для получения продукта с требуемой чистотой необходимо его удаление из рецикла. Тем самым удается регулировать модуль синтез-газа, поступающего в реактор.

Достаточно интересное техническое решение в области технологии получения ДМЭ найдено учеными Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева. Предложенный ими способ одностадийного

получения отличается от известных тем, что синтез осуществляют в многоступенчатом реакторе адиабатического вида в присутствии бифункциональных катализаторов двух составов, один из которых обладает более выраженной активностью в отношении синтеза метанола – тип 1, а другой – более выраженной активностью в отношении его дегидратации – тип 2 [27]. В нижних секциях реактора загружается медноцинковый катализатор (тип 1), а на верхней – медноцинкохромовый (тип 2). Образующийся диметиловый эфир выделяют из газовой фазы абсорбцией метанолом с последующим стриппингом поглощенного диоксида углерода и ректификацией метанол-диметилэфирной смеси.

Способ Хальдор-Топсе не исключает применение многофункциональных катализаторов и может быть осуществлен в одном или нескольких последовательно расположенных реакторов. В отличие от рассмотренного метода в качестве абсорбента диоксида углерода при орошении реакционного газа рекомендовано использовать раствор Бенфильд или абсорбент аминного типа с последующим отгонкой из них воды и метилового спирта [28].

Ценность организации крупнотоннажных установок ДМЭ состоит в том, что на их основе может быть организовано производство многочисленных моторных топлив и химических продуктов, в частности высокооктанового экологически чистого бензина [29].

Диоксид углерода в нефтедобыче

В связи с истощением запасов легкоизвлекаемой нефти все большие усилия специалистов направляются на создание технологий и способов разработки, позволяющих проводить добычу в осложненных условиях. К числу таких методов относится вытеснение нефти путем закачки в пласт углекислого газа или низших углеводородов [30]. Это обеспечивает снижение энергетических затрат, исключение риска образования газовых гидратов, повышение нефтеотдачи эксплуатируемых месторождений.

Известно, что после заводнения нефтяных месторождений по обычной технологии в недрах остаются неизвлекаемыми до 30–70% начальных запасов углеводородов, которые оказываются сложно рассредоточенными в заводненном объеме пластов в виде остаточной рассеянной нефти и не охваченных заводнением слоев, линз, пропластков.

Остаточную нефть способны вытеснять лишь те рабочие агенты, которые смешиваются с ней и водой или имеют сверхнизкое межфазное натяжение на границе раздела фаз. Именно такие условия возникают при вытеснении высоковязкой нефти диоксидом углерода.

Данные методы относятся к числу наиболее высокопотенциальных, способных снижать до 2–5% остаточную нефтенасыщенность призабойной зоны, охваченной рабочим агентом. Применительно к российским нефтедобывающим организациям они имеют принципиальное значение, так как основная часть остаточной нефти на известных разрабатываемых месторождениях остается в виде заводненных запасов, которые труднее извлекать, чем из незаводненных пластов.

При растворении в воде диоксида углерода вязкость ее несколько увеличивается, однако этот прирост незначителен. При массовом содержании в воде 3–5% CO_2 вязкость ее возрастает на 20–30%. Образующаяся угольная кислота растворяет породы пласта и повышает проницаемость. В случае песчаников она увеличивается на 5–15%, а доломитов – на 6–75%. В присутствии диоксида углерода снижается набухаемость глинистых пород. Диоксид углерода в воде способствует разрыву и отмывке пленочной нефти, покрывающей зерна породы, и уменьшает возможность разрыва водной пленки. Вследствие этого, капли нефти при малом межфазном натяжении свободно перемещаются в поровых каналах и вступают в агломерацию.

По мнению Ф.М. Гумерова и других известных исследователей диоксид углерода не является средой, непосредственно смешивающейся с нефтью. Однако по мере продвижения по пласту он все больше растворяет в себе легкие углеводороды, одновременно и сам растворяясь в них. Все это приводит к образованию переходной зоны, и при длительном контакте возможно полное смешение диоксида углерода с нефтью. Таким образом, формируются условия для перемещения всей (включая высокомолекулярные компоненты) нефти в пласте. При этом важно отметить и то, что фактор растворения диоксида углерода в нефти обуславливает ее набухание (рис. 7). В результате насыщения диоксидом углерода нефтяных ганглий, сосредоточенных в пористом коллекторе, их объем увеличивается, некоторые из них сливаются, и часть нефти начинает вытекать из пласта [31].

Увеличение объема углеводородной фазы способствует росту объема пор, что создает благоприятные условия для ее продвижения и вытеснения из пласта. Снижение вязкости приводит к росту подвижности и меньшему расходу вытесняющей фазы для достижения определенного коэффициента извлечения.

В отличие от традиционных методов закачки диоксида углерода в нефтеносные пласты,

РИС. 7. Зависимость степени набухания нефти от мольной доли CO_2

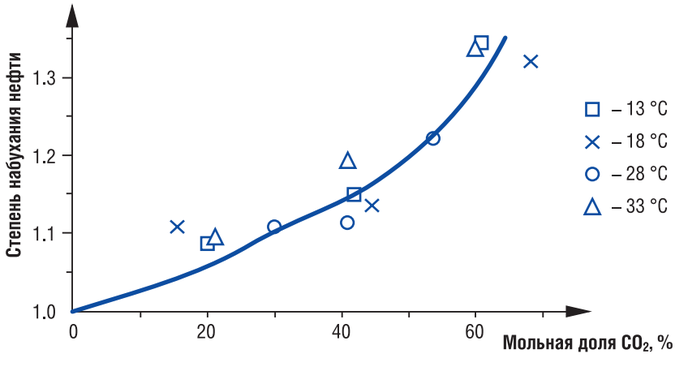
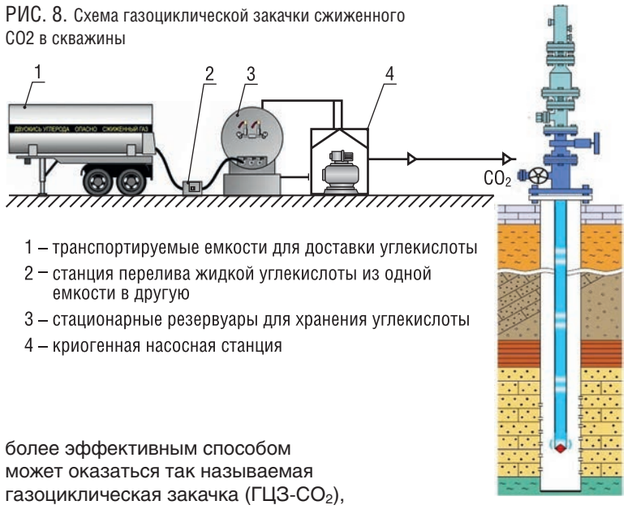


РИС. 8. Схема газоциклической закачки сжиженного CO2 в скважины



1 – транспортируемые емкости для доставки углекислоты
2 – станция перелива жидкой углекислоты из одной емкости в другую
3 – стационарные резервуары для хранения углекислоты
4 – криогенная насосная станция

более эффективным способом может оказаться так называемая газоциклическая закачка (ГЦЗ-CO_2), упрощенная схема которой приведена на схеме [32–34].

Ее технология широко используется в мировой практике, особенно в США. В нашей стране экспериментальные проекты по закачке CO_2 на нефтяных месторождениях были апробированы в 80-х гг. прошлого столетия в Самарской области и в других регионах. Наибольший объем диоксида углерода (787,2 тыс. т) был использован на Радаевском месторождении, и на нем же достигнут значительный прирост нефтедобычи.

ГЦЗ-CO_2 предусматривает закачку углекислого газа в добывающую нефтяную скважину с последующей ее остановкой для пропитки призабойной зоны пласта в течение некоторого периода, после чего скважина переключается на добычу. Цикл может повторяться до 3–6 раз. Удельная эффективность составляет 0,28–9,45 м³ дополнительной добычи нефти на 1 тонну закачанного диоксида углерода. Технология ГЦЗ-CO_2 применима и для извлечения высоковязкой нефти (до 1000 мПа·с в пластовых условиях). CO_2 можно закачивать в добывающую скважину в сверхкритическом флюидном состоянии. Исследования на примере Марьинского месторождения Самарской области показали, что при насыщении нефти диоксидом углерода снижение ее вязкости достигает 18 раз.

Это открывает колоссальные перспективы для использования больших объемов парникового углекислого газа с целью интенсификации нефтедобычи.

Литература

1. *Афанасьев С.В., Трифонов К.И. Физико-химические процессы в техносфере. Учебник. Самара. Изд. СНЦ РАН. 2014. – 195 с.*
2. *Федоров Б.Г. Российский углеродный баланс. М.: Научный консультант. 2017. – 82 с.*
3. *Афанасьев С.В., Сергеев С.П., Волков В.А. Современные направления производства и переработки диоксида углерода // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 11. С.30–33.*
4. *Лавренченко Г.К., Копытин А.В. Новые технологии извлечения CO2 из дымовых газов тепловых станций // Научно-технический журнал. Технические газы. 2011. № 2. С.32–42.*
5. *Лавренченко Г.К., Копытин А.В., Пятничко А.И., Иванов Ю.В. Оптимизация состава абсорбента амины-вода узла извлечения CO_2 из дымовых газов // Научно-технический журнал. Технические газы. 2011. №1. С. 31–40.*
6. *Лейтес И.Л., Аветисов А.К., Язвикова Н.В. и др. Исследование физико-химических свойств модифицированного МДЭА-абсорбента для тонкой очистки синтез-газа от диоксида углерода в производстве аммиака // Химическая промышленность сегодня. 2003. № 1. С. 34–36.*
7. *Ramachandran N., Aboudheir A., Idem R. and Tontiwachwuthikul P.. Kinetics of the Absorption of CO2 in to Mixed Aqueous Loaded Solutions of Monoethanolamine and Methyldiethanolamine // Ind. Eng. Chem. Res. 2006. V. 45. № 8. P. 2608 – 2616.*
8. *Лавренченко Г.К., Копытин А.В., Афанасьев С.В., Рощенко О.С. Повышение эффективности подачи диоксида углерода на синтез карбамида // Научно-технический журнал. Технические газы. 2011. № 2. С. 27–31.*
9. *Afanasiev S.V., et al. Optimisation of Carbon dioxide compressing technology in the production of urea / IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering 450 (2018) 062015 doi:10.1088/1757-899X/450/6/062015. P. 1–5.*
10. *Патент RU № 2380629. Установка ожижения диоксида углерода / 2010 г.*
11. *Патент RU № 2378590. Линия ожижения диоксида углерода / 2010 г.*
12. *Розовский А.Я. Современные проблемы синтеза метанола // Успехи химии. 1989. Т. 58. Вып. 1. С. 68–93.*
13. *Патент RU №2181117. Способ получения метанола / 2002 г.*
14. *Патент RU № 2331626. Способ получения метанола / 2008 г.*
15. *Афанасьев С.В., Сергеев С.П., Трифонов Д.И. Технология переработки углекислого газа в метанол // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 3. С. 41–43.*
16. *Патент RU № 44066. Реактор синтеза метанола / 2005 г.*
17. *Афанасьев С.В., Садовников А.А., Гартман В.Л. и др. Промышленный катализ в газохимии. Монография. Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. – Самара. Изд. СНЦ РАН. 2018. – 160 с.*
18. *Афанасьев С.В., Рощенко О.С., Сергеев С.П.. Технология получения синтез-газа паровой конверсией углеводородов // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специалистов предприятий. 2016. № 6. С. 30–32.*
19. *Demidov D.V., Mishin I.V, Mikhailov M.N. Gibbs free energy minimization as a way to optimize the combined steam and carbon dioxide reforming of methane // International Journal of Hydrogen Energy, 2011, V. 36 (10), P. 5941–5950.*
20. *Рыбаков А.А., Брюханов И.А., Ларин А.В., Жидомиров Г.М. Теоретические аспекты карбонилирования метанола на медьсодержащих формах цеолитов // Нефтехимия. 2016. Т. 56. № 3. С. 277–285.*
21. *Афанасьев С.В., Гартман В.Л., Мораш Н.В. Технологические аспекты получения уксусной кислоты // Химическая техника. Межотраслевой журнал для главных специали-стов предприятий. 2018. № 9, С. 37–39.*
22. *Караханов Э.А. Синтез-газ как альтернатива нефти. Часть II. Метанол // Соросовский образовательный журнал. 1997. № 12. С. 65–69.*
23. *Справочник нефтехимика. В двух томах. Т. 2 / Под ред. С.К. Огородникова. – Л.: Химия, 1978. – 592 с.*
24. *Трифонов К.И., Афанасьев С.В. Исследование продуктов хлорирования отходов феррониобиевого производства.// Сборник материалов и докладов Региональной научно-практической конференции «Инновации и "зеленые" технологии». Самара. СОУНБ. 2018. С. 205–207.*
25. *Кипнис М.А., Белостоцкий И.А., Волнина Э.А., Лин Г.И.. Синтез оксигенатов из синтез-газа на CuO/ZnO/Al2O3 – катализаторе: роль дегидратирующего компонента // Катализ в промышленности. 2018. Т. 18. № 5. С.12–17.*
26. *Савенкова И.В., Михайлова Ю.Ю.. Технология одностадийного синтеза диметилового эфира из природного газа // Вестник АГТУ. 2008. № 6 (47). С. 145–147.*
27. *Патент RU № 2528409. Способ получения диметилового эфира методом одностадийного синтеза и его выделения / 2014 г.*
28. *Патент RU № 2469017. Способ получения диметилового эфира /2012 г.*
29. *Патент RU № 2442767. Способ получения экологически чистого высокооктанового бензина./2012 г.*
30. *Сидорова К.И. Экономическая оценка использования технологии утилизации углекислого газа в нефтяных месторождениях для повышения нефтеотдачи. Дисс. на соиск. уч. ст. канд. экон. наук. 2016. Национальный минерально-сырьевой университет «Горный».*
31. *Orr F.M., Heller J.P., Taber J.J. Carbon dioxide flooding for enhanced oil recovery: promise and problems // JAOCS. 1982. Vol. 59. № 10. P. 810A – 817A.*
32. *Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Газоциклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2017. № 4. С. 62–66.*
33. *Патент RU №2652049. Способ газоциклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / 2018 г.*
34. *Прохоров П.Э., Волков А.В., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Технологические аспекты реализации газоциклической закачки диоксида углерода для увеличения добычи высоковязких нефтей // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2018. № 8. С. 20–25.*

KEYWORDS: *carbon dioxide, large-scale chemistry, synthetic fuel, oil and gas processing, harmful emissions.*

РЕКЛАМА

XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ ДЛЯ ГАЗОВОГО ХОЗЯЙСТВА

В РАМКАХ IX ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА ВЫСТАВКИ:

1-4 октября 2019

РОС ГАЗ ЭКСПО

ufi Approved Event

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ЦИФРОВЫЕ РЕШЕНИЯ
ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РАЗРАБОТКИ

ОРГАНИЗАТОР ПЕТЕРБУРГСКОГО МЕЖДУНАРОДНОГО ГАЗОВОГО ФОРУМА:
EXPOFORUM

ОРГАНИЗАТОР ВЫСТАВКИ: FarEXPO IFE
PROFESSIONAL EXHIBITION & CONGRESS ORGANIZER

Тел/факс: +7 (812) 777-04-07; 718-35-37
E-mail: gas2@farexpo.ru www.rosgasexpo.ru

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР ВЫСТАВКИ:
ГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ | ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ | КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ:
г. Санкт-Петербург, КВЦ «ЭКСПОФОРУМ», павильон G

СИНТЕТИЧЕСКИЕ ЖИДКИЕ ТОПЛИВА – новые возможности и перспективы

Горлов Евгений Григорьевич,
генеральный директор ООО ИГИ.НТЦ, д.т.н., профессор

Шумовский Александр Всеволодович,
заместитель генерального директора по научной работе ООО ИГИ.НТЦ, д.т.н.

УДК 665.6

В СТАТЬЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ СВЕДЕНИЯ О СОВРЕМЕННОМ СОСТОЯНИИ ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕТИЧЕСКИХ ЖИДКИХ ТОПЛИВА ПРОЦЕССОМ ФИШЕРА – ТРОПША. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ УДЕЛЕНО ТЕНДЕНЦИЯМ ЕЕ РАЗВИТИЯ В ПОСЛЕДНИЕ ГОДЫ. РАССМОТРЕН ПРОЦЕСС ГАЗИФИКАЦИИ КАК ВАЖНЕЙШИЙ ЭЛЕМЕНТ ТЕХНОЛОГИИ. ПРЕДЛОЖЕНЫ НОВЫЕ ИДЕИ, КАСАЮЩИЕСЯ РАСШИРЕНИЯ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ ПРОЦЕССА, РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ ЕГО РАЗВИТИЯ

THE ARTICLE PRESENTS INFORMATION ON THE CURRENT STATE OF THE TECHNOLOGY FOR PRODUCING SYNTHETIC LIQUID FUELS BY THE FISCHER-TROPSCH PROCESS. PARTICULAR ATTENTION IS PAID TO TRENDS IN ITS DEVELOPMENT IN RECENT YEARS. THE GASIFICATION PROCESS IS CONSIDERED AS THE MOST IMPORTANT ELEMENT OF THE TECHNOLOGY. THE ARTICLE PROVIDES NEW IDEAS REGARDING THE INCREASE OF CORE RESOURCES FOR THE PROCESS; CONSIDERS THEIR PROSPECTS FOR DEVELOPMENT

Ключевые слова: *синтез Фишера–Тропша, синтетические жидкие топлива, газификация, синтез–газ, нефтяные остатки, уголь, биомасса.*

Синтетические жидкие топлива, разработка процессов их получения и исследования в этой области имеют уже почти 100-летнюю историю, если точкой отсчета принять исследования Сабатье и Сандеренса, а также Е.И. Орлова начала XX века, впервые синтезировавших углеводороды (метан и этилен) из смеси CO и H_2. Основы промышленного производства углеводородов из синтез-газа были заложены исследованиями немецких химиков Ф. Фишера и Х. Тропша, сотрудников компании Ruhrchemie, в 20-х годах прошлого века.

За этот период интерес к процессам, позволяющим получать различные классы углеводородов (топлива, масла, смазки и др.) из различных видов углеродсодержащего сырья (преимущественно из угля) возникал спорадически и инициировался или необходимостью решать проблему энергообеспечения страны в рамках отсутствия ресурсов нефти (Германия 1933–1945 гг., ЮАР 1955 г. – до настоящего времени) или желанием снизить стоимость энергоресурсов, в первую очередь топлив, при повышении цен на нефть. Технологиям производства СЖТ присущи органические изъяны: повышенная экологическая опасность, сложность технологии и обусловленная ею повышенная инвестиционная затратность (стоимость углеперерабатывающего завода эквивалентной мощности минимум в два раза выше стоимости такого же нефтеперерабатывающего завода). Важной проблемой при производстве синтетического топлива является и высокое потребление воды: 5–7 единиц на единицу полученного топлива.

Казалось бы, этих обстоятельств достаточно, чтобы интерес к этому направлению синтеза углеводородов принял сугубо теоретический характер. Однако СЖТ имеют эксклюзивные свойства, обеспечивающие их преимущества по сравнению с традиционными топливами нефтяного происхождения. Самым существенным отличием углеводородных продуктов синтеза Фишера – Тропша от нефтепродуктов является отсутствие в них серы, азотсодержащих, а в ряде случаев и ароматических соединений, что обуславливает их экологическую ценность. Синтетическая нефть – смесь углеводородов C_5–C_{19} нормального и изостроения может быть использована и используется для переработки в моторные топлива, в качестве сырья для химической и нефтехимической промышленности или как товарный продукт.

Из табл. 1, в которой показаны типичные характеристики синтетической нефти, полученной с применением кобальтовых катализаторов в сопоставлении с минеральными нефтями [1], видно, что синтетическая нефть практически не содержит нежелательных по экологическим требованиям соединений серы и азота и превосходит нефти минерального происхождения по содержанию дизельных фракций.

Все фракции синтетической нефти востребованы как весьма ценные продукты: дизельная фракция является основным целевым продуктом процесса на кобальтовых катализаторах. Дизельное топливо получают и при первичном фракционировании продуктов синтеза и при гидрокрекинге и гидроизомеризации восков. Оно практически не содержит серы и ароматических углеводородов, имеет высокое цетановое число (70–80), низкую точку кипения 90% топлива и низкую плотность.

Однако смазывающие свойства синтетического дизельного топлива

ТАБЛИЦА 1

Показатели	Нефть арабская легкая	Нефть марки Брент	Синтетическая нефть
Плотность, кг/м³	860	830	790
Содержание серы, ppm	19 000	4000	<10
Содержание азота, ppm	1100	1300	<10
Содержание дизельных фракций, мас. %	46	49	52

ниже вследствие отсутствия ароматических соединений, а температура застывания выше, чем у минерального [2, 3].

Синтетическое дизельное топливо имеет лучшую биоразлагаемость [4], но его чувствительность к кислороду воздуха снижает стабильность, что надо учитывать при хранении. Плотность синтетической дизельной фракции ниже, чем у стандартного дизельного топлива.

В составе выхлопных газов при использовании синтетического дизельного топлива содержится меньшее количество вредных для человека и окружающей среды компонентов: содержание углеводородов снижается с 0,35 до 0,20; CO – с 1,6 до 1,0; NOx – с 5,4 до 4,6; а пыли – с 0,12 до 0,10 г/(л.с.)·ч$^{-1}$. Вследствие такого сочетания достоинств и недостатков синтетическое дизельное топливо может использоваться для облагораживания прямогонных дизельных топлив. При этом снижаются затраты на обеспечение соответствия ужесточающимся экологическим характеристикам топлива.

Керосиновая фракция C_{10}–C_{14} используется для получения реактивных топлив и поверхностно-активных соединений [5]. Эту фракцию также получают и при первичном фракционировании, и процессами гидрокрекинга и гидроизомеризации восков с последующим фракционированием.

Воск (церезин), полученный синтезом Фишера – Тропша, – продукт высокого качества, находящий применение в фармакологической и парфюмерной промышленности, а также в производстве свечей, мастик, пластификаторов, вощеной бумаги, сплавов для точного литья [5, 6]. От продуктов минерального происхождения синтетические воски отличает высокая чистота, низкая аллергенная активность и более высокая температура плавления. Также эти тяжелые парафины характеризуются низкими показателями розлива и летучести и являются лучшим базовым сырьем для производства смазок по сравнению с продуктами нефтепереработки [7].

Основа для производства масел, получаемая из воска гидрокрекингом и гидроизомеризацией, не требует последующих процессов очистки продуктов от соединений серы и ароматических углеводородов [2, 5]. Отсутствие в этих маслах примесей гетероатомов, низкое содержание ароматических соединений делают их менее коррозионно-активными.

В высокотемпературном синтезе Фишера – Тропша в присутствии железных катализаторов образуется 5–6 мас.% кислородсодержащих соединений. При больших объемах производства выход этих продуктов может быть достаточным для получения индивидуальных веществ.

Средняя молекулярная масса смеси жидких и твердых углеводородов определяется используемым катализатором и условиями синтеза. В низкотемпературном процессе содержание углеводородов с температурой кипения выше 370 °C (восков) может достигать 40% и более, а в высокотемпературном преобладают углеводороды бензиновой фракции, причем содержание олефинов в них достигает 70%. Содержание ароматических углеводородов в нафте (бензиновой фракции), полученной высокотемпературным синтезом, удовлетворяет современным требованиям к автомобильному бензину. Но содержание олефинов велико, а октановое число низко для современных автомобильных двигателей, поэтому такой бензин нуждается в дополнительной модификации.

Важнейшим фактором процессов получения СЖТ является вид используемого сырья. Принято следующее разделение процессов по этому фактору:

- GTL (Gas to liquids) – сырьем является газ (природный, попутный нефтедобычи, сланцевый и т.д.);
- CTL (Coal to liquids) – уголь и другие твердые горючие ископаемые;
- BTL (Biomass to liquids) – биомасса.

Уголь является основным видом сырья процессов газификации. В настоящее время в мире суммарная мощность производств угля в жидкие топлива составляет 15 ГВтт. Самые крупные заводы по получению СЖТ расположены в ЮАР, они перерабатывают локально доступный недорогой уголь. В технологии используются разработанные компанией Sasol газификаторы с подвижным слоем, производящие синтез-газ, который подается в реакторы Фишера – Тропша. Следует отметить, что в 80-е годы прошлого века, когда строились эти заводы, требования экологической безопасности были не такими строгими, как сегодня.

В 1980-е годы демонстрационные установки CTL были построены во многих странах мира, особенно интенсивно эти работы велись в Японии и в США, а также в Германии и Великобритании. Однако большая часть этих работ была остановлена в 1990-х годах из-за относительно низкого уровня цен на нефть. В последние годы, с ростом цен на нефть, это направление было пересмотрено. В настоящее время строятся или планируются к строительству заводы по получению СЖТ и других углеводородных продуктов из угля в различных странах. Самая амбициозная программа была запущена в Китае: 2006 по 2030 гг. планируется вложить 130 млрд долл. США на развитие таких проектов, а к 2020 г. довести долю производимых из угля продуктов до 10% от общего потребления дизельного топлива, бензина, СПГ и олефинов [8–10]. Программа включает:

- завод Shenhua DCL с производительностью 6 тыс. т угля в день (эксплуатационные испытания завершены в 2008 году). Основные продукты завода (тыс. т/год): дизельное топливо – 591,9; бензин – 174,5; пропан-бутановая фракция – 70,5;

жидкий аммиак – 8,3. Стоимость моторных топлив составляет $25/барр. при цене угля $22/т (данные 2010 г.). Основные показатели процесса: температура 430–465 °C; рабочее давление 15–19 МПа; количество катализатора: Fe/сухой уголь = 0,5–1,0 вес. %. В качестве катализатора используется наноразмерный оксид-гидроксид FeOOH, технология его производства разработана в Coal Science Academy Beijing Coal Chemistry Branch. Капитальные вложения в строительство завода составили $1,5 млрд.

- завод Yitai ICL, производящий 160 000 т/год СЖТ (эксплуатационные испытания завершены в апреле 2009 года).
- В 2006 году Shanxi Lu'an Mining Industry (Group) Co Ltd, одна из пяти крупнейших угольных компаний КНР, в провинции Шаньси в центральном Китае начала проектирование и строительство проекта по сжижению угля с начальной годовой мощностью 160 тыс. тонн (~ 3200 баррелей в сутки). Этот проект получил поддержку Министерства науки правительства КНР и был включен в Национальную программу высоких технологий с предоставлением гранта в 20 миллионов юаней (Upstreamonline, 2008).

Демонстрационный завод (рис. 2) расположен в Чанчжи. Технология ICL, предоставленная Synfuels China, включает в себя газификацию угля в стационарном слое, связанную с двумя линиями синтеза FT на основе кобальтовых и железных катализаторов соответственно. Кроме того, есть системы для уменьшения выбросов CO_2, утилизации метана, утилизации сточных вод и золы, утилизации отходов.

Завод расположен в эколого-индустриальном парке, идея функционирования которого заключается в создании замкнутого цикла переработки материалов и энергии с интеграцией угольной шахты и обогатительной фабрики, работающей на электроэнергии, получаемой из продуктов переработки угля.

Планируется, что через 10 лет мощность заводов СЖТ в Китае будет доведена до 1,2 млн барр./сут. Примерно к 2020 г. планируется построить также не менее 7 заводов по технологиям ICL (непрямое ожижение угля) суммарной производительностью по СЖТ в несколько раз больше, чем по процессам DCL (прямое ожижение угля).

Synfuels China – ключевая компания КНР, цель которой – создать инвестиционные проекты для переработки угля с получением химических веществ. Образована в 2006 году с выделением группы компаний, занимающихся добычей угля и нефти, из Института Химия угля (ICC) в Академии наук Китая. Эта группа имеет долгую историю (1980–2005) НИОКР, включая испытания пилотного масштаба на основе синтеза Фишера–Тропша (ФТ). Выделение включало перевод персонала ICC, испытательных центров и прав интеллектуальной собственности в новые компания, с различными промышленными спонсорами, покупающими акции. Общая капитализация составила 1 млрд юаней.

Основные акционеры: Yitai Group – 40,00%, Synfuels Staff – 32,20%, ICC-CAS – 12,94%, Lu'an Group – 8,00%, Xuzhou Mining – 4,00%, Shenhua Group – 2,00%, Linksun – 0,86%

Основная компания и центр исследований и разработок находятся в Тайюане, провинция Шаньси. Дочерние компании, Synfuels China Engineering Ltd – в Пекине, Synfuels China Catalysts Ltd – в Аньхое (провинция Внутренняя Монголия).

Synfuels China создала и владеет тремя технологиями FT. Synfuels China также разрабатывает усовершенствованный процесс синтеза FT, который основан на частичном гидрировании суспензии сырья в мягких условиях.

Согласно проведенным расчетам (2007 г., Китай) стоимость барреля СЖТ может достигать $61 и $73 для производства DCL и ICL соответственно при цене угля $50/т. Из опубликованных данных следует также, что цена угля в стоимости СЖТ может составлять 25–45% в зависимости от цены угля, типа процесса и т. д. При этом учитывается, что уголь используется и как сырье, и как источник энергии для всех потребностей завода (выработка электроэнергии, пара и др.).

Поскольку интерес к развитию возобновляемых источников энергии продолжает расти во всем мире, согласованность возможностей и стимулов Китая по инвестированию в сектор зеленой энергии может привести к ведущей роли этой страны в мире в этом направлении. Энергетическая политика Китая ищет консенсус между обеспечением нефтяной безопасности и превращением в зеленого гегемона. То, как будут расставлены приоритеты этой энергетической политике, будет иметь далеко идущие экономические, экологические и политические последствия на десятилетия вперед [11].

РИС. 1. Завод Yitai ICL

Источник: *[8]*

РИС. 2. Демонстрационный завод Шаньси Луань (Synfuels China, 2010)

Источник: *[8]*

В различных странах реализуются крупные проекты по строительству заводов для производства синтетических топлив из природного газа [2, 4–6, 13–15]. Так, компания Shell совместно с компанией Qatar Petroleum строит в Катаре завод производительностью 140 000 баррелей синтетических топлив в день. Первая очередь этого завода производительностью 70 000 баррелей в день вступила в строй в 2009 г. Инвестиции компании Shell составили 5 млрд долл. США. В этом проекте участвуют английская компания Kellogg Brown and Root и японские компании JGC и Toyota. Компания Qatar Petroleum совместно с компанией Sasol International (ЮАР) в 2005 г. ввела в действие завод производительностью 240 000 баррелей жидких топлив в день.

Лидерами направления являются компании Shell, Sasol, Chevron, Syntroleum, Exxon Mobil, BP, Statoil, Rentech, ConocoPhillips и другие. Наиболее активно исследовательские и проектно-конструкторские работы (с финансированием в десятки млн USD) ведутся в Китае, Японии, США, Индии, Германии. В настоящее время действуют заводы CTL в ЮАР, США, Китае. Планируется строительство заводов в Китае, Индии, Индонезии, Малайзии, Австралии, США, Монголии, Алжире, Нигерии, Узбекистане, Австралии, Венесуэле, Тринидад и Тобаго, Канаде.

В настоящий момент развитие технологий получения синтетических жидких топлив из различных видов сырья вошло в стадию массовой реализации коммерческих проектов. Компания Sasol, например, сейчас производит около 5 млн т СЖТ в год. Мощности ранее построенных заводов в Южной Африке, Малайзии и Катаре оцениваются по разным данным от 14 000 до 36 000 баррелей в день.

В США рынок сжижения угля полностью зависит от политики по снижению выбросов CO_2. Поэтому большой завод CTL, предназначенный для обеспечения топливом (СЖТ) армии США, который должен был быть введен в эксплуатацию к 2011 году, был отменен по соображениям безопасности окружающей среды (The Guardian, 2009). Возможно, альтернативой станет проект получения СЖТ из сланцевых газов.

Очевидно, что с накоплением опыта реализации крупных промышленных проектов темпы наращивания мощностей увеличатся. По мнению экспертов, прослеживается тенденция к удвоению объемов производства СЖТ в мире в период с 2010 по 2020 гг. При этом рентабельность процессов сильно зависит от природы исходного сырья: в случае использования бурого угля расчетная рентабельность изменяется в пределах от 740 до 3260%. В случае нефтешламов рентабельность составит 662%, в случае древесных отходов (опилок, щепы) рентабельность оценивается в 1718%, а в случае ТБО – в 1112%. Рентабельность переработки битуминозного песка и торфа с 30%-ной влажностью в жидкие топлива изменяется в пределах от 345 до 2325% [16].

Компания Shell поставляет дизельную фракцию завода СЖТ в Малайзии как улучшающую добавку к традиционному дизтопливу.

Такое дизельное топливо уже продается в ЮАР, Таиланде, Греции, Германии и других странах под названием V-power diesel и имеет в своем составе 5% синтетической составляющей.

В настоящее время нефть и природный газ являются наиболее востребованными энергохимическими ресурсами, однако очевидно, что при росте мировых цен на нефть значение процессов, позволяющих производить СЖТ из альтернативных видов углеводородного сырья, будет возрастать.

В современной нефтеперерабатывающей промышленности просматриваются следующие основные тенденции: сокращение запасов легких нефтей, увеличение доли добычи и переработки тяжелых сернистых и высокосернистых нефтей, постоянный рост стоимости сырой нефти и нефтепродуктов, а также ужесточение требований природоохранного законодательства к качеству нефтепродуктов. Все это определяет необходимость перестройки и модернизации отрасли.

Известно, что 20–30% российской нефти – это тяжелая нефть; после ее первичной переработки образуются мазут и гудрон, технологии конверсии которых в высококвалифицированные продукты, востребованные как на внутреннем, так и на внешнем рынке, на отечественных заводах практически отсутствуют. В результате ежегодно в России генерируется до 90 млн тонн нефтяных остатков. Диссонанс между ухудшением качества сырья и увеличением спроса на топлива высокого качества, ужесточением экологических требований к ним, а также увеличивающийся спрос на сырьевые ресурсы для бурно развивающейся нефтепереработки диктуют необходимость изменения технологий и, соответственно, конфигураций НПЗ. Технологические установки типичного современного НПЗ не позволяют получать топлива с пониженной экологической опасностью – так называемые

синтетические жидкие топлива (СЖТ), содержащие менее 1 ppm серы и не содержащие ни смол, ни ароматических соединений.

Одним из перспективных путей повышения глубины переработки нефти с целью увеличения выработки моторных топлив является вовлечение в переработку нефтяных остатков.

До недавнего времени термические процессы (термический крекинг, висбрекинг, замедленное коксование и флюидкокинг) считались ведущими в конверсии нефтяных остатков благодаря относительно невысоким затратам и умеренному расходу водорода. Однако по мере роста цен на сырую нефть, получение от 20 до 35 мас. % кокса из гудрона становится невыгодным. Кроме того, на многих НПЗ, рассматривающих возможность включения этих процессов в схему завода, часто не оказывается достаточных мощностей вторичной переработки (гидроочистка, каталитический крекинг, гидрокрекинг и т.д.) тяжелых газойлей с этих установок.

Недостатки термических процессов производства битумов и кокса, кроме низкой глубины конверсии, заключаются в получении нестабильных малоценных побочных продуктов (асфальта, газойлей, низкокалорийного газа и бензина), требующих последующей экстенсивной переработки и доведения их до необходимого качества товарной продукции.

Решением проблемы, как это следует из анализа имеющихся данных, является включение в схемы нефтеперерабатывающих заводов интегрированных блоков газификации вместе с блоками процесса Фишера – Тропша. За рубежом уже в настоящее время существуют такие комплексы, и опыт их эксплуатации убедительно демонстрирует их преимущества [17–20]. В ближайшие 20 лет, согласно прогнозам, большинство нефтеперерабатывающих заводов будут дооборудованы блоками газификации и Фишера – Тропша.

Газификация является одним из самых экологически чистых и гибких способов переработки нефтяных остатков, таких как мазут первичной нефтепереработки, смолы, отходы деасфальтизации, отходы нефтедобычи, крекинг-остатки, тяжелый газойль, обеспечивающих получение ценных продуктов – электроэнергии, водорода, синтетических топлив, сырья для нефтехимии.

Газификация нефтяных остатков – это перспективный способ получения синтез-газа, используемого для производства СЖТ, аммиака, метанола и оксоспиртов. Типичными представителями таких технологий являются SGP (Shell Gasification Process) и GE (Texaco Gasification Process) [7].

Самые тяжелые остаточные углеводородные фракции с высоким содержанием серы и металлов могут быть превращены в чистый синтез-газ и ценные оксиды металлов. Образующиеся при этом соединения серы могут быть выделены обычными способами и трансформированы в элементарную серу или серную кислоту.

Газификация нефтяных остатков весьма энергоэффективна, поэтому НПЗ с блоками газификации могут увеличивать глубину переработки нефти до 97–99%, генерировать водород без использования природного газа, уменьшить отходы, повысить эффективность и увеличить выпуск продукции.

Удачным примером реализации технологии получения СЖТ из биомассы с использованием процесса Фишера – Тропша является демонстрационная установка мощностью 8 МВт (Гюссинг, Австрия). Процесс газификации биомассы осуществляется в псевдоожиженном слое [21]. Имеется опыт газификации смесей нефтяного кокса и биомассы [22].

В настоящее время в мире насчитывается более 272 действующих газификационных установок с 686 газификаторами [23]. Около 25% аммиака в мире и более 30% метанола в настоящее время производится процессами газификации.

Хотя доли биомассы и отходов нефтепереработки и ТБО в общем сырьевом балансе процессов газификации в настоящее время очень малы, ожидается, что в будущем эти категории сырья будет расти.

С экологической точки зрения, процесс получения СЖТ из угля является более сложным и вредным процессом, чем GTL и BTL-технологии. Сопоставление объемов капитальных затрат на реализацию этих процессов дает следующие результаты: если затраты на GTL = 1, то для CTL коэффициент будет равен 1,5 и выше, а для BTL больше 2,6.

В России, по данным Министерства сельского хозяйства [24], в АПК ежегодно генерируется более 770 млн т биомассы в виде отходов. Очевидно, что решением проблемы отходов АПК является разработка новых технологических процессов производства из них продукции технического назначения. Комплексная переработка сельскохозяйственного сырья, наиболее полное извлечение из него ценных компонентов, рециклинг отходов – это резерв увеличения выработки продукции, повышения эффективности производственной сферы и сохранения экологического природного равновесия.

Одним из направлений использования растительного сырья, интенсивно развивающимся в последние годы, является получение из него биодизеля. Недостатком этого направления является необходимость утилизации побочных продуктов и высокая стоимость получаемого топлива: стоимость производства биоэтанола из целлюлозосодержащего сырья вдвое выше стоимости его производства из зерна. Это обстоятельство ограничивает перспективы внедрения технологии.

Новым этапом в длинной истории СЖТ может стать разработка и создание технологий совместной переработки нефтяных остатков и альтернативных видов природного сырья, самым крупнотоннажным из которых является биомасса и, в частности, отходы агропромышленного комплекса. Так, согласно исследованию Национальной лаборатории энергетических технологий США NETL, совместная газификация 30% биомассы непищевого происхождения с углем для производства дизельного топлива существенно снижает выбросы в окружающую среду при использовании такого топлива. Переработка смесей отходов нефтепереработки и отходов АПК представляется перспективным направлением глобальной трансформации сырьевой энергетической базы и создания пула возобновляемых, по существу неисчерпаемых, источников топлива и энергии. Объединение процессов переработки нефти, нефтяных отходов и отходов АПК в едином цикле позволит снизить капиталоемкость производства при его реализации в промышленности, а также снизить энергозатраты на переработку ТНО и отходов АПК. Результаты исследований в этом направлении могут быть использованы при разработке схем российских НПЗ будущего.

ТАБЛИЦА 2. Компонентный состав синтез-газа, образующегося при газификации суспензий, состоящих из гудрона и растительной биомассы

Состав суспензии	Состав газа, % об.					Соотношение H_2 : CO
	H_2	CO	CO_2	N_2	C_1	
10% гудрона и 90% стержней початков кукурузы	20,2	12,3	9,6	56,1	1,8	1,64
10% гудрона и 90% лузги подсолнечника	21,5	10,7	8,5	57,9	1,4	2,00

Обеспечить синергический эффект могут топливно-оргхим-энергетические комплексы – агломерации. Термин «кластер» для таких структур, очевидно, не вполне пригоден, т.к. относится к однородным элементам, а в состав таких комплексов будут входить производства, которые нельзя назвать технологически однородными: блоки подготовки сырья (смесей нефтяных остатков, углей, углеотходов, биомассы, ТБО в различных сочетаниях) к переработке, блоки переработки сырья, блоки получения товарной продукции (СЖТ, метанола, спиртов, олефинов, ароматики и других углеводородных продуктов, а также тепловой и электроэнергии).

В наших работах [25, 26] показана принципиальная возможность переработки смесей отходов агрокомплекса и ТНО с получением синтез-газа, характеристики которого (табл. 2) обеспечивают возможность использования в процессе Фишера – Тропша и получения синтетической нефти. Интересно отметить, что в этих работах был выявлен эффект синергии при переработке смесей углеводородного сырья минерального и растительного происхождения.

Условия газификации во всех опытах были следующие:

- температура 1000–1200 °C;
- коэффициент избытка воздуха 0,3–0,4.

Предлагаемое направление – переработка в едином технологическом цикле основных крупнотоннажных видов неквалифицированных вторичных ресурсов (тяжелых нефтяных остатков нефтепереработки, растительных отходов агропромышленного комплекса, ТБО и других видов низкокалорийного углеводородного сырья), включающая газификацию сырья и конверсию получаемого синтез-газа в ценные продукты, – соответствует приоритетным направлениям государственной программы по переходу к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышению эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формированию новых источников, способов транспортировки и хранения энергии «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года».

Использование предлагаемой технологии в России может стать решением проблемы топливно-энергетического обеспечения удаленных регионов Арктического побережья и Крайнего Севера, развития регионов Сибири и Дальнего Востока. Можно предполагать и другие положительные моменты: увеличение доли ценных продуктов и, соответственно, ее добавленной стоимости, улучшение экологической ситуации в стране как следствие внедрения СЖТ, освоение новых сегментов рынка и увеличение поступлений в бюджет.

Литература

1. *В.З. Мордкович, Л.В. Синева, Е.В. Кульчаковская, Е.Ю. Асалиева. Четыре поколения технологии жидкого топлива на основе синтеза Фишера – Тропша // Катализ в промышленности, 5 (15), 2015, с. 23–45.*
2. *Gasification for Synthetic Fuel Production.1st Edition. Published Date: 30th September 2014, 348 p.*
3. *Каган Д.Н., Шпильрайн Э.Э., Лапидус А.Л. // Газохимия. Июнь–июль 2008. С. 50.*
4. *Хасин А.А. Обзор известных технологий получения синтетических жидких углеводородов по методу Фишера–Тропша // Газохимия. 2008. № 4. С. 28–36.*
5. *Fischer–Tropsch Technology. Studies in Surface Science and Catalysis. Ed. By Dry M., Steynberg A. Amsterdam: Elsevier, 2004. 700 p.*
6. *Olga Glebova. Gas to Liquids: Historical Development and Future Prospects // Oxford Institute for Energy Studies NG 80 November 2013. 47 p.*
7. *Елисеев О.Л. Технологии «газ в жидкость» // Рос. хим. ж. (Ж. Рос. хим. об-ва им. Д.И. Менделеева. 2008. Т. LII. № 6. С. 53–62.*
8. *Dr Andrew J Minchener Coal-to-oil, gas and chemicals in China // IEA CLEAN COAL CENTRE, February 2011, 49 p.*
9. *Jian Xu, Yong Yang, Yong-Wang Li. Recent development in converting coal to clean fuels in China // Fuel 152 (2015), 122–130.*
10. *Air Products to acquire Shell's coal gasification technology business and patent portfolio for liquids (residue) gasification; coal-to-fuels in China // Posted on 11 January 2018 in China, Coal, Coal-to-Liquids (CTL), Fuels, Gasification.*
11. *N. N. Auerbach, Minxin Pei. Coal-to-Liquid Technology: A Look at the Geopolitical Tension Behind China's Energy Strategy Graduation Year // Open Access Senior Thesis Bachelor of Arts Department Politics and International Relations 2018.*
12. *Liquid Fuels Production from Coal & Gas // IEA ETSAP – Technology Brief P06 – May 2010 – www.etsap.org.*
13. *В.С. Охатрина. Международный опыт производства синтетических жидких топлив по технологии GTL и перспективы его развития // Проблемы современной экономики 2012, № 4, с. 114–116.*
14. *И.И. Миргязов, А И. Абдуллин. Индустрия GTL: Состояние и перспективы.// Вестник Казанского технологического университета, 2014, с. 253–257.*
15. *П.Е. Матковский, И.В. Седов, В.И. Савченко, Р.С. Яруллин Технологии получения и переработки синтез-газа // Газохимия 2011, с. 77–84.*
16. *Assessing a Coal-to-Liquids Fuel Industry in the United States// RESEARCH BRIEF https://www.rand.org/pubs/research_briefs/RB9342/index1.html. Copyright © 2008 RAND Corporation.*
17. *Р. Хендерсон, Р.М. Родвел, А. Харджи Модификация НПЗ для переработки нетрадиционных тяжелых нефтей // Нефтегазовые технологии. – 2006. – № 1. – С. 67–73.*
18. *Yuming Zhang, Lei Huang, Xiaoying Xi, Wangliang Li, Guogang Sun, Shiqiu Gao, and Shu Zhang Deep Conversion of Venezuela Heavy Oil via Integrated Cracking and Coke Gasification – Combustion Process // Publication Date (Web): August 11, 2017, Copyright © 2017 American Chemical Society.*
19. *Sreedharan V. CFD Analysis of Coal and Heavy Oil Gasification for Syngas Production // Aalborg Universitet (2012).*
20. *Zuideveld P.J. Wolff New methods upgrade refinery residuals into lighter products // Hydrocarbon Processing. – 2006. – Vol. 85, № 2. – P. 73–79.*
21. *R. Rauch From gasification to synthetic fuels via Fischer–Tropsch synthesis // Bulletin of the Transilvania University of Brasov. Vol. 3 (52). – 2010. Series I: Engineering Sciences, P. 33–40.*
22. *Nemanova, V., Abedini, A., Liliedahl, T., Engvall, K. Co-gasification of petroleum coke and biomass (2014) Fuel, 117 (PART A), pp. 870–875.*
23. *https://www.globalsyngas.org/resources/the-gasification-industry/.*
24. *Рециклинг отходов в АПК. Министерство сельского хозяйства РФ. Справочник 2011.*
25. *А.Ю. Крылова, Е.Г. Горлов, А.В. Шумовский, Ю.П. Ясьян, М.Ю. Нисковская Получение химических продуктов каталитическим превращением биомассы // Химия и технология топлив и масел, № 3, 2018, С. 3–6.*
26. *Е.Г. Горлов, А.В. Шумовский, Ю.П. Ясьян, Б.М. Аникушин, Н.А. Сваровская, М.Ю. Нисковская Исследование процесса газификации смесей нефтяного и растительного сырья // Химия и технология топлив и масел, № 5, 2018, с. 3–6.*

KEYWORDS: *Fischer–Tropsch synthesis, synthetic liquid fuels, gasification, synthesis gas, oil residues, coal, biomass.*

УДК 004.9

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Ивашкина Елена Николаевна,
профессор отделения химической инженерии, д.т.н.

Иванчина Эмилия Дмитриевна,
профессор отделения химической инженерии, д.т.н.

Назарова Галина Юрьевна,
ассистент отделения химической инженерии

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ГЛУБИНЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И НАРАЩИВАНИЯ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ТОПЛИВ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ВНЕДРЯЮТСЯ ПРОЦЕССЫ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ, В ТОМ ЧИСЛЕ И КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА. НАРЯДУ С ИНТЕНСИВНОЙ НАУЧНОЙ РАБОТОЙ В ОБЛАСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА, АКТУАЛЬНЫМ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРОЦЕССА С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ. В ЭТОЙ СТАТЬЕ СПЕЦИАЛИСТЫ НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА РАССКАЗЫВАЮТ, КАК НА ОСНОВЕ УСТАНОВЛЕННЫХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ И КИНЕТИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ХИМИЧЕСКИХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ЛИФТ-РЕАКТОРЕ, БЫЛА СОЗДАНА МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, С ПОМОЩЬЮ КОТОРОЙ ВЫРАБОТАНЫ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ И ЖИРНОГО ГАЗА В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА СЫРЬЯ И АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРА

TO INCREASE THE DEPTH OF OIL REFINING AND INCREASE THE PRODUCTION OF ENVIRONMENTAL FUELS, ENTERPRISES ARE INTRODUCING DEEP PROCESSING, INCLUDING CATALYTIC CRACKING. ALONG WITH INTENSIVE SCIENTIFIC WORK IN THE FIELD OF IMPROVING CATALYTIC CRACKING TECHNOLOGY, THE FORECASTING OF PROCESS INDICATORS USING MATHEMATICAL MODELS IS RELEVANT. IN THIS ARTICLE, SPECIALISTS OF THE NATIONAL TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY, BASED ON THE THERMODYNAMIC AND KINETIC LAWS OF CHEMICAL TRANSFORMATIONS OF HIGH MOLECULAR WEIGHT HYDROCARBONS IN A RISER, TELL HOW A MATHEMATICAL MODEL WAS CREATED, WITH THE HELP OF WHICH TECHNICAL SOLUTIONS WERE DEVELOPED AIMED AT INCREASING THE YIELD OF GASOLINE FRACTION AND FAT GAS IN THE CATALYTIC CRACKING PROCESS UNDER CONDITIONS OF CHANGES IN THE HYDROCARBON COMPOSITION OF THE PETROLEUM AND CATALYST ACTIVITY

Ключевые слова: *математическое моделирование, каталитический крекинг, увеличение глубины переработки, производство высокооктановых бензинов, жирный газ.*

Введение

С целью увеличения глубины переработки нефти с 74–75 до 90–91 % [1] и наращивания объемов производства моторного топлива высших экологических классов на российских предприятиях осуществляется модернизация и внедрение процессов глубокой переработки нефтяного сырья, в том числе и каталитического крекинга, обеспечивающего производство около четверти от мирового бензинового фонда [2]. Кроме того, жирный газ каталитического крекинга представляет интерес в качестве сырья для нефтехимической промышленности, производства алкилата, МТБЭ и др.

В зависимости от перерабатываемого сырья и назначения процесса (производство газа, компонентов бензина или дизельного топлива) технологии каталитического крекинга существенно отличаются как с конструктивной точки зрения (вовлечение сырья с разными температурами кипения в переработку, рециркуляция продуктов, вовлечение легких олефинов в качестве сырья, многоступенчатая регенерация и пр.), так и типом используемых катализаторов. Сегодня значительное число исследований направлено на разработку новых и модернизацию действующих установок каталитического крекинга и современных катализаторов для переработки тяжелых нефтяных фракций и остаточного сырья, в том числе направленных на увеличение выхода и октанового числа бензина, газов и менее подверженных отравлению тяжелыми металлами [3–6].

ФАКТЫ

50-70 %

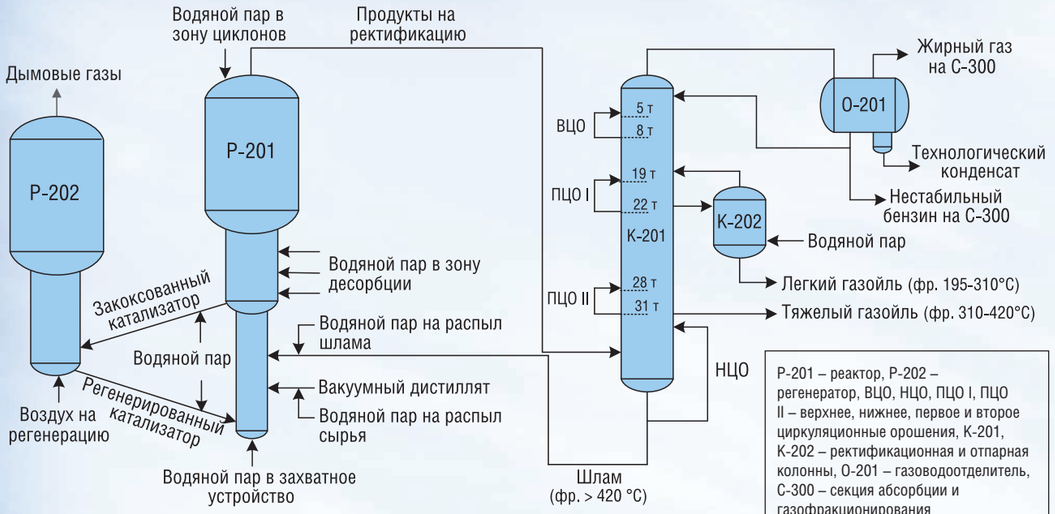
достигает выход бензиновой фракции на установках каталитического крекинга в России и США

Более чем за 70-летнюю историю технологии каталитического крекинга (стационарный слой – движущийся слой шарикового катализатора – «кипящий» слой микросферического катализатора – лифт-реактора) при переходе от таблетированных катализаторов на основе природных глин к микросферическим цеолитсодержащим достигнуто существенное увеличение выхода светлых нефтепродуктов и легких алкенов.

Сегодня в процессе каталитического крекинга переработке подвергается сырье различных типов – вакуумные и атмосферные газойли и мазуты, газойли коксования, висбрекинга, кубовые остатки гидрокрекинга, комбинации перечисленных потоков, их смеси с растительным сырьем и др. [7]. Выход бензиновой фракции на установках каталитического крекинга в России и США достигает более 50–70 % (об.) по сравнению с 30–40,0 % (об.) выхода бензина на начальных этапах развития процесса [8, 9].

На российских предприятиях сегодня широкое внедрение получили установки каталитического крекинга

РИС. 1. Принципиальная технологическая схема процесса каталитического крекинга вакуумного газойля



Р-201 – реактор, Р-202 – регенератор, ВЦО, НЦО, ПЦО I, ПЦО II – верхнее, нижнее, первое и второе циркуляционные орошения, К-201, К-202 – ректификационная и отпарная колонны, О-201 – газоводоотделитель, С-300 – секция абсорбции и газофракционирования

с лифт-реактором и использованием микросферических цеолитсодержащих катализаторов отечественных и зарубежных производителей различных марок, обеспечивающих выход бензина до 60% мас. Такие установки отличаются от своих предшественников более высокой производительностью по сырью, конверсией 63–66% мас. при снижении времени контакта сырья и катализатора (ок. 3,5 с) и содержания кокса на регенерированном катализаторе [7, 10].

В зарубежной практике широкое распространение получили установки каталитического крекинга, предназначенные для переработки остаточного нефтяного сырья, в частности остатков атмосферно-вакуумных установок [11] с целью получения максимального выхода газообразных углеводородов (этилен, пропилен и др.), компонентов высокооктанового бензина или дизельного топлива.

Вовлечение в переработку тяжелого нефтяного сырья способствует усиленному коксообразованию на катализаторе, повышению температуры в зоне регенерации, что требует существенного изменения конструкционных особенностей аппаратов и катализаторов, включая использование многоступенчатой регенерации, холодильников для катализатора и пр. и совершенствование системы регулировки теплового баланса на установке.

При этом оптимизация работы установок каталитического крекинга является многофакторной задачей, поскольку тепловой баланс системы «реактор–регенератор» обеспечивается при сгорании кокса, осажденного на катализаторе в ходе реакционного процесса, и определяется характеристиками перерабатываемого сырья и катализатора.

Наряду с интенсивной научной работой как в России, так и за рубежом в области совершенствования технологии каталитического крекинга, актуальным является прогнозирование показателей процесса с применением математических моделей, учитывающих изменение углеводородного состава перерабатываемого сырья и активности катализаторов, а также взаимосвязь режимов работы реактора и регенератора.

ФАКТЫ

2,4 млн т

в год по сырью составляет проектная производительность установки каталитического крекинга

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете на основе установленных термодинамических и кинетических закономерностей химических превращений высокомолекулярных углеводородов в лифт-реакторе, была создана надежная математическая модель, с помощью которой выработаны технические решения, направленные на увеличение выхода бензиновой фракции и жирного газа в процессе каталитического крекинга в условиях изменения углеводородного состава сырья и активности катализатора.

Характеристика объекта исследований

Технология каталитического крекинга реализована в составе комбинированной установки, предназначенной для глубокой переработки мазута по топливному варианту КТ-1/1.

Сырьем процесса каталитического крекинга является вакуумный дистиллят – продукт вакуумной перегонки мазута с последующей гидроочисткой. Проектная производительность установки каталитического крекинга – 2,4 млн т в год по сырью. Принципиальная технологическая схема установки каталитического крекинга представлена на рисунке 1.

В зависимости от требуемого качества и соотношения продуктов крекинга технологический режим работы установки характеризуется широкими интервалами по основным параметрам (расход и температура сырья – 160–425 м³/ч и 240–350 °С, расход шлама в реактор и водяного пара в захватное устройство лифт-реактора – не более 14 м³/ч и не менее 4000 кг/ч, температура в середине кипящего слоя и давление в отстойной зоне регенератора – 630–700 °С и 0,05–0,21 МПа, температура регенерированного катализатора – не выше 730 °С, кратность циркуляции катализатора – 4–8 $т_{кат}/т_{сырья}$, температура крекинга и давление в отстойной зоне реактора – 495–542 °С и 0,078–0,16 МПа и др.).

При этом оптимизация режимов работы установки на стадии каталитического превращения высокомолекулярных углеводородов в лифт-реакторе определяется в первую очередь в зависимости от характеристик перерабатываемого сырья, температуры сырья и регенерированного катализатора, его активности, а также кратности циркуляции данных потоков.

Учитывая, что в процессе каталитического крекинга переработке подвергается тяжелое нефтяное сырье (фр. 350–570 °С), а также большое число параметров, влияющих на показатели процесса, для исследования свойств и управления химико-технологическим объектом использован комплексный подход на основе метода математического моделирования.

Вместе с тем моделирование процессов глубокой переработки нефтяного сырья осложняется, во-первых, трудностью идентификации углеводородного состава сырьевого потока (фракционный состав 350–570 °С), необходимого для оценки термодинамических параметров реакций и формализации схемы химических превращений. Во-вторых, отсутствием термодинамических параметров реакций с участием высокомолекулярных углеводородов (высокомолекулярные парафиновые и изопарафиновые углеводороды $С_{21+}$, высокомолекулярные олефиновые углеводороды с двойной связью у атома углерода, находящегося в третьем и далее положении, алкилциклогексаны, алкилароматичсекие углеводороды, алкилнафталлины и др.) в справочной литературе. В-третьих, нестационарностью процесса в реальных условиях, обусловленной протеканием обратимой и необратимой дезактивации катализатора, влиянием текущих концентраций участников превращений и текущей температуры крекинга. В-четвертых, сопряженностью работы системы

ФАКТЫ

На 0,54 %

снижается активность катализатора в результате увеличения содержания ванадия в сырье процесса на 0,3 ppm

«реактор–регенератор», определяющей во многом температуру крекинга и изменяющуюся активность катализатора и, как следствие, качество и количество получаемых продуктов.

Используемый в работе подход включает проведение лабораторных, численных и экспериментальных исследований, обеспечивающих установление и учет свойств и состава перерабатываемого сырья, термодинамических и кинетических закономерностей реакций в лифт-реакторе с участием высокомолекулярных углеводородов, а также закономерностей изменения активности катализатора под действием кокса и тяжелых металлов.

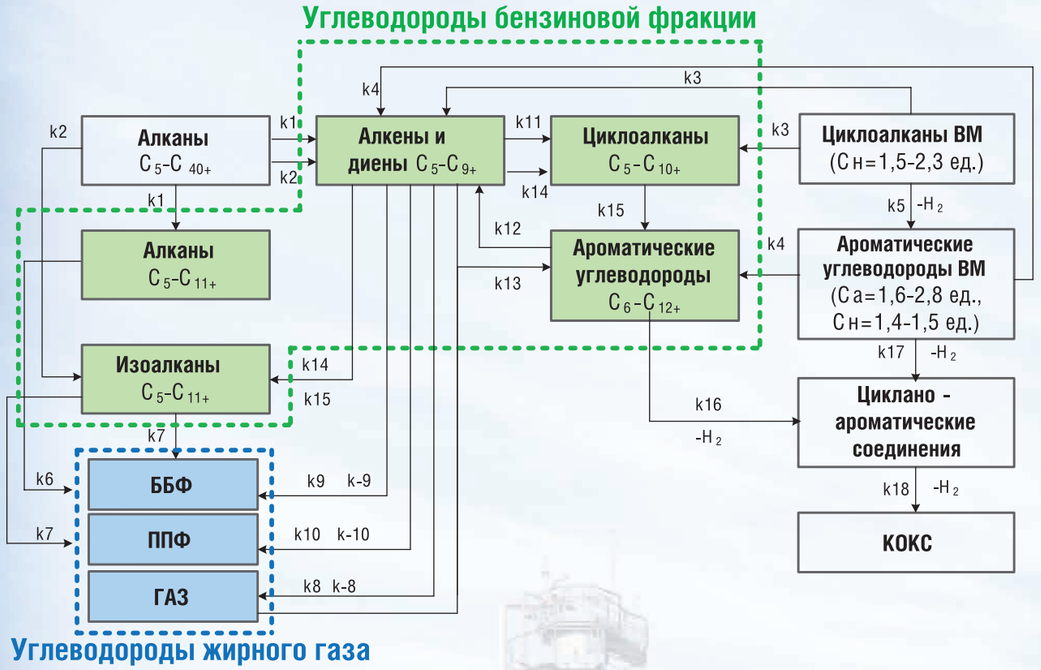
Моделирование работы промышленных установок каталитического крекинга

При моделировании многокомпонентного процесса наиболее важным этапом, определяющим прогнозирующую способность модели, является выбор уровня детализации механизма каталитических превращений групп углеводородов, а также описание дезактивации катализаторов с использованием селективных или неселективных моделей [12].

Комплексные исследования сырья, продуктов, а также образцов закоксованного и регенерированного катализаторов с применением методов жидкостной и газовой хроматографии, структурно-группового анализа, хромато-масс-спектрометрии, синхронного термогравиметрического анализа, метода БЭТ и др. позволили установить структуры углеводородов сырья, характеризующегося высокими температурами кипения (350–570 °С) и кокса, образующегося на катализаторе в результате химических превращений сырья [13, 14].

Синтезируя результаты лабораторных исследований и обработки экспериментальных

РИС. 2. Схема превращений углеводородов процесса каталитического крекинга в интервале температур теплового равновесия сырья и катализатора (810–848 °С): kj – константы скоростей реакций



данных с промышленных установок каталитического крекинга, определена необходимость учета углеводородного состава перерабатываемого сырья, а также содержания в сырье никеля и ванадия, при прогнозировании состава и выхода продуктов каталитического крекинга. Это обусловлено значительным влиянием состава сырья на степень коксообразования на катализаторе, его активность, температурный режим процесса, выход и качество продуктов.

На основании установленных структур углеводородов составлен список возможных реакций с участием высокомолекулярных углеводородов вакуумного дистиллята, выполнен подробный термодинамический анализ реакций процесса каталитического крекинга с применением методов квантовой химии [15] и сформирована схема превращений углеводородов в условиях температур каталитического крекинга (рисунок 2), учитывающая первичные и вторичные реакции процесса.

Уровень детализации химических превращений при кинетическом описании выбран в зависимости от требуемой предсказательной силы модели в отношении ряда конкретных задач (прогнозирование группового состава и октанового числа бензиновой фракции, состава жирного газа, и кокса) и определен чувствительностью модели к составу

ФАКТЫ

в 1,23 раза

увеличивается дегидрирующая функция катализатора в результате увеличения содержания никеля на 0,2 ppmванадия в сырье процесса на 0,3 ppm

перерабатываемого сырья, набором экспериментальных и лабораторных данных при идентификации групп углеводородов тяжелых фракций.

Разработанная формализованная схема учитывает превращения высокомолекулярных углеводородов, протекающих на поверхности микросферического бицеолитного катализатора, и ориентирована на прогнозирование группового состава бензиновой фракции и жирного газа, в частности, содержания пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой фракций, и кокса.

Система кинетических уравнений, описывающих изменение концентраций реагирующих веществ по времени контакта сырья и катализатора в лифт-реакторе составлена с учетом прямых и обратных реакций. Выражения для скоростей реакций, входящий в кинетические уравнения, записаны согласно закону действующих масс, определение кинетически необратимых стадий на каждом шаге расчета осуществляется и корректируется по величине текущего сродства реакций

с учетом текущих концентраций участников превращений и температуры крекинга [16].

Разработанная модель учитывает изменение активности регенерированного катализатора в зависимости от содержания тяжелых металлов в сырье каталитического крекинга при совместном влиянии никеля и ванадия в соответствии с реакциями, предложенными в работе [17], и изменение активности катализатора в отношении реакций, катализируемых цеолитами Y и ZSM-5, по высоте лифт-реактора в зависимости от концентрации кокса на катализаторе.

При прогнозировании активности регенерированного катализатора учтено совместное влияние тяжелых металлов в сырье крекинга, поскольку увеличение содержание никеля в сырье крекинга способно снижать дезактивирующее действие (деалюминирование) ванадия, но увеличивать дегидрирующую способность катализатора, что приводит к увеличению степени его закоксованности.

Математическая модель обеспечивает количественный учет влияния состава сырья путем учета концентраций реагентов, констант скоростей реакций (1)

$$W_j = k_j \cdot C_i, \qquad (1)$$

а также введением в модель функции дезактивации катализатора (2), которая рассчитывается в зависимости от содержания кокса на его поверхности.

$$\psi = f(A_0, C_{Ni}, C_V, C_к), \qquad (2)$$

где A_0 – активность регенерированного катализатора, C_{Ni}, C_V – содержание никеля и ванадия в сырье каталитического крекинга (принято допущение, что металлы полностью отлагаются на катализаторе), мас%, $C_к$ – концентрация кокса, определяемая характеристиками перерабатываемого сырья и условиями процесса при расчете в соответствии с формализованной схемой превращений углеводородов.

Применение разработанной математической модели процесса каталитического крекинга позволяет комплексно оценить влияние состава сырья, основных параметров технологического режима, в частности температуры регенерированного катализатора и сырья, кратности циркуляции катализатора, расхода пара и др. на выход бензиновой фракции, жирного газа и кокса, а также изменение активности катализатора. Прогнозные расчеты позволяют корректировать режимы эксплуатации аппарата для увеличения выхода целевого продукта при сохранении высоких октановых характеристик и снижении избыточного коксообразования.

Установлено, что углеводородный состав перерабатываемого сырья, в частности высокое содержание смолистых соединений, и активность регенерированного катализатора значительно влияют на скорости целевых и побочных реакций процесса. При изменении содержания смолистых компонентов в сырье в интервале 2,1–4,7 мас. % содержание кокса на катализаторе изменяется

ФАКТЫ

На 0,9–2,6 % мас

увеличивается выход бензиновой фракции при увеличении выхода жирного газа и снижении избыточного коксообразования на катализаторе с 0,96 до 0,80 мас. %

в диапазоне 0,55–0,99 мас. % при постоянных параметрах технологического режима и активности регенерированного катализатора, активность катализатора изменяется на 4,17–7,33 % и 6,07–10,49 % в отношении реакций, катализируемых цеолитами Y и ZSM-5 соответственно.

Установлены закономерности изменения активности катализатора крекинга в отношении первичных и вторичных реакций каталитического крекинга в зависимости от природы и концентрации дезактивирующих веществ – кокса (0–0,60 % мас.) и тяжелых металлов (0–0,3 ppm). Расчеты показали, что увеличение содержания ванадия в сырье процесса на 0,3 ppm приводит к снижению активности катализатора на 0,54 % вследствие его деалюминирования при переработке годового объема сырья, увеличение содержания никеля на 0,2 ppm увеличивает дегидрирующую функцию катализатора в 1,23 раза и, следовательно, коксообразование (с 0,44 до 0,53 % мас.), при этом ингибирует дезактивирующее действие ванадия на 0,23 %.

С применением разработанной модели установлены закономерности изменения выхода бензиновой фракции и непредельного газа в процессе каталитического крекинга в зависимости от состава сырья, активности и кратности циркуляции катализатора и температурных условий на стадии каталитического превращения и определены технологические условия, при которых достигается максимальный выход бензиновой фракции (57,4–60,9 мас. %) при увеличении выхода ценных олефинов. Оптимальные параметры работы лифт-реактора каталитического крекинга лежат в следующих интервалах: температура сырья (310–337 °С), кратности циркуляции катализатора (6,1–7,4$т_{кат}/т_{сырья}$), температура крекинга 526,3–532,6 °С в зависимости от углеводородного состава сырья, температуры и активности катализаторного потока. Установленные режимы

эксплуатации промышленной установки обеспечивают увеличение выхода бензиновой фракции на 0,9–2,6% мас. (52,2–162,6 т/сут) и октанового числа до 3 п. при увеличении выхода жирного газа (3,9–7,4 мас. %) и снижении избыточного коксообразования на катализаторе с 0,96 до 0,80 мас. %.

Заключение

В результате выполненных численных и экспериментальных исследований установлены термодинамические и кинетические закономерности реакций с участием высокомолекулярных углеводородов вакуумного дистиллята и разработана математическая модель процесса каталитического крекинга (абсолютная погрешность расчетов сопоставима с погрешностью лабораторного определения индивидуального углеводородного состава и не превышает 7 мас. %).

Применение математической модели обеспечивает прогнозирование выхода, состава продуктов каталитического крекинга и активности катализатора, в зависимости от характеристик перерабатываемого сырья и режимов работы лифт-реактора, получение практически значимых рекомендаций по организации технологического режима работы лифт-реактора для увеличения выхода целевых продуктов. Показана возможность производства максимального количества бензиновой фракции при увеличении выхода легких алкенов и снижении коксообразования за счет корректировки технологических условий работы лифт-реактора с учетом изменения активности катализатора и его температуры после стадии регенерации в условиях переменного состава сырья.

Применение математической модели в качестве компьютерных тренажеров в комплексе с электронными образовательными ресурсами для инженерно-технического персонала нефтехимических предприятий, а также бакалавров и магистров, обучающихся по направлениям «Химическая технология», «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии», обеспечит углубленное изучение закономерностей процесса переработки тяжелого нефтяного сырья. ●

Работа выполнена при поддержке гранта Президента РФ МД-4620.2018.8.

Литература

1. *Проект энергостратегии Российской Федерации на период до 2035 года [электронный ресурс]. – Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/1920.*
2. *Ершов Д.С., Хафизов А.Р., Мустафин И.А., Станкевич К.Е., Ганцев А.В., Сидоров Г.М. Современное состояние и тенденции развития процесса каталитического крекинга // Fundamental research. – 2017. – № 12. – С. 282–286.*
3. *Магомедов Р.Н., Попова А.З., Марютина Т.А., Кадиев Х.М., Хаджиев С.Н. Состояние и перспективы деметаллизации тяжелого нефтяного сырья (обзор) // Нефтехимия. – 2015. – Т55. – № 4. – С. 267–290.*
4. *Etim U.J., Xu B., Ullah R., Yan Z., Effect of vanadium contamination on the framework and micropore structure of ultra stable Y-zeolite // J. Colloid Interface Sci. – 2016. – Vol. 463. – P. 188–198.*
5. *Сорокина Т.П., Булучевская, Л.А. Потапенко, О.В. Доронин, В.П. Превращения порфиринов никеля и ванадия в условиях каталитического крекинга // Нефтехимия. – 2010. – Т 50. – №1. – С. 52–56.*
6. *Нефедов Б.К., Радченко Е.Д., Алиев Р.Р. Катализаторы процессов углубленной переработки нефти. М.: Химия, 1992. – 265 с.*
7. *Хавкин В.А., Капустин В.М., Герзелиев И.М. Пути развития процесса каталитического крекинга // Мир нефтепродуктов. – 2016. – № 10. – С. 4–9.*
8. *Солодова Н.Л., Терентьева Н.А. Современное состояние и тенденции развития каталитического крекинга нефтяного сырья // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – № 1. – Т. 15. – С. 141–147.*
9. *Солодова Н.Л., Черкасова Е.И. Тенденции развития нефтепереработки в России // Вестник Казанского технологического университета. – 2016. – № 21. – Т. 19. – С. 57–63.*
10. *Мейерс Р.А. Основные процессы нефтепереработки / Р.А. Мейерс; Справочник: под ред. О.Ф. Глаголевой, О.П. Лыковой; пер. с англ. 3-го изд. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. – 944 с.*
11. *Соляр Б.З., Аладышева Э.З., Галиев Р.Г., Хавкин В.А. Каталитический крекинг остаточного нефтяного сырья // Технологии нефти и газа. – 2009. – № 1. – С. 3–11.*
12. *Pinheiro C.I.C., Fernandes J.L., Domingues L., Chambel A.J.S., Gra a I., Oliveira N.M.C., Cerqueira H.S., Ribeiro F.R., Fluid catalytic cracking (FCC) process modeling, simulation, and control // Ind. Eng. Chem. Res. 2012. – Vol. 51. P. 1–29.*
13. *Ivanchina E.D., Ivashkina E.N., Nazarova G.Y. Mathematical modelling of catalytic cracking riser reactor // Chemical Engineering Journal. – 2017. – Vol. 329. – P. 262–274.*
14. *Иванчина Э.Д. , Ивашкина Е.Н., Назарова Г.Ю., Сейтенова Г.Ж. Влияние группового состава сырья на октановое число и состав бензиновой фракции процесса каталитического крекинга вакуумного дистиллята // Нефтехимия. – 2018. – Т. 58 – № 2. – С. 180–193.*
15. *Иванчина Э.Д., Ивашкина Е.Н.,. Назарова Г.Ю, Стебенева В.И., Шафран Т.А., Киселева С.В., Храпов Д.В., Короткова Н.В., Есипенко Р.В. Разработка кинетической модели процесса каталитического крекинга // Катализ в промышленности. – 2017. – Т. 17. – № 6.– С. 477–486.*
16. *Пармон В.Н. Термодинамика неравновесных процессов для химиков. – Долгопрудный: Интеллект, 2015. – 472 с.*
17. *Etim U.J., Xu B., Bai P., Rooh Ullah, Subhan F., Yan Z. Role of nickel on vanadium poisoned FCC catalyst: A study of physiochemical properties // Journal of Energy Chemistry. – 2016. Vol. 25. – P. 667–676.*

KEYWORDS: *mathematical modeling, catalytic cracking, increasing the depth of processing, production of high-octane gasoline, fatty gas.*

РЕКЛАМА

1–4 ОКТЯБРЯ 2019

IX ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ПРИЗНАННАЯ ПЛОЩАДКА ДЛЯ ДИСКУССИИ О РАЗВИТИИ МИРОВОЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
Министерство энергетики Российской Федерации
NGV Italy

ПРИ УЧАСТИИ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
Российский экспортный центр
ЭКСАР
РОСЭКСИМБАНК

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЁР
ГАЗПРОМ

ПАРТНЁРЫ
uniper
wintershall dea
Комита Группа компаний
Boskalis
Газпром Автоматизация
Газпромбанк
ТМК Трубная металлургическая компания
Загорский трубный завод
ГМС Группа
Концерн ВКО Алмаз – Антей
Салаватский Катализаторный Завод

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU
18+
GAS-FORUM.RU

Neftegaz.RU
номер 9/2019 г.

УДК 004.9; 665.6

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РИФОРМИНГА НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ

Загоруйко Андрей Николаевич,
ведущий научный сотрудник Института катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, д.т.н.

Зайнуллин Равиль Забитович,
управление научных исследований и разработок Уфимского государственного нефтяного технического университета, инженер

КАТАЛИТИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ ЯВЛЯЮТСЯ ОСНОВОЙ СЕГОДНЯШНИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ПРОИЗВОДСТВО СОВРЕМЕННЫХ ТОПЛИВ И ЦЕННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПОЛУПРОДУКТОВ ДЛЯ НУЖД НЕФТЕХИМИИ. НЕ БУДЕТ ПРЕУВЕЛИЧЕНИЕМ СКАЗАТЬ, ЧТО ИМЕННО ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА СЕГОДНЯ ОПРЕДЕЛЯЕТ ОБЩУЮ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, ПОЭТОМУ ЗАДАЧИ ОПТИМИЗАЦИИ СУЩЕСТВУЮЩИХ УСТАНОВОК И РАЗРАБОТКИ НОВЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ТЕХНОЛОГИЙ ВЕСЬМА АКТУАЛЬНЫ КАК В НАЦИОНАЛЬНОМ, ТАК И В МЕЖДУНАРОДНОМ МАСШТАБЕ. ТАКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В СВОЕМ БОЛЬШИНСТВЕ ОБЪЕКТИВНО ВЕСЬМА СЛОЖНЫ, ПОСКОЛЬКУ ВКЛЮЧАЮТ В СЕБЯ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО РАЗЛИЧНЫХ РЕАКЦИЙ С УЧАСТИЕМ БОЛЬШОГО ЧИСЛА РЕАКЦИОННЫХ КОМПОНЕНТОВ, СЛЕДОВАТЕЛЬНО, УСПЕШНОЕ РЕШЕНИЕ ЭТИХ ЗАДАЧ ВОЗМОЖНО ТОЛЬКО НА ОСНОВЕ АКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ И МЕТОДОВ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

THE CATALYTIC PROCESSES IN OIL PROCESSING ARE THE MAIN PART OF TODAY'S PETROLEUM REFINING TECHNOLOGIES, WHICH ENSURE THE PRODUCTION OF MODERN FUELS AND VALUABLE HYDROCARBON INTERMEDIATES FOR THE NEEDS OF PETROCHEMICALS. IT WOULD NOT BE AN EXAGGERATION TO SAY THAT THE EFFICIENCY OF THE CATALYTIC PROCESSES TODAY DETERMINES THE OVERALL EFFICIENCY OF OIL REFINERIES, SO THE TASKS OF OPTIMIZING EXISTING FACILITIES AND DEVELOPING NEW CATALYTIC TECHNOLOGIES ARE VERY RELEVANT BOTH NATIONALLY AND INTERNATIONALLY. SUCH TECHNOLOGIES, IN THE MAJORITY, ARE OBJECTIVELY VERY COMPLEX, SINCE THEY INCLUDE A LARGE NUMBER OF DIFFERENT REACTIONS INVOLVING A LARGE NUMBER OF REACTION COMPONENTS; THEREFORE, SUCCESSFUL SOLUTION OF THESE PROBLEMS IS POSSIBLE ONLY ON THE BASIS OF THE ACTIVE USE OF MODERN MEANS AND METHODS OF MATHEMATICAL MODELING

Ключевые слова: *каталитические процессы, математическое моделирование, переработка нефти, энергоэффективное производство, риформинг.*

Термодинамически содержательная кинетическая модель процесса риформинга нефтяных фракций

Следует отметить, что общие модели реакторов в каталитических процессах нефтепереработки и нефтехимии в большинстве случаев аналогичны хорошо исследованным моделям каталитических реакторов с твердым катализатором и газообразной реакционной средой, а вся специфика процессов, по сути, отражается в кинетических моделях, описывающих скорости протекающих каталитических реакций [1]. Соответственно, вся сложность таких процессов обычно концентрируется именно в их кинетических моделях.

В настоящей работе был предложен метод, в основу которого положен термодинамически содержательный подход к построению детальных кинетических моделей [2]. Этот подход включает, во-первых, записи кинетических уравнений в термодинамически содержательной форме (по закону действующих масс с учетом обратимости каждой реакции) и, во-вторых, использование термодинамических потенциалов в составе кинетических констант в этих уравнениях. Последний тезис, по сути, построен на базовых принципах неравновесной термодинамики и подразумевает, что в гомологических группах соотношения скоростей однотипных индивидуальных реакций связаны с их относительной термодинамической обусловленностью.

Применение этого подхода продемонстрировано на примере процесса риформинга нефтяных фракций, являющегося одним из важнейших в переработке нефти, обеспечивающего производство высокооктановых бензинов для топливной отрасли и ароматических углеводородов для нужд нефтехимии. В ходе этого процесса протекает несколько сотен индивидуальных каталитических реакций (ароматизации нафтенов и парафинов, крекинга и изомеризации парафинов, нафтенов и алкилбензолов, а также образования кокса) с участием нескольких сотен индивидуальных реагентов.

ФАКТЫ

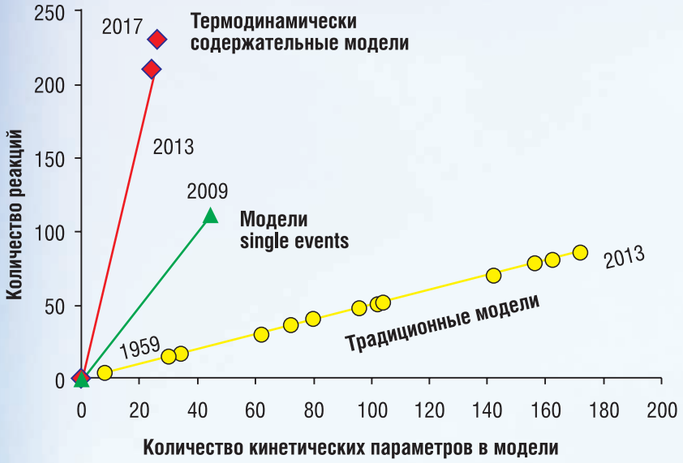
ПР-71

– отечественный катализатор риформинга, для которого проводилось построение кинетической модели и определение ее параметров

Построение кинетической модели и определение ее параметров проводилось для отечественного катализатора риформинга ПР-71 [3] на основании экспериментальных данных, полученных на лабораторной пилотной установке в реакторе проточного типа с циркуляцией водородсодержащего газа (ВСГ). В экспериментах варьировалась объемная скорость подачи сырья, температура и давление, кратность циркуляции водородсодержащего газа, а также состав сырья.

Было показано, что скорости типовых реакций для компонентов одного гомологического ряда могут быть представлены одним общим кинетическим уравнением с описанием различий в скоростях для различных гомологов за счет корректного учета влияния значений термодинамических потенциалов (в частности, свободной энергии Гиббса соответствующей реакции) на наблюдаемую энергию активации

РИС. 1. Сравнительная зависимость степени детальности от сложности кинетических моделей риформинга. (Информация по традиционным моделям приведена по данным обзора [5])



реакции [2]. В частности, скорости реакций ароматизации нормальных и изопарафинов

$$\text{н/изо-}C_nH_{2n+2} \Leftrightarrow C_nH_{2n-6} + 4H_2 \qquad (1)$$

могут быть описаны единым кинетическим уравнением:

$$W_j = k_0 \, exp\left(\frac{E + \beta\Delta G_j}{RT}\right)\left(P_{n/i-Pi} - \frac{P_{ARi}P_{H_2}^4}{K_{Pj}}\right), \qquad (2)$$

где k_0 – предэкспонента, E – энергия активации, ΔG_j – свободная энергия Гиббса j-ой реакции, P – парциальные давления реагентов, Kpj – константа равновесия j-ой реакции, β – эмпирический коэффициент. Для такого описания необходимо всего 3 кинетических параметра (предэкспонента и энергия активации плюс общий коэффициент β). При этом в рамках традиционного подхода для описания всех реакций этой группы (в общей сложности – 31 индивидуальная реакция) потребовалось бы 62 кинетических параметра.

Аналогичный подход может быть использован для описания скорости реакций гидродециклизации нафтенов, реакций раскрытия нафтенового кольца, изомеризации нафтенов и парафинов.

Для описания различия скоростей реакций гидрокрекинга парафинов (135 индивидуальных реакций)

$$\text{n/i-}C_nH_{2n+2} + H_2 \Leftrightarrow C_{n1}H_{2n1+2} + C_{n2}H_{2n2+2} \qquad (3)$$

использовалось одно общее кинетическое уравнение, в котором вариация индивидуальных скоростей задавалась в виде функции от изменения энтальпии для каждой реакции

$$W_j = k_0 \, exp\left(-\frac{E + \beta`\Delta H_j}{RT}\right) P_{i/n-P_i} P_{H_2} \qquad (4)$$

В итоге предложенная модель процесса риформинга оперирует 230 индивидуальными реакциями, в которых участвует 64 индивидуальных и групповых компонента. Такая детализация состава, в частности, обеспечивает высокую точность расчета октанового числа продукта, состава продуктового газа и энергетического баланса процесса риформинга. При этом использование описанных подходов в модели позволяет обеспечить качественно адекватное и количественно точное описание экспериментальных данных с использованием всего лишь 26 параметров.

ФАКТЫ

Single events

сегодня считается наиболее продвинутым методом построения кинетических моделей

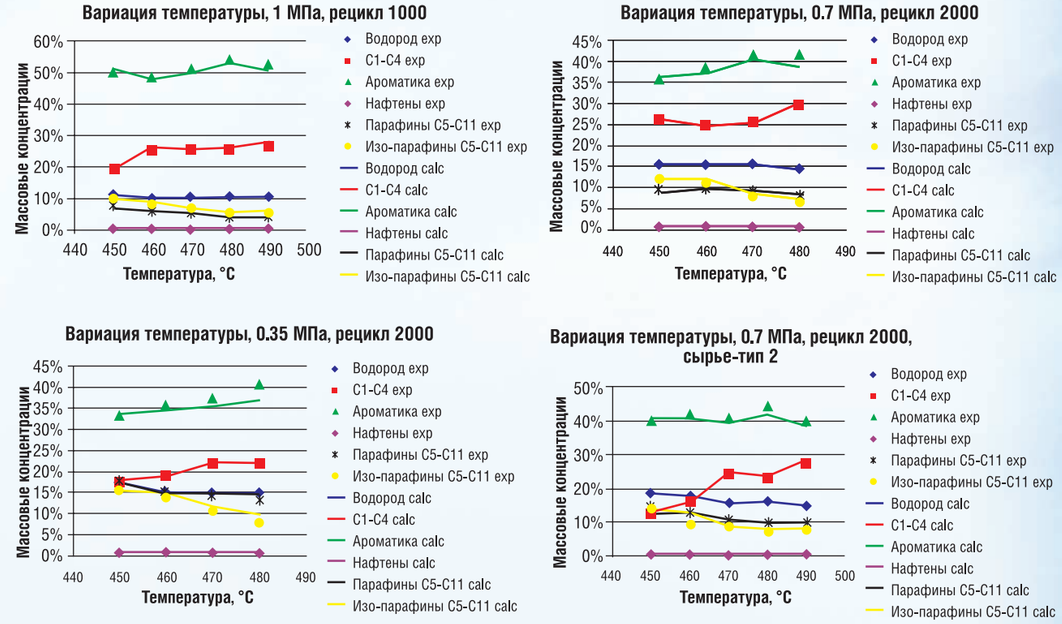
Сравнительная характеристика кинетических моделей процесса риформинга приведена на рис. 1. Видно, что предложенная модель существенно превосходит по уровню детализации все ранее описанные в литературе кинетические модели процесса риформинга, но при этом по количеству используемых кинетических параметров она является одной из самых компактных и простых. Кроме того, по соотношению детальность/число параметров она оказывается эффективнее, чем модели, построенные на основе подхода single events [4], который на сегодня считается наиболее продвинутым методом построения кинетических моделей.

Пример описания экспериментальных результатов с помощью предложенной модели приведен на рис. 2.

Видно, что достигается качественно адекватное и количественно точное описание в широком диапазоне условий осуществления реакции. Особенно следует отметить возможность точного предсказания состава не только реформата, но и газа риформинга, что практически невозможно в прочих известных кинетических моделях. Следует отметить, что модель отличается высокой универсальностью в широком спектре условий, в частности она не требует переопределения параметров при переходе от одного типа сырья к другому или при существенном изменении давления, что типично для большинства известных моделей.

Принципиально важно и то, что модель отличается не только простотой и высокой точностью описания, но также и высокой прогностической

РИС. 2. Сравнение расчетных (линии) и экспериментальных (точки) концентраций компонентов в продуктах реакций при вариации температуры, давления, кратности рециркуляции ВСГ и типа сырья



силой, позволяющей использовать ее в областях параметров осуществления процесса риформинга, выходящих за пределы имеющихся экспериментальных массивов, на которых она построена. В этом плане модель чрезвычайно перспективна для применения в целях масштабирования и оптимизации процесса риформинга. Кроме того, примененный подход может оказаться весьма эффективным для описания других сложных каталитических процессов нефтепереработки и нефтехимии, таких как крекинг и гидрокрекинг.

Многокритериальная оптимизация процесса каталитического риформинга бензина на основе кинетической модели

Процесс каталитического риформинга является отличным примером того, как методы многокритериальной оптимизации могут помочь в эффективном управлении процессом.

Основным назначением процесса каталитического риформинга является производство высокооктанового реформата, соответственно, первоочередным критерием многоцелевой оптимизации должен выступать такой показатель, как октановое число, зависящий от состава получаемого продукта.

Однако в каталитическом риформинге, как и в любом другом процессе нефтепереработки, имеют место побочные реакции, результатом которых являются нецелевые продукты, в частности – газообразные продукты. Поэтому вторым критерием оптимизации должен выступать показатель выхода целевого продукта.

В общем случае математическое описание критерия октанового числа будет иметь следующий вид:

$$Z_{ОЧ}(X_i,\ ОЧ_i) \rightarrow max, \qquad (5)$$

где X_i – концентрации компонентов в продуктовой смеси, $ОЧ_i$ – октановое число i-го компонента, $Z_{ОЧ}$ – функционал оптимизации по октановому числу.

Октановое число не является аддитивным показателем, так как ОЧ индивидуальных компонентов отличаются от их октановых чисел в смеси. Тем не менее, для упрощенного и приближенного расчета данного критерия можно в качестве ОЧ компонентов использовать усредненные значения октановых чисел смешения компонентов в смеси.

$$Z_{ОЧ} = \sum_{i=1}^{n}(X_i \times ОЧ_i), \qquad (6)$$

где n – число компонентов в составе целевого продукта.

ТАБЛИЦА 1. Результаты оптимизации по содержанию суммы ароматических углеводородовкатализаторах)

№	Температура на входе в 1-й слой, °С	Температура на входе во 2-й слой, °С	Температура на входе в 3-й слой, °С	Октановое число (по исследовательскому методу)	Содержание бензола, % масс.	Выход реформата, % масс.
1	400,0	400,0	400,0	69,8	1,49	99,2
2	453,3	417,0	411,6	74,3	1,53	98,7
3	448,2	433,3	456,5	82,4	1,83	96,8
4	479,8	486,3	484,4	90,8	2,75	87,9
5	499,0	440,5	443,1	83,0	1,74	96,3
6	466,3	429,9	437,4	79,7	1,66	97,8
7	426,7	440,4	489,2	87,6	2,28	92,6
8	441,4	495,3	418,9	83,2	1,81	96,0
9	420,1	419,9	428,6	75,2	1,61	98,6
10	405,6	408,1	424,8	73,2	1,58	98,9
11	434,5	455,9	463,9	84,7	2,00	95,3
12	462,2	483,0	473,7	88,9	2,42	90,9
13	449,4	422,9	466,7	83,6	1,91	96,1
14	488,5	442,9	463,3	85,7	2,00	94,4
15	459,0	477,5	455,7	85,9	2,08	94,3
16	424,1	425,6	460,2	81,5	1,81	97,2
17	466,7	425,2	435,5	79,1	1,63	97,9
18	**479,6**	**478,5**	**500,0**	**91,8**	**3,08**	**85,6**
19	432,1	473,2	466,5	86,2	2,12	94,0
20	465,1	497,3	496,0	91,9	3,19	85,1

При этом $X_i = X_i(X^0, T_r^0, U_r)$, $r = 1..k$, где X^0 – вектор начальных концентраций компонентов; T_r^0 – температура сырья на входе в r-ный слой катализатора; U_r – мольная скорость подачи сырья, кмоль/ч/кг$_{кат}$, k – количество слоев катализатора в реакторе.

Критерий оптимизации для выхода реформата формулируется следующим образом:

$$Z_P(X^0, T_r^0, U_r) \to max. \quad (7)$$

Физически данный показатель представляет долю продукта за вычетом газовых продуктов. Таким образом, целевую функцию можно описать так:

$$Z_P = 1 - \sum_1^5 X_i - X_{H2}, \quad (8)$$

Значения $X_i = X_i(X^0, T_r^0, U_r)$ и X_{H2} определяются из результатов моделирования процесса.

Увеличение октанового числа обычно достигается путем проведения процесса в более жестких условиях, что в свою очередь увеличивает долю побочных реакций и, как следствие, снижается выход реформата. Кроме того, из экологических требований к товарным бензинам вытекают еще два дополнительных критерия оптимизации, имеющие характер ограничений, а именно содержание бензола и общее содержание ароматических углеводородов в составе товарных бензинов. Эти ограничения не относятся непосредственно к целевому продукту риформинга реформату, но ограничивают долю реформата, вводимого в состав товарного бензина. При этом повышение октанового числа реформата в основном обеспечивается за счет бензола и ароматических углеводородов, следовательно, снижение их содержания понизит октановое число целевого продукта.

Таким образом, мы имеем взаимную прямую конкуренцию между перечисленными целевыми критериями, так что для процесса риформинга должна применяться многокритериальная оптимизация.

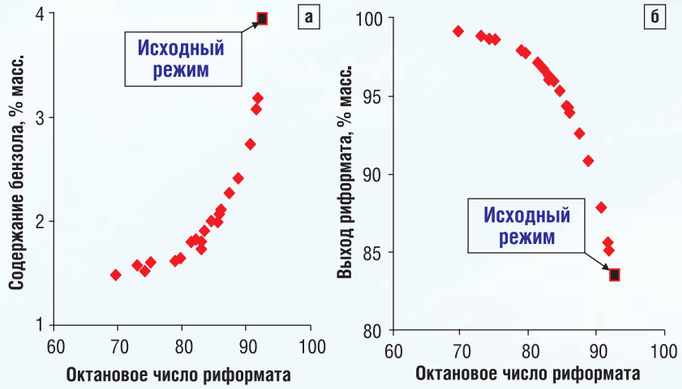
Под задачей многокритериальной оптимизации понимают определение значений варьируемых параметров, обеспечивающих неулучшаемые решения по нескольким критериям (целевым функциям) одновременно, которые принято называть фронтом Парето [6–8].

Постановка задачи многокритериальной оптимизации условий проведения химической реакции на основе кинетического моделирования включает вектор критериев оптимизации $Z = (Z_1, Z_2, \ldots)$ и математическую модель реактора риформинга в виде системы обыкновенных дифференциальных уравнений с учетом неизотермического характера процесса [9]. При этом варьируемыми параметрами в задаче являются температуры сырья на входе в три слоя катализатора, каждая изменяется в пределах от 400 до 500 °С.

Поставленная многокритериальная задача оптимизации для каталитического риформинга бензина была решена с применением алгоритма Non-dominated Sorting Genetic Algorithm II (NSGA-II) [10] в ПС Matlab. Результаты оптимизации представлены в таблице 1.

Из приведенных данных видно, что наилучшим результатом является 18-й температурный режим, при котором достигается снижение содержания суммы ароматических углеводородов с 4 до 3,08% масс., при этом октановое число упало с 92,7 до 91,8 пунктов по исследовательскому методу.

РИС. 3. Фронты Парето многокритериальной оптимизации по содержанию бензола (а) и выходу реформата (б)



На рисунке 3 представлены результаты оптимизации температурных режимов 3-слойного реактора риформинга, обеспечивающие возможные минимумы по содержанию бензола в реформате, при максимальных значениях октанового числа по исследовательскому методу и выходу реформата в координатах октановое число и содержание бензола (3а) и в координатах октанового числа и выхода реформата (3б).

Интерпретация результатов производится следующим образом: при постоянстве одного из целевых критериев невозможно достигнуть лучших значений оставшихся критериев, чем у полученного решением.

Таким образом, решение поставленной оптимизационной задачи позволило найти области существования оптимальных температурных режимов работы реакторного блока процесса риформинга, обеспечивающих минимальное содержание бензола в сочетании с максимально возможными значениями октанового числа и выхода реформата. Это позволяет существенно сузить область поиска оптимального режима, который далее определяется на основе детальных требований конкретного предприятия.

Заключение

Современные методы математического моделирования сложных каталитических процессов нефтепереработки, в частности процесса риформинга нефтяных фракций, позволяют решать важные задачи разработки новых высокоэффективных технологических подходов в этой сфере и оптимизации режимов работы существующих установок.

Особо актуально применение таких методов при решении задач, связанных при переходе на новые типы катализаторов процесса риформинга. В этом случае моделирование, основанное на лабораторных кинетических экспериментах, позволяет с высокой точностью и надежностью прогнозировать эффективность работы нового катализатора в промышленных условиях. Другой задачей такого рода является прогнозирование параметров работы установок риформинга при переходе на новые типы сырья.

Для решения этих задач предложены содержательные кинетические модели, обладающие максимальной детальностью описания скоростей реакций в сочетании с максимальной простотой модели и количеством параметров, которые нужно определить из экспериментов.

Новые подходы на основе метода многокритериальной оптимизации открывают новые пути к поиску оптимальных режимов работы установок риформинга в сложной ситуации, когда влияние технологических параметров процесса на его ключевые показатели носит противонаправленный характер. ●

ФАКТЫ

Увеличение

октанового числа достигается проведением процесса в более жестких условиях, что снижает выход реформата

Авторы благодарят Российский Фонд Фундаментальных Исследований (грант № 19-37-50021 мол_нр) за финансовую поддержку данной работы.

Литература

1. *Н.М. Островский. Кинетика дезактивации катализаторов. М., Наука, 2001, 334 с.*
2. *A. Zagoruiko, A. Belyi, M. Smolikov, A. Noskov. Catalysis Today, 2014, 220–222, pp. 168–177.*
3. *А.С. Белый. Кинетика и катализ, 2005, 46 (5), 728–737.*
4. *G.Froment, Current Opinion in Chemical Engineering, 5(2014), pp. 1–6.*
5. *M.R. Rahimpour, M.Jafari, D.Iranshahi, Applied Energy, 109 (2013). 79–93.*
6. *Gubaydullin I., Koledina K. and Sayfullina L., 2014, Eng. J., 18(1), p. 13–24.*
7. *Nurislamova L., Gubaydullin I. and Koledina K., 2015, Reac. Kinet. Mech. Cat., 116 (1), p. 79–93.*
8. *Nurislamova L., Gubaydullin I., Koledina K. and Safin R., 2016, Reac. Kinet. Mech. Cat., 117 (1), p. 1–14.*
9. *Zainullin R., Koledina K., Akhmetov A. and Gubaidullin I., 2017, Kinetics and Catalysis, 58 (3), p. 279–289.*
10. *Deb K., Mohan M. and Mishra S., 2003, Evolutionary Multi-Criterion Optimization, 2632, p. 222–36.*

KEYWORDS: *catalytic processes, mathematical modeling, oil refining, energy efficient production, reforming.*

ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА в математической модели

Киргина Мария Владимировна,
к.т.н.,
доцент отделения Химической инженерии ИШПР ТПУ

Богданов Илья Александрович,
аспирант,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение химической инженерии

Алтынов Андрей Андреевич,
аспирант,
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение химической инженерии

АВТОРАМИ СТАТЬИ РАЗРАБОТАНЫ РАСЧЕТНЫЕ СПОСОБЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ПОМУТНЕНИЯ, ПРЕДЕЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ФИЛЬТРУЕМОСТИ, ТЕМПЕРАТУРЫ ЗАСТЫВАНИЯ И ЦЕТАНОВОГО ИНДЕКСА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА МНОЖЕСТВЕННОГО РЕГРЕССИОННОГО АНАЛИЗА. РАЗРАБОТАННЫЕ УРАВНЕНИЯ ХАРАКТЕРИЗУЮТСЯ ТОЧНОСТЬЮ, СРАВНИМОЙ С ТОЧНОСТЬ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ МЕТОДОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДАННЫХ ПАРАМЕТРОВ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE HAVE DEVELOPED CALCULATION METHODS FOR DETERMINING THE CLOUD POINT, HIGH-LIMIT COLD FILTER PLUGGING POINT, SETTING POINT AND CETANE INDEX OF DIESEL FUELS USING THE MULTIPLE REGRESSION ANALYSIS METHOD. THE DEVELOPED EQUATIONS ARE CHARACTERIZED BY ACCURACY COMPARABLE TO THE ACCURACY OF EXPERIMENTAL METHODS FOR DETERMINING THESE PARAMETERS

Ключевые слова: *дизельное топливо, цетановый индекс, низкотемпературные свойства, фракционный состав, расчетный способ, множественная регрессия.*

УДК 004.9; 665.73

На сегодняшний день дизельное топливо является наиболее крупнотоннажным моторным топливом, производимым российскими нефтеперерабатывающими предприятиями. Объемы производства и потребления дизельного топлива растут с каждым годом (2017 г. – 76,8 млн тонн; 2018 г – 77,5 млн тонн), значительная часть производимого дизельного топлива поставляется на экспорт [1, 2].

Основными качественными показателями дизельного топлива, строго регламентируемыми требованиями [3, 4], являются *цетановый индекс* и *низкотемпературные свойства* (температура помутнения, предельная температура фильтруемости и температура застывания). Существенной сложностью при производстве дизельного топлива является тот факт, что данные характеристики связаны между собой обратной зависимостью, улучшение низкотемпературных свойств непременно ведет к снижению цетанового индекса дизельного топлива и наоборот [5]. Возможность оперативного контроля данных показателей является крайне важной для любого производителя топлива.

Вместе с тем, большинство способов экспериментального определения низкотемпературных свойств и цетанового индекса дизельных топлив являются длительными, трудоемкими и характеризуются высокими погрешностями. Учитывая тренд на цифровизацию актуальным является разработка расчетных методов определения данных параметров. Эффективным инструментом для решения данной задачи является использованием статистических методов анализа.

Объект и методы исследования

Объектом исследования в работе выступили дизельные фракции, вовлекаемые в производство дизельных топлив на российских нефтеперерабатывающих заводах:

- Дизельная фракция летняя гидроочищенная (ДФ Л ГО);
- Дизельная фракция зимняя гидроочищенная (ДФ З ГО);
- Дизельная фракция арктическая гидроочищенная (ДФ А ГО);
- Дизельная фракция зимняя гидроочищенная и депарафинизированная (ДФ З ГО ДПФ);
- Дизельная фракция летняя прямогонная (ДФ Л ПГ);
- Дизельная фракция зимняя прямогонная (ДФ З ПГ);
- Дизельная фракция арктическая прямогонная (ДФ А ПГ).

Предметом исследования выступили плотность, фракционный состав, цетановый индекс и низкотемпературные свойства перечисленных фракций, определенные в заводских лабораториях нефтеперерабатывающих предприятий.

Для разработки расчетных способов определения цетанового индекса и низкотемпературных свойств использован метод множественного регрессионного анализа и программное обеспечение «STATISTICA» [6].

Результаты и обсуждение

Расчетные способы определения низкотемпературных свойств дизельных топлив

С использованием программного обеспечения «STATISTICA» были разработаны уравнения множественной регрессии для расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций. Уравнения представлены в таблице 1.

Коэффициент детерминации для всех уравнений превышает 99 %, что свидетельствует о возможности использования разработанных уравнений для прогнозирования низкотемпературных свойств дизельных топлив на нефтеперерабатывающих производствах.

По разработанным формулам был осуществлен расчет низкотемпературных свойств дизельных фракций, результаты расчета сравнили с экспериментальными данными. Средние абсолютные погрешности расчета по разработанным формулам представлены на рисунке 1.

Как можно видеть, из данных представленных на рисунке 1, погрешность расчета $T_п$ составляет 0,86 °С; средняя погрешность расчета ПТФ – 0,68 °С; $T_з$ – 1,02 °С; средняя погрешность расчета всех низкотемпературных свойств – 0,88 °С, что сравнимо с точность экспериментальных методов определения низкотемпературных свойств и свидетельствует о возможности применения разработанных расчетных способов.

Расчетные способы определения цетанового индекса дизельных топлив

С использованием программного обеспечения «STATISTICA» были разработаны уравнения множественной регрессии для расчета цетанового индекса дизельных фракций. Уравнения представлены в таблице 2.

По разработанным формулам был осуществлен расчет цетанового индекса дизельных фракций, результаты расчета сравнили с экспериментальными данными.

ТАБЛИЦА 1. Уравнения множественной регрессии для расчета низкотемпературных свойств дизельных фракций

Фракция	Уравнение	№
ДФ Л ГО	$T_з$ = -136,101 – 0,005 · ФС $T_{нк}$ – 0,03 · $ФС_{10\%}$ + 0,066 · $ФС_{50\%}$ + 0,190 · $ФС_{90\%}$ + 0,133 · $ФС_{95\%}$	1
	ПТФ = -55,4669 – 0,0071 · ФС $T_{нк}$ – 0,0166 · $ФС_{10\%}$ – 0,0198 · $ФС_{50\%}$ + 0,2499 · $ФС_{90\%}$ – 0,0835 · $ФС_{95\%}$	2
	$T_п$ = -82,1056 + 0,0231 · ФС $T_{нк}$ + 0,0226 · $ФС_{10\%}$ – 0,1028 · $ФС_{50\%}$ + 0,8193 · $ФС_{90\%}$ – 0,5218 · $ФС_{95\%}$	3
ДФ З ГО	$T_з$ = -128,810 + 0,347 · $ФС_{10\%}$ + 0,056 · $ФС_{50\%}$ – 0,563 · $ФС_{90\%}$ + 0,551 · $ФС_{95\%}$	4
	ПТФ = -858,477 – 5,593 · $ФС_{10\%}$ + 7,448 · $ФС_{50\%}$ + 1,460 · $ФС_{90\%}$ – 0,729 · $ФС_{95\%}$	5
ДФ А ГО	$T_з$ = -898,600 + 1,4 · ФС $T_{нк}$ + 1,8 · $ФС_{10\%}$ – 1,4 · $ФС_{50\%}$ + 3,6 · $ФС_{90\%}$ – 1,2 · $ФС_{95\%}$	6
ДФ З ГО ДПФ	$T_з$ = -133,776 + 0,021 · ФС $T_{нк}$ + 0,055 · $ФС_{10\%}$ + 0,066 · $ФС_{50\%}$ + 0,502 · $ФС_{90\%}$ – 0,312 · $ФС_{95\%}$	7
	ПТФ = -244,545 + 0,092 · ФС $T_{нк}$ – 0,069 · $ФС_{10\%}$ + 0,589 · $ФС_{50\%}$ – 0,005 · $ФС_{90\%}$ + 0,142 · $ФС_{95\%}$	8
ДФ З ПГ	$T_з$ = -182,814 + 0,429 · ФС $T_{нк}$ – 0,306 · $ФС_{10\%}$ + 0,239 · $ФС_{50\%}$ – 1,128 · $ФС_{90\%}$ + 1,318 · $ФС_{95\%}$	9
	ПТФ = -69,2539 + 0,2813 · ФС $T_{нк}$ + 0,2328 · $ФС_{10\%}$ – 0,0649 · $ФС_{50\%}$ – 2,2302 · $ФС_{90\%}$ + 1,9959 · $ФС_{95\%}$	10
ДФ А ПГ	$T_з$ = -136,604 + 0,202 · ФС $T_{нк}$ – 0,100 · $ФС_{10\%}$ – 0,155 · $ФС_{50\%}$ – 0,174 · $ФС_{90\%}$ + 0,553 · $ФС_{95\%}$ + 0,002 · ФС $T_{кк}$	11

Где $T_п$ – температура помутнения, °С; ПТФ – предельная температура фильтруемости, °С; $T_з$ – температура застывания, °С; ФС $T_{нк}$ – температура начала кипения, °С; $ФС_{10\%}$ – температура отгона 10%-ной по объему фракции, °С; $ФС_{50\%}$ – температура отгона 50%-ной по объему фракции, °С; $ФС_{90\%}$ – температура отгона 90%-ной по объему фракции, °С; $ФС_{95\%}$ – температура отгона 95%-ной по объему фракции, °С; ФС $T_{кк}$ – температура конца кипения, °С

РИС. 1. Погрешность расчета низкотемпературных свойств по разработанным формулам

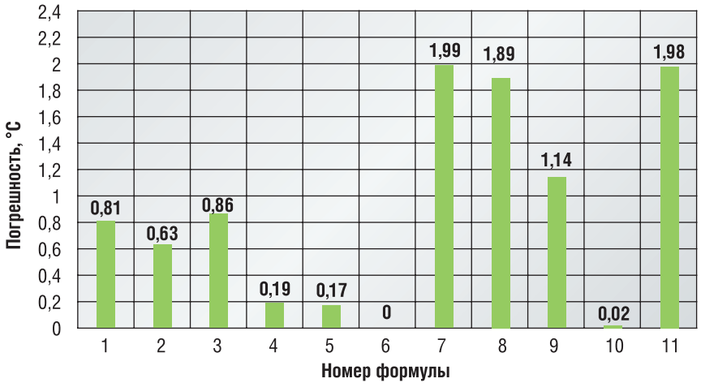


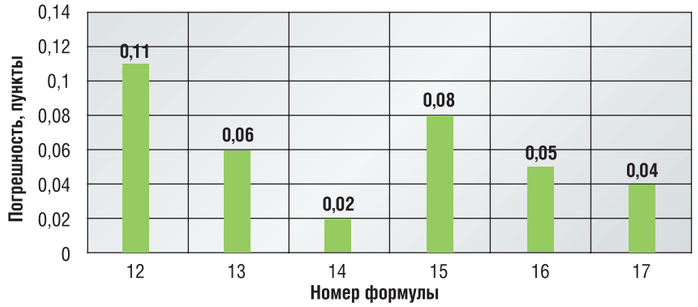
ТАБЛИЦА 2. Уравнения множественной регрессии для расчета цетанового индекса дизельных фракций

Фракция	Уравнение	№
ДФ Л ГО	$ЦИ = 291{,}6297 + 0{,}0074 \cdot ФС\ Тнк + 0{,}1048 \cdot ФС_{10\%} + 0{,}0829 \cdot ФС_{50\%} + 0{,}0888 \cdot ФС_{90\%} - 0{,}0426 \cdot ФС95\% - 0{,}3589 \cdot \rho$	12
ДФ З ГО	$ЦИ = 268{,}6521 - 0{,}0033 \cdot ФС\ Тнк + 0{,}0645 \cdot ФС_{10\%} + 0{,}2099 \cdot ФС_{50\%} + 0{,}0310 \cdot ФС_{90\%} + 0{,}0093 \cdot ФС95\% - 0{,}3560 \cdot \rho$	13
ДФ А ГО	$ЦИ = 302{,}9343 + 0{,}0529 \cdot ФС_{10\%} + 0{,}2279 \cdot ФС_{50\%} + 0{,}0966 \cdot ФС_{90\%} - 0{,}4180 \cdot \rho$	14
ДФ Л ПГ	$ЦИ = 344{,}1744 + 0{,}1205 \cdot ФС_{10\%} + 0{,}1142 \cdot ФС_{50\%} + 0{,}0330 \cdot ФС_{90\%} - 0{,}4290 \cdot \rho$	15
ДФ З ПГ	$ЦИ = 298{,}0004 + 0{,}0641 \cdot ФС_{10\%} + 0{,}2088 \cdot ФС_{50\%} + 0{,}0472 \cdot ФС_{90\%} - 0{,}3941 \cdot \rho$	16
ДФ А ПГ	$ЦИ = 309{,}8077 + 0{,}0642 \cdot ФС_{10\%} + 0{,}2305 \cdot ФС_{50\%} + 0{,}0683 \cdot ФС_{90\%} - 0{,}4211 \cdot \rho$	17
Где *ЦИ* – цетановый индекс, пункты; ρ – плотность при 15 °С, кг/м^3		

Средние абсолютные погрешности расчета по разработанным формулам представлены на рисунке 2.

Как можно видеть из данных, представленных на рисунке 2, средняя погрешность расчета цетанового индекса составляет 0,06 пункта, что сравнимо с точностью экспериментальных методов определения цетанового индекса и свидетельствует о возможности применения разработанных расчетных способов.

РИС. 2. Погрешность расчета цетанового индекса по разработанным формулам



Выводы

Разработаны расчетные способы определения низкотемпературных свойств (температура помутнения, предельная температура фильтруемости и температура застывания) и цетанового индекса дизельных топлив на основе данных о плотности и фракционном составе топлива, характеризующиеся точностью, сравнимой с точностью экспериментальных методов определения данных параметров (погрешность расчета $T_п$ – 0,86 °С; ПТФ – 0,68 °С; $T_з$ – 1,02 °С; *ЦИ* – 0,06 пункта).

Наличие точных и простых способов определения низкотемпературных свойств и цетанового индекса дизельных топлив позволит производителям осуществлять оперативный контроль качества выпускаемой продукции, а также избежать выхода некондиционных партий топлива. ●

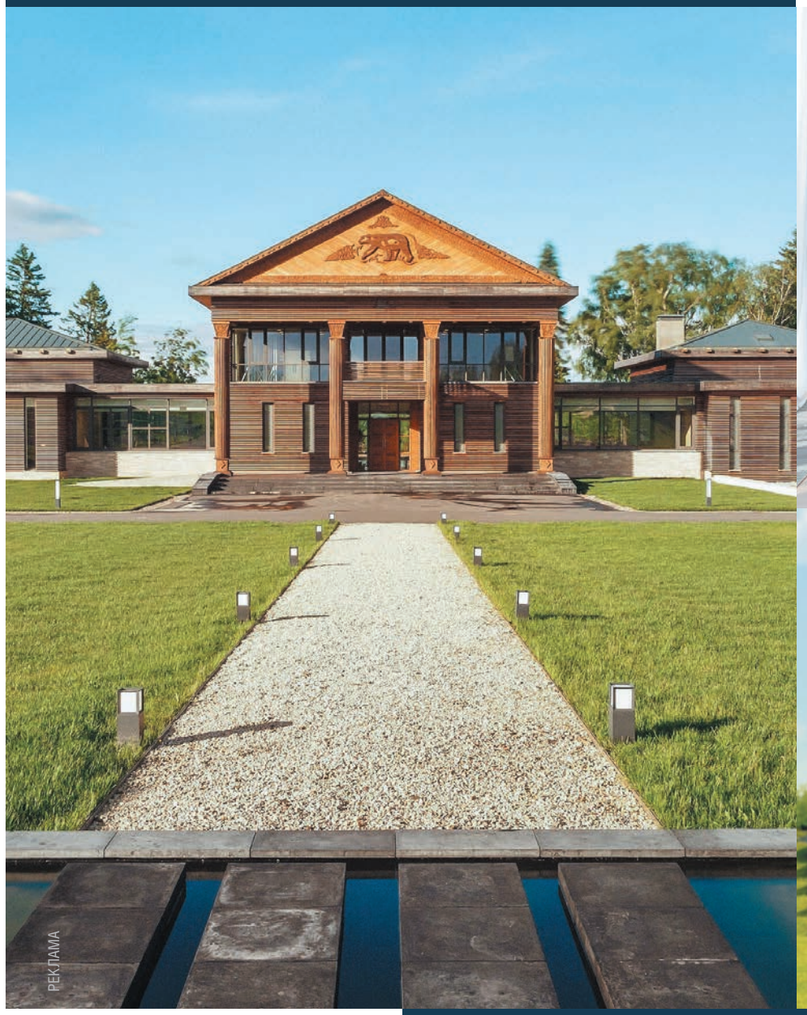
Литература

1. *Презентация министра энергетики РФ Александра Новака «Итоги работы Минэнерго России и основные результаты функционирования ТЭК в 2018 году» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://minenergo.gov.ru/node/14461.*
2. *Статистический сборник «ТЭК России – 2017, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.ac.gov.ru.*
3. *ГОСТ 305-2013 «Топливо дизельное. Технические условия» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru.*
4. *Технический регламент Таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту (с изменениями на 2 декабря 2015 года)» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru.*
5. *А.А. Алтынов, И. Богданов, М.В. Киргина, Разработка расчетных методов определения эксплуатационных характеристик и низкотемпературных свойств дизельных топлив // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2018. – № 2. – С. 5–12.*
6. *STATISTICA: Data Mining, анализ данных, контроль качества, прогнозирование. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://statsoft.ru/.*

KEYWORDS: *diesel fuel, cetane index, low-temperature properties, fractional composition, calculation method, multiple regression.*

Европейский отдых
в русской провинции

LA VILLA PLYOS
WELLNESS • NUTRITION • SPA



РЕКЛАМА

Велнес-курорт Вилла Плёс – это европейский стиль и сервис на берегу Волги рядом с городом Плёс.

Вас ждут просторные уютные номера, ресторан высокой кухни, бассейн, сауна, хаммам, спа-комплекс, тренажерные залы и парк в 60 Га.

Ивановская область, д. Шаляпино
+7 (495) 25-25-055
www.villaplyos.ru

НЕФТЕГАЗ Life

Ритуал освящения месторождения

Д. Кобылкин

Ввод в промышленную эксплуатацию Восточных блоков Среднеботуобинского НГКМ

Экскурсия по циркуляционному блоку на буровой установке

С. Горьков

Х. Аль-Фалих

Энергоцентр АО РНГ на Восточном блоке Среднеботуобинского месторождения

Сотрудник Газпром добыча Иркутск рассказывает о мембранной установке извлечения гелия

В. Зубков

Буровой мастер АО РНГ

С. Шавкунов, Д. Фролов

ПМЭФ-2019

О. Мязин

Сотрудники дочерних компаний Газпрома на Ковыктинском месторождении

Сотрудник лаборатории АО РНГ

II Российско-китайский энергетический бизнес-форум

А. Николаев вручает награды сотрудникам АО РНГ

К. Корнильев

Участники Российского Нефтегазового Конгресса

П. Музычук

В. Буняев

Ввод в промышленную эксплуатацию Восточных блоков Среднеботуобинского НГКМ

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

1 Оборудование и инструмент в НГК

1.1 Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.1 Буровое оборудование и инструмент

1.1.1.2 Буровые установки и их узлы

Основные особенности выпускаемых буровых установок

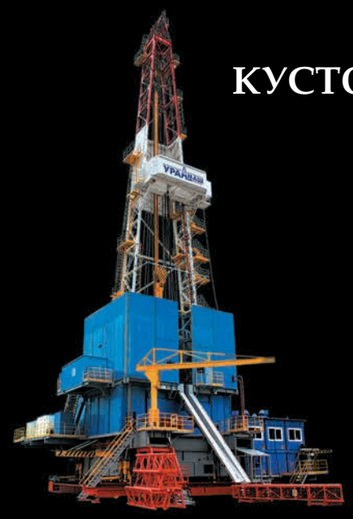
- Установки выполнены в блочно-модульном исполнении, транспортирование ведется мелкими блоками на трейлерах и агрегатами – на транспорте общего назначения.
- Электрические установки оборудованы полностью регулируемым приводом переменного тока с частотным регулированием.
- Питание приводных электродвигателей переменного тока производится через комплектное тиристорное устройство в контейнерном исполнении от дизель-электрических станций и/или от ЛЭП.
- Установки комплектуются кабиной бурильщика, оборудованной системой вентиляции и кондиционирования воздуха.
- Установки комплектуются одно- или двухскоростной буровой лебедкой.
- Конструкция установок позволяет до минимума уменьшить отрицательное влияние на окружающую среду.
- Вышки буровых установок адаптированы к установке системы верхнего привода любого производителя.
- Сервис при поставке:
  – контрольная сборка;
  – шефмонтаж и пусконаладочные работы;
  – техническая диагностика машин и механизмов;
  – гарантийное и послегарантийное сервисное обслуживание и ремонт;
  – обеспечение запасными частями. ●

МОБИЛЬНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Грузоподъемность	160 тс	200 тс	200 тс
Глубина бурения	2500 м	3200 м	3200 м
Привод	дизельный	дизельный	дизель-электрический
Высота основания	6.5 м	6.5 м	7.8 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	28 мм
Буровая лебедка	600 кВт	600 кВт	670 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт

Мобильные буровые установки грузоподъемностью от 160 до 200 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 3200 метров. Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. Основные модули установок включают встроенные транспортные устройства. Все оборудование установок встроено в сертифицированные полуприцепы и транспортируется седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

КУСТОВЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ



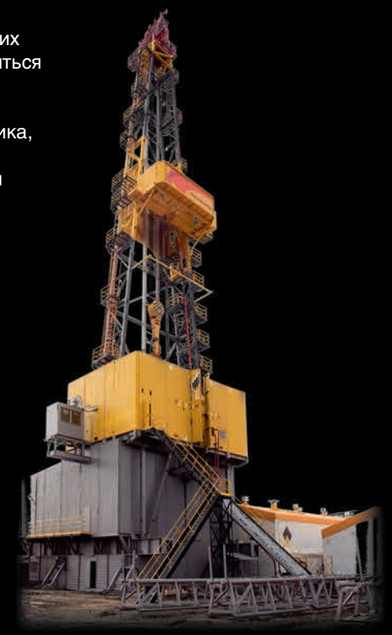
Буровые установки для кустового бурения грузоподъемностью от 160 до 450 тонн с условной глубиной бурения от 2500 до 6500 метров. Буровые установки для кустового бурения в зависимости от требований заказчика оснащаются мачтовой вышкой с открытой передней гранью или башенной вышкой повышенной монтажеспособности, а также различными типами укрытий – твердые трехслойные панели или из специальной ткани на металлических каркасах. В зависимости от требований заказчика, буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 150 до 500 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	2500/160 ЭСК-БМ	4000/250 ЭК-БМЧ	4500/270 ЭК-БМЧ	5000/320 ЭК-БМЧ 5000/320 ЭСК-БМЧ	6000/400 ЭК-БМЧ	6500/450 ЭК-БМЧ
Грузоподъемность	160 тс	250 тс	270 тс	320 тс	400 тс	450 тс
Глубина бурения	2500 м	4000 м	4500 м	5000 м	6000 м	6500 м
Привод	электрический переменного тока	электрический переменного тока	электрический переменного тока	электрический переменного тока	электрический переменного тока	электрический переменного тока
Высота основания	8.2 м	8.5 м	9.89 м	9.89 м	10.8 м	12.2 м
Талевый канат	28 мм	28 мм	32 мм	35 мм	35 мм	38 мм
Буровая лебедка	600 кВт	900 кВт	900 кВт	1500 кВт	1500 кВт	1500 кВт
Буровые насосы	2 x 600 кВт	2 x 1180 кВт	2 x 1180 кВт	2 x 1180 кВт	2 x 1180 кВт	3 x 1180 кВт

СТАЦИОНАРНЫЕ БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

Стационарные буровые установки грузоподъемностью от 320 до 600 тонн с условной глубиной бурения от 5000 до 8000 метров. Стационарные буровые установки изготавливаются в любом климатическом исполнении, установки оснащаются мачтовой вышкой с открытой передней гранью, а также различными типами укрытий – твердые трехслойные панели или из специальной ткани на металлических каркасах. Установки могут применяться при строительстве различных типов скважин любой сложности. В зависимости от требований заказчика, буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 180 до 400 куб. м и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования. ●

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	5000/320 БМЧ	6500/450 ДЭР	6500/450 БМЧ	600 ДЭР
Грузоподъемность	320 тс	450 тс	450 тс	500 тс
Глубина бурения	5000 м	6500 м	6500 м	8000 м
Привод	электрический переменного тока	дизель-электрический	электрический переменного тока	дизель-электрический
Высота основания	9.2 м	9.2 м	10 м	9.2 м
Талевый канат	38 мм	38 мм	38 мм	38 мм
Буровая лебедка	1100 кВт	1500 кВт	1500 кВт	1500 кВт
Буровые насосы	2 x 1180 кВт	2 x 1600 кВт	3 x 1180 кВт	2 x 1600 кВт

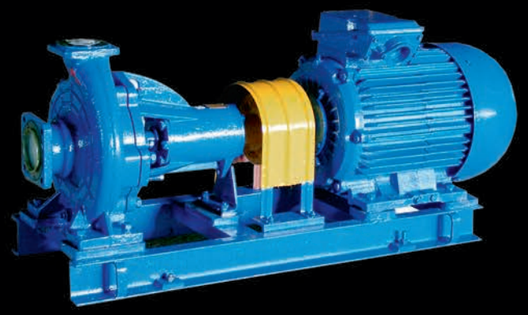


НАСОСЫ ЦЕНТРОБЕЖНЫЕ КОНСОЛЬНЫЕ ХИМИЧЕСКИЕ Х

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3. Оборудование для переработки нефти и газа

1.3.1.15. Насосы



Насосы центробежные химические типа Х и агрегаты электронасосные на их основе, предназначенные для перекачивания химически активных и нейтральных жидкостей плотностью не более 1850 кг/м^3, с содержанием твердых включений не более 0,1 % по объему с размером частиц не более 0,2 мм, для которых коррозия материала проточной части max 01мм/год. Кинематическая вязкость до 30×10^{-6} м^2/с. Температура перекачиваемой жидкости от 233 до 393 (от минус 40 °С до +120 °С).

Насосы, входящие в состав агрегата, относятся к изделиям общего назначения вид I (восстанавливаемые) ГОСТ 27.003-90 и выпускаются в климатическом исполнении У2 и Т2 по ГОСТ 15150-69.

Насосы с торцовым уплотнением вала, укомплектованные взрывозащищенными двигателями, предназначены для установки во взрывоопасных и пожароопасных помещениях.

Классы взрывоопасных зон 1,2 ГОСТ Р51330.9-99. Насосы и агрегаты разработаны с учетом поставки на экспорт в соответствии с требованиями ОСТ26-06-2011-79.

Насосы типа Х – центробежные, химические, изготавливаются с сальниковым уплотнением вала или торцовым уплотнением вала (одинарным или двойным).

Корпус насоса представляет отливку, в которой выполнены входной и выходной патрубки, спиральный отвод и опорные лапы.

Входной патрубок расположен по оси вращения, выходной патрубок направлен вертикально вверх и расположен в одной плоскости с осью вращения.

Корпус насоса крепится к фланцу кронштейна. Кронштейн соединен с корпусом уплотнения винтами.

В корпусе уплотнения выполнены отверстия для подачи охлаждающей (затворной) жидкости к сальниковому или торцовому уплотнениям. При перекачивании жидкости с температурой до 333 К (+60 °С) подача затворной жидкости производится из корпуса насоса через отверстие в корпусе уплотнения.

При перекачивании жидкости температурой свыше 333К (+60°С) подача охлаждающей (затворной) жидкости производится от постороннего источника холодной воды. Для этого необходимо заменить пробку в корпусе уплотнения штуцером на длину 30…35 мм (для перекрытия отверстия в корпусе уплотнения со стороны корпуса).

Рабочее колесо – центробежное, одностороннего входа, закрытого типа. Подвод жидкости к рабочему колесу осевой. Рабочее колесо разгружено от действия осевой силы разгрузочными отверстиями, выполненными на основном диске колеса.

Ротор насоса приводится во вращение электродвигателем через соединительную втулочно-пальцевую муфту. Допускается применение других типов муфт. Опорами ротора служат два радиальных подшипника, установленных в кронштейне. Для измерения температуры подшипников, в кронштейне предусмотрены два отверстия М8х1-7Н. Направление вращения ротора – по часовой стрелке, если смотреть со стороны привода.

В верхней части корпуса насоса имеется отверстие, закрытое пробкой для выпуска воздуха. В нижней части корпуса имеется отверстие, закрытое пробкой для слива остатков жидкости при остановке насоса на длительный срок. В кронштейне имеется штуцер D_y = 6,5 мм, предназначенный для отвода утечек жидкости. ●

АНАЛИЗАТОР ВЛАЖНОСТИ ТЕРМОГРАВИМЕТРИЧЕСКИЙ ML-50, A&D (Япония)

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.6. Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса

1.6.1.8. Электронное оборудование

Анализатор влажности ML-50 предназначен для экспресс-анализа влажности продукции в лабораториях на производстве, а также при входном и выходном контроле продукции.

Быстрый и равномерный нагрев с помощью направленной галогеновой лампы и инновационной технологии вторичного излучения SRA сокращает время сушки.

Функция памяти позволяет хранить 5 условий режима измерения, приемлемых для конкретного образца и 30 результатов измерений.

Единицы измерения: содержание влаги (влажная основа), содержание влаги (сухая основа, Atro), сухой остаток, коэффициент, вес (г).

Стандартный интерфейс RS-232C обеспечивает двунаправленную связь с ПК или непосредственное подключение к принтеру.

Соответствие нормам GLP, GMP, GCP и ISO. Возможен вывод характеристик в соответствии с указанными стандартами: дата и время, ID, дата калибровки, результаты автоматического контроля.

Продуманный эргономичный дизайн. Благодаря специальной рукоятке исключается возможность обжечься во время работы, перемещая емкость с горячим образцом. Продуманная форма верхней крышки нагревательного элемента позволяет без труда открывать и закрывать анализатор. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Метод измерения	**400 Вт направленная галогеновая лампа с фильтром SRA и технологией взвешивания SHS, термогравиметрический анализ**
Диапазон веса образца	**0,1… 51 г**
Разрешение при определении веса	**0,005 г**
Разрешение при определении содержания влаги	**0,1% / 1%**
Воспроизводимость при определении содержания влаги	**0,1% (образец > 5 г); 0,5% (образец > 1 г)**
Диапазон температуры сушки на чашке для образца	**50… 200°С с шагом 1°С**
Объем памяти программ измерения	**5 программ**
Количество результатов измерения в памяти	**30**
Программы измерения	**стандартная, автоматическая, ускоренная, по таймеру, ручная**
Способ измерения	**влажная основа, сухая основа, твердое содержание, коэффициент**
Диаметр чашки весов	**85 мм**
Питание	**сеть (АС-адаптер)**
Номер в Госреестре средств измерений	**40496-09**
Тип калибровки	**внешняя**
Класс гири (в комплект не входит)	**F1**
Калибровочный вес, г*	**20, 50**
Условия эксплуатации	**температура 10 … 40 °С; относительная влажность не более 85%**
Габаритные размеры	**215 х 320 х 173 мм**
Масса	**6 кг**

ПОСТАВКИ НЕФТИ В ПОРТУГАЛИЮ: РОССИЯ УСТУПАЕТ СВОИ ПОЗИЦИИ АЗЕРБАЙДЖАНУ И АНГОЛЕ

Луиш Виллалобуш

В первом полугодии 2019 г. 18% импорта сырой нефти в Португалию приходилось на российские поставки, за Россией следовали Азербайджан (15%) и Ангола (14%).

Португалия закупала сырую нефть из 13 стран, начиная с Экваториальной Гвинеи, Бразилии, Ирака и заканчивая Норвегией и Великобританией.

С точки зрения энергетической безопасности лучше иметь несколько поставщиков, дабы избежать чрезмерной зависимости от какого-то одного.

России удается сохранять за собой лидерство в этой области благодаря производственной мощи, здесь за первое место в мире с нею борются Саудовская Аравия и США, а также пробивной способности и некоторой коммерческой агрессивности на европейских рынках.

Россия уже давно выработала четкую стратегию использования энергии в качестве геополитического оружия, чтобы компенсировать утраченный ею статус на международной арене.

СМОЖЕТ ЛИ ЕВРОПА КОГДА-НИБУДЬ ИЗБАВИТЬСЯ ОТ ЗАВИСИМОСТИ ОТ РОССИЙСКИХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ?

OILPRICE

Вэньюань У

Большая часть нынешних дискуссий по поводу экономической «независимости» Европы вращается вокруг ее все более напряженных отношений с администрацией Трампа в таких вопросах внешней политики, как торговля и Иран. Но это оттеснила еще одну очень важную перемену: значительная доля энергетической промышленности Европы переходит в руки русских и китайцев.

Несмотря на угрозу американских санкций и повсеместную противодействие, в том числе внутри европейского блока, строительство «Северного потока-2» приближается к завершению. Между тем Китай активно борется за энергетические «призы» по всему Евросоюзу.

Резкий рост инвестиций Москвы и Пекина практически во все сферы энергетической промышленности Европы вызвал критику из-за рубежа и внутри Евросоюза. Больше всего тревог связано с единством Евросоюза и проблемой нечестной конкуренции. Если не решать эти проблемы, их геополитические и коммерческие последствия станут клином в отношениях между США и Европой и спровоцируют серьезные разногласия внутри единого европейского рынка.

О ТРЕХ РЫЧАГАХ «НЕФТЯНОГО МОГУЩЕСТВА» РОССИИ

Donya-e Eqtesad

За несколько лет плотного сотрудничества с ОПЕК Россия превратилась на рынке нефти в настоящего игрока-«тяжеловеса», даже более влиятельного, чем Саудовская Аравия. Теперь никакие договоренности ОПЕК по нефтяному рынку невозможны без России. Если эта тенденция продолжится, то вырисовывается перспектива полновластного господства России на нефтяном рынке.

Двумя важными факторами влияния России на нефтяном рынке и в переговорах с ОПЕК стали огромный объем нефтедобычи и широкомасштабная дипломатия, применяемая Кремлем. Кремлевская дипломатия сумела подобрать для каждой страны-члена ОПЕК свой определенный подход и эффективно использует его на любых международных переговорах. Bloomberg указывает еще один рычаг влияния России на нефтяном рынке – объемы ее международных (валютных) резервов.

За прошедшие 4 года России удалось увеличить свои валютные резервы на 45%, и к июню текущего года они составили уже 518 млрд долл. Продолжение этих тенденций будет означать, что уже скоро Россия, среди стран с крупнейшими в мире золотовалютными резервами, займет почетное четвертое место и потеснит Саудовскую Аравию. ●

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

1–2 октября

Транспортная инфраструктура России

Москва

1–4 октября

14-я Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа

RAO/CIS Offshore 2019

Санкт-Петербург

1–4 октября

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

Санкт-Петербург

2–5 октября

РЭН

Москва

10–11 октября

12-я международная конференция

Argus Рынок нефтепродуктов 2019. Россия и СНГ

Тюмень

14–17 октября

14-я Международная конференция

НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ 2019

Уфа

22–24 октября

XIII международная специализированная выставка

Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия 2019

Самара

22–24 октября

Выставки

Heat&Power, PCVExpo, Testing & Control, Power Electronocs

Москва

22–24 октября

Российская нефтегазовая техническая конференция

SPE

Москва

ОКТЯБРЬ

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

«С одной стороны, мы очень много и активно говорим об искусственном интеллекте, но при этом сам до конца не понимаем, что это такое»

Д. Мантуров

«Главное в любом деле – правильно поставить цель. Ведь тоннель вполне можно копать и вдоль Урала, правда, свет в его конце увидишь не скоро»

Ю. Шафраник

«Главным конкурентным преимуществом российской газовой отрасли является вертикальная интеграция»

А. Миллер

«Знания – лучшая валюта XXI века»

В. Путин

«За последние 10 лет доля добытого инновационными методами нефтяного сырья в Югре выросла с 10 до 15%»

Н. Комарова

«Россия должна быть представлена в шельфовых проектах, этим путем идет весь мир»

Ю. Трутнев

«В погоне за низкой инфляцией мы можем задушить экономику»

С. Катырин

«Несмотря на то, что в ближайшие два десятилетия мы вряд ли сможем полностью отказаться от углеводородов, развивать возобновляемую энергетику необходимо»

Д. Медведев

«Что гласит главный закон big data? Не думай, по какому закону происходит корреляция, следуй корреляции»

С. Горьков

ПРИОРИТЕТ
юридическая компания

Тендерный
КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)

Аккредитация на торговых площадках

Подбор тендеров по заданным параметрам

Юридический анализ тендерной документации

Подготовка **тендерной заявки**

Услуги **специализированной организации**

Оформление **банковских гарантий**

Юридическое сопровождение заключения и исполнения государственного контракта

Оспаривание решений ФАС о внесении в **«черный список поставщиков»**

Действуя строго в рамках законодательства, мы обеспечиваем вам честную победу в нужном тендере

+7 495 987 18 50 (многоканальный)

Москва, ул. Крымский вал, д.3, стр.2, офис №7 (м. Октябрьская)

РЕКЛАМА

А ИЗ НАШЕГО ОКНА...

ART VIEW HOUSE
КЛУБНЫЙ ДОМ

Фото из окна клубного дома Art View House

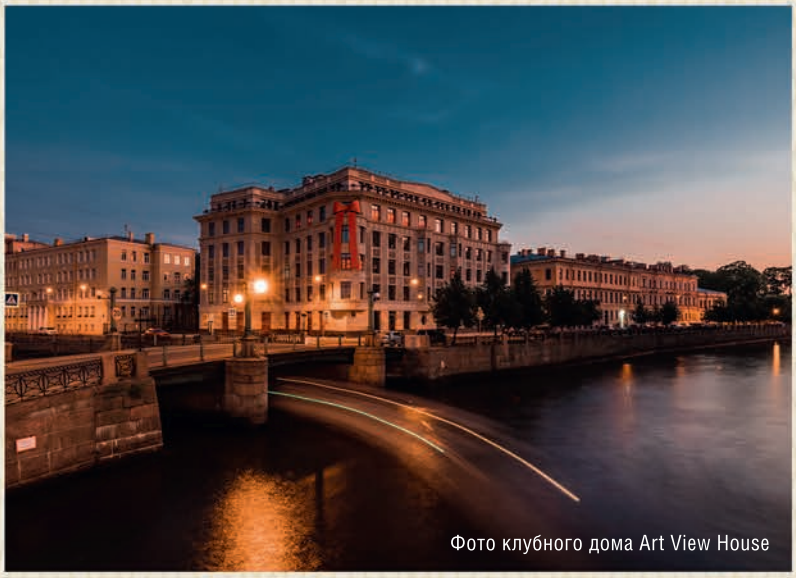


Фото клубного дома Art View House

Лучший элитный дом Санкт-Петербурга*

№ 1 в рейтинге видовых квартир**

Всего 24 квартиры в доме

* Победитель федеральной премии Urban Awards-2019 в номинации «Лучший жилой комплекс элит-класса Санкт-Петербурга».
** По версии газеты «Деловой Петербург».

+7(812) 605-99-99 artviewhouse.com

Санкт-Петербург, набережная реки Мойки, 102

Застройщик ООО «Особняк». Строительный адрес участка: СПб, наб. р. Мойки, 102 лит. А. Проектная декларация размещена на сайте www.artviewhouse.com

РЕКЛАМА