КАТАЛИЗАТОРНЫЕ ПРОИЗВОДСТВА В РОССИИ

БЕНЗИН ИЗ ОЛИГОМЕРИЗАТА

GAS ENGINEERING

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

Neftegaz.RU

ISSN 2410-3837

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

9 [141] 2023

ЭКСПЕРТНЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ СЖИЖЕННЫХ ГАЗОВ

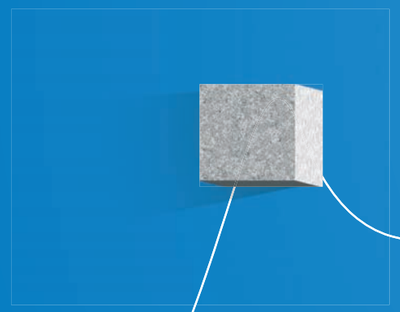
Входит в перечень ВАК (К1)

ГАЗСТРОЙПРОМ

Работаем вместе
на проектах Газпрома

Neftegaz.RU

МЫ СТРОИМ ИСТОРИЮ



Мультимедийный проект о насыщенной истории «Газстройпрома», стройках века и современном этапе развития компании, которая сегодня реализует ключевые для нашей страны проекты в сфере нефтегазового строительства.

gsp.neftegaz.ru

РЕКЛАМА

СОДЕРЖАНИЕ

«Зеленая» энергетика: инжиниринговые решения для нефтегазовой отрасли

14

Мировая аммиачная промышленность: анализ современного состояния и прогноз развития

36

Эпохи НГК 4

РОССИЯ ***Главное***

Отказ от нефти, которой не хватает 6

Программа геологического изучения Дальнего Востока 8

События 10

Первой строчкой 12

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

«Зеленая» энергетика: инжиниринговые решения для нефтегазовой отрасли 14

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

Производство катализаторов для нефтепереработки и нефтехимии в России 18

Оценка баланса сероводорода на установках деасфальтизации

48

Бензин из олигомеризата

60

НЕФТЕСЕРВИС

Умные микроконтейнеры для повышения эффективности физико-химических МУН 24

ПЕРЕРАБОТКА

Магнитная индукция 30

Мировая аммиачная промышленность: анализ современного состояния и прогноз развития 36

Нейтрализатор сероводорода для очистки нефти 44

Оценка баланса сероводорода на установках деасфальтизации 48

Возможность применения хитозана различной природы в качестве наполнителя полимочевинных смазок 52

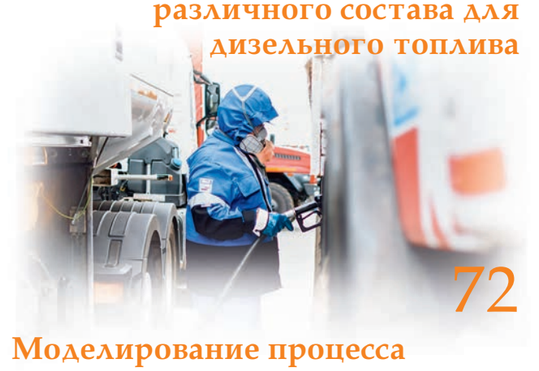
Оценка востребованности продукции установки деасфальтизации Афипского НПЗ 56

Бензин из олигомеризата 60

Разработка и исследование амидополиуретановых депрессорных присадок для дизельных топлив

66

Депрессорные присадки: оптимальная концентрация различного состава для дизельного топлива



72

Моделирование процесса среднетемпературной изомеризации прямогонных бензиновых фракций

78

Цифровые технологии, применяемые российскими ВИНК в условиях перехода к экономике больших данных

84

МАЛОТОННАЖНАЯ ХИМИЯ

Разработка и исследование амидополиуретановых депрессорных присадок для дизельных топлив 66

Депрессорные присадки: оптимальная концентрация различного состава для дизельного топлива 72

Календарь событий 77

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Моделирование процесса среднетемпературной изомеризации прямогонных бензиновых фракций 78

Цифровые технологии, применяемые российскими ВИНК в условиях перехода к экономике больших данных 84

ТРАНСПОРТИРОВКА И ХРАНЕНИЕ

Треугольный подход к выбору поставщиков логистических услуг в нефтегазовой отрасли: стоимость, компетентность и согласованность 92

ЭКОНОМИКА

Налогообложение нефтедобычи в России 94

ГАЗОПОДГОТОВКА

СПГ-заводы Австралии 100

Россия в заголовках 103

MODUS VIVENDI

Путь к гармонии и здоровью 104

Перезагрузка для топ-менеджеров в Подмосковье 106

Ювелирные трансформации 108

Новости науки 112

Нефтегаз Life 114

Классификатор 116

Цитаты 120

ЭПОХИ НГК

181 год назад

В 1842 году русский химик Н. Зинин открыл реакцию восстановления ароматических нитросоединений, позволившую получать анилин на основе бензола.

148 лет назад

В 1875 году А.А. Летний написал первый учебник по нефтяному делу.

147 лет назад

В 1876 году Д.И. Менделеев продемонстрировал возможность получения минеральных смазочных масел из мазута перегонкой в вакууме или с водяным паром.

144 года назад

К 1879 году вблизи Романова-Борисоглебска Ярославской губернии началось строительство НПЗ, на котором, спустя полгода с начала строительства, была получена первая продукция – нефтяные смазочные масла.

136 лет назад

В 1887 году Людвиг, Роберт и Альфред Нобель начали вывозить керосин морским путем через Каспийское море в главные промышленные центры России и на экспорт.

133 года назад

В 1890 году В.Г. Шухов и С.П. Гаврилов запатентовали трубчатую установку непрерывного действия, состоящую из змеевикового нагревателя, испарителя, ректификационной колонны и теплообменной аппаратуры и являющуюся прообразом современных установок первичной перегонки нефти.

112 лет назад

В 1911 году решением Верховного суда США нефтяная компания Standard Oil была разделена на 38 компаний, по числу подразделений в 38 штатах.

104 года назад

В 1919 году американская компания «Melco Chemical Co» создала первое в мире промышленное нефтехимическое производство, предложив потребителям изопропиловый спирт, синтезированный из отходящих газов термического крекинга нефти.

103 года назад

В 1920 году в России было принято постановление о концессиях, что позволило с помощью ведущих нефтяных держав восстановить нефтяное хозяйство Апшерона.

Neftegaz.RU

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Анатолий Чижевский
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифирова
Анастасия Гончаренко
Анастасия Хасанова
Анна Шевченко

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
к.т.н., ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

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

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

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

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

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

Еремин Николай Александрович
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

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

Половинкин Валерий Николаевич
научный руководитель ФГУП «Крыловский государственный научный центр», д.т.н., профессор, эксперт РАН

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

Третьяк Александр Яковлевич
д.т.н, профессор, Южно-Российский государственный политехнический университет

Neftegaz.RU

Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Валентина Горбунова
Анна Егорова
Марина Шевченко
Галина Зуева
Евгений Короленко

account@neftegaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Алексей Лозгачев

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Отдел по работе с клиентами
Екатерина Данильчук

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:
123001, г. Москва, Благовещенский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftegaz.ru
e-mail: info@neftegaz.ru

Подписной индекс Урал Пресс 013265

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

РЕКЛАМА

ПРЕМЬЕР СЕЛИГЕР | Уникальный посёлок премиум-класса на берегу озера Селигер

Закрытый коттеджный посёлок на Берегу живописного озера
с обустроенным Пляжем и собственным Пирсом
В автомобильной доступности от Москвы и Санкт-Петербурга

28 комфортабельных одноэтажных домов в едином архитектурном стиле с различными вариантами планировочных решений

Дома с дизайнерской отделкой и мебелью, или готовые строения в любой, выбранной вами, комплектации

Спокойствие, приватность и комфорт жизни в посёлке обеспечит профессиональная охрана и сервисная служба

Тверская область, Осташковский район
Сорожское сельское поселение, Залучье
8 (4822) 475 425 / premier-seliger.ru

ООО «Премьер», Тверь, ул.Симеоновская, д. 41, ИНН 6901053898

РОССИЯ
Главное

С начала года с рынка были выведены

2 млн

барр. нефти в сутки

Мировая переработка в 2023 г. вырастет

на 1,7 млн

барр. в сутки

Мировые поставки нефти в 2023 г. вырастут

на 1,5 млн

барр. в сутки

Спрос на нефть в 2023 г. превысит предложение

на 1,24 млн

барр. в сутки

ОТКАЗ ОТ НЕФТИ, КОТОРОЙ НЕ ХВАТАЕТ

Анна Павлихина

В конце сентября в канадском городе Калгари прошел Всемирный нефтяной конгресс. В этом году в фокусе внимания были вопросы энергетического перехода и нулевые выбросы. За несколько дней до события, очень кстати, МЭА выпустило очередной ежемесячный доклад, данные которого добавили тем для дискуссии.

Живость обсуждению придали опасения агентства по поводу предстоящего в четвертом квартале дефицита нефти. Казалось бы, для сторонников нулевых выбросов – отличная новость. Но нет. Оказалось, в кабинете, освещаемом и отапливаемом нефтью, газом, а подчас и углем, сложно написать успешную стратегию перехода на безуглеродные источники энергии.

Страны, анонсировавшие планы по переходу на альтернативную энергию в ближайшие годы, по-прежнему нуждаются в традиционном топливе.

Сто лет назад Петр Аркадьевич Столыпин просил: «Дайте государству 20 лет покоя внутреннего и внешнего, и вы не узнаете Россию!» Но в первом десятилетии XX века спокойствие было слишком большой роскошью. Как и в первых десятилетиях нашего столетия. С глобальными планами, меняющими существующую парадигму, всегда так: стоит замыслить нечто великое, правильное с глобальных точек зрения и начать мечтать о счастье для всего мира, как обязательно случаются экономические кризисы и политические катаклизмы.

Стратегии промышленных производств с нулевыми выбросами создавались в условиях, когда нефть и газ текли рекой, планировать энергопереход, основываясь на стабильных, гарантированных поставках по предсказуемым ценам, было просто. Самым непривлекательным результатом виделось незначительное передвижение сроков. Но исторически сложилось иначе. Изменение энергопотоков, введение ценового потолка, эмбарго, наложенное на российскую нефть и нефтепродукты, привели к тому, что в условиях продолжающегося роста спроса предложение существенно ограничилось.

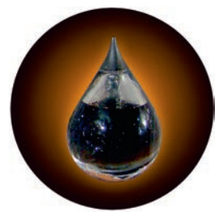
Причины прогнозируемого дефицита аналитики МЭА вписывают в сферу ответственности российско-саудовских договоренностей. Однако сокращение добычи странами ОПЕК+ успешно компенсировалось продукций других игроков. Так, с начала года с рынка были выведены 2 млн барр. нефти в сутки, а поставки странами, не входящими в альянс, за этот же период увеличились на 1,9 млн барр. нефти в сутки. Согласно прогнозам, мировые поставки нефти в этом году вырастут на 1,5 млн барр. в сутки за счет производителей из США, Ирана и Бразилии.

Нехватка нефти будет ощутима по другой причине: в планы развивающихся стран не входят нулевые выбросы. Они намерены развивать производства, дающие им высокомаржинальный продукт, посредством существующих технологий, то есть технологий, оставляющих длинный углеродный след. Китай активно закупает объемы подешевевшей российской нефти и наращивает мощности по ее переработке.

Увеличивают переработку не только азиатские производители. Мощности европейских НПЗ, как отмечается в прогнозе МЭА, работают на пределе, чтобы покрыть внутренний спрос. Та же ситуация в России. Генеральный директор ПАО «Газпром нефть А. Дюков на просторах конгресса в Калгари заявил, что компания значительно увеличила переработку нефти в этом году, реагируя на ситуацию на топливном рынке страны. Ранее он предупреждал о риске дефицита нефтепродуктов из-за заградительной пошлины, увеличение которой снижает эффективность НПЗ и может привести к сокращению объемов переработки. А. Новак утверждает, что правительство балансирует цены на оптовом рынке, но при необходимости готово к кардинальным мерам.

Согласно прогнозам МЭА, мировая переработка вырастет на 1,7 млн барр. в сутки, а спрос на нефть превысит предложение на 1,24 млн барр. в сутки. Следующие шесть–семь лет станут рекордными в потреблении традиционных энергоресурсов. Конечно, даже те страны, которые максимально продвинулись в наращивании мощностей возобновляемой энергетики, не откажутся от нефти и газа в одночасье. Но даже самые активные потребители углеводородов, сегодня создают технологический задел. Логично, что страны ЕС – идеологи и лидеры зеленых технологий, лишившись российского газа, ускорили реализацию зеленых проектов. Однако и Китай увеличивает инвестиции в атомную энергетику и производство электромобилей, занимает лидирующие позиции в производстве солнечных батарей и ветряных электростанций.

За шесть–семь лет можно сделать немногое, но надо воспользоваться этим периодом для наращивания компетенций в области технологий зеленой энергетики, чтобы, пройдя пик, вместе с ископаемым топливом не потерять свою востребованность. ●



ТЫСЯЧА НОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПО ПРОГРАММЕ ИЗУЧЕНИЯ ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Анастасия Гончаренко

Минприроды ФР подготовило программу геологического изучения Дальнего Востока, позволяющую открыть почти тысячу месторождений. По словам главы ведомства А. Козлова, средняя степень изученности округа не превышает 35%. Благодаря новой программе белых пятен станет меньше. В основном они останутся в зонах, где нельзя вести добычу: заповедники, нерестовые реки и другие уникальные природные локации. План по поддержке кратного увеличения геологоразведки готов для всех одиннадцати дальневосточных регионов. Он позволит открыть порядка тысячи новых месторождений за счет 256 новых объектов (перспективных площадей), на которых будут работать геологи. Предварительный экономический эффект достигнет почти 3 трлн руб.

Глава Минприроды также подчеркнул, что за счет увеличения геологоразведки на Дальнем Востоке Россия сможет выйти на первое место в мире по запасам золота, на пятое – по меди, а по дефицитным металлам (вольфраму, литию, урану и редкоземельным металлам) войдет в мировую четверку.

Сегодня Россия не производит литий. В феврале был проведен аукцион на крупнейшее в России Колмозерское месторождение в Мурманской области. Право на его разработку получил Полярный литий – СП Норникеля и Росатома.

На Дальнем Востоке формируются 9 крупных центров добычи, экспорт природного газа увеличится с 15,5 млрд м^3 до 98 млрд м^3, меди – со 100 тыс. т до 850 тыс.т. Экспортный потенциал обеспечат расширяемый БАМ, Тихоокеанская железная дорога, «Сила Сибири-2» и другие крупные логистические проекты. Внутренний рынок по добыче дефицитного сырья сейчас в среднем обеспечен на треть, благодаря принятым мерам и новой программе обеспеченность вырастет до 80%.

По словам А. Козлова, финансирование регионального этапа геологоразведки лежит полностью на государстве. Но уже разработаны изменения в закон «О недрах» о допуске в региональный этап частных инвесторов с опытом геологоразведки.

Рейтинги Neftegaz.RU

Стоимость топлива в Европе с лета повысилось на 60%. Рост цен на нефть не решил проблему с ростом цены на дизельное топливо. Мировые НПЗ не справляются с покрытием спроса, что создает инфляционные риски. Что стало основной причиной сложившейся ситуации?

Какие факторы стали определяющими в обострении ситуации на топливном рынке?

- **14%** Снижение производительности НПЗ из-за экстремально жаркой летней погоды
- **19%** Увеличение выпуска авиационного топлива и бензина за счет снижения производства других нефтепродуктов
- **23%** НПЗ не смогли нарастить производство после незапланированных ППР летом
- **35%** После вступления в силу эмбарго ЕС нарастил импорт дизтоплива из других стран, которые не могут производить продукт в требуемом объеме
- **9%** Китай ввел новую квоту на экспорт топлива, что снизило объемы поставок на внешний рынок

Россия и Турция продолжительное время ведут переговоры по вопросу организации газового хаба. Периодичность активных фаз переговоров и периодов затишья породила слухи о том, что власти двух стран не могут договориться по одному из главных вопросов: кто будет управлять газовым хабом. Даже если это всего лишь слухи, то вопрос от этого не становится менее интересным

Кто должен управлять турецким газовым хабом?

- **14%** Турция, т.к. основная инфраструктура проходит по ее территории
- **19%** Россия, так как торговля ведется в основном российским газом
- **20%** Турция, так как она несет больше рисков при внештатных ситуациях
- **12%** Россия, так как турецкий хаб – российская инициатива
- **35%** Управленческий функционал можно разделить, главное – распределить сферы ответственности и наладить работу

AGORA

ООО «Завод компрессорного оборудования «Агора»

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ПРОМЫШЛЕННЫХ КОМПРЕССОРОВ И ГАЗОРАЗДЕЛИТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

50 м^3
Производительность

400 кг/см^2
Давление

РЕКЛАМА

СЕРВИСНЫЙ ЦЕНТР В ХМАО-ЮГРА
628407, Россия, ХМАО-Югра,
г. Сургут, ул. Промышленная 15
+7 (346) 251 11 88

ЦЕНТРАЛЬНЫЙ ОФИС
350059, Россия, г. Краснодар
ул. Уральская д. 104
+7 (861) 205 13 19

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

Совместный нефтегазовый терминал на российско-китайской границе

Судостроительная компания АК «Барс» представила модель прогулочно-экскурсионного судна с энергетической установкой, работающей на водородных топливных элементах. Судно пассажировместимостью 10 человек будет использоваться для перевозки пассажиров и туристических групп по внутренним водным путям

«Объединенная нефтегазохимическая компания» и Xuan Yuan Industrial Development Co. Ltd планируют построить сухопутный трансграничный перевалочный комплекс Союз на ТОР Амуро-Хинганская в Еврейской автономной области. Перевалочный комплекс будет построен возле нового железнодорожного мостового перехода Нижнеленинское (РФ) – Тунцзян (КНР). Максимальная пропускная способность перехода – до 20 млн т грузов в год, отправка первой партии груза по мосту состоялась в ноябре 2022 г, этот маршрут позволяет сократить расстояние транспортировки более чем на 700 км. Практическую реализацию проекта осуществляет ОНГК. Всего планируется разместить 5 объектов промышленной инфраструктуры: нефтетерминал для приема, хранения, блендирования и налива сырой нефти, нефтегазоконденсатных смесей объемом до 5,8 млн т в год, нефтебаза с резервуарами для приема, хранения и отпуска различных нефтепродуктов и прямогонного мазута в объеме до 1 млн т в год, газонаполнительный комплекс для перевалки СУГ различных марок и пентан-гексановой фракции объемом до 0,65 млн т в год, контейнерная площадка для хранения и перевалки опасных грузов в танк-контейнерах 100 тыс. TEU в год, складские помещения и ангары площадью 200 тыс. м².

Санкциями по СПГ

Минфин США ввел санкции против подрядчиков строительства линий по производству СПГ для проектов «НОВАТЭКа»: «Арктик Энерджис» и ее дочерних структур, «Велес-Строй», который выступает крупным подрядчиком, в т.ч. на проектах «НОВАТЭКа», «Арктическая перевалка», управляющая двумя судами-хранилищами СПГ в Мурманске и на Камчатке.

«НОВАТЭК» собирался использовать FSU для перевалки СПГ из танкеров ледового класса в обычные газовозы и продажи газа на условиях FOB на базисе этих FSU. Такая концепция не только должна была удешевить логистику газа с арктических проектов но и снизить затраты на фрахт обычных танкеров, поскольку покупатели СПГ могли забирать газ на FOB с помощью собственных судов. Теперь из-за санкций продажа газа на FOB будет затруднительной. Под санкции также попали горно-металлургические предприятия, в основном расположенных в Арктике, производители вычислительной техники, электроники и радиоэлектронного оборудования.

Биогазовые электростанции для Бурятии

Власти Бурятии подписали соглашение о сотрудничестве с компанией Экореон о развитии биогазовых электростанций на территории республики. В регионе появятся объекты по переработке органических отходов в биогаз для выработки электроэнергии и производства удобрений. Срок реализации проекта – 2024 г. Объем инвестиций составит около 800 млн руб. Помимо соглашения по биогазовым электростанциям на ВЭФ-2023 власти республики договорились с «Газпромом» о реализации дорожной карты газификации до 2032 г. В Бурятии сформирован штаб по газификации, в состав которого вошли специалисты профильных министерств и ведомств, а также специалисты «Газпрома», «Газпром газификации» и «Газпром межрегионгаза».

«СИБУР» успешно протестировал выпуск пропиленгликоля марки А на мощностях специально модернизированной для этого установки «Нижнекамскнефтехима». Опытно-промышленная партия направлена на омологацию нескольким десяткам потребителей, часть из которых уже успешно провела испытания нового продукта. Предполагается, что запуск производства позволит обеспечить не менее 20% потребностей российского рынка

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

Новый малотоннажный СПГ-комплекс

«Роснефть» открыла Центр по изучению карбонатных залежей углеводородов на базе собственного научно-проектного блока. Профессиональное сообщество объединяет более 300 специалистов из 22 добывающих предприятий и 9 корпоративных научных институтов. Извлекаемые запасы нефти в карбонатных коллекторах оцениваются в 2,8 млрд т, что составляет 21% запасов компании

«Газпром» запустил в работу малотоннажный комплекс по сжижению природного газа в Свободненском районе Амурской области. Производительность – 1,5 т СПГ в час или 12,6 тыс. т в год. Предусмотрена возможность в короткие сроки нарастить производительность комплекса в два раза, по мере готовности потребителей к приему СПГ. Комплекс является ключевым объектом пилотного проекта по автономной газификации в Амурской области.

КСПГ позволит обеспечить газом объекты, которые находятся вдали от МГП «Сила Сибири-1». Главным потребителем СПГ станет газовая котельная, строящаяся в микрорайоне Амурсельмаш г. Белогорска, она заменит действующую мазутную котельную, продукция КСПГ будет доставляться в специальных криогенных автоцистернах на тягачах, работающих на СПГ, вблизи газовой котельной в настоящее время завершается сооружение системы приема, хранения и регазификации.

СПГ по СМП

«Газпром» впервые поставил партию СПГ собственного производства по Северному морскому пути. Танкер-газовоз «Великий Новгород» с партией СПГ, произведенного на среднетоннажном комплексе по сжижению природного газа Портовая в Ленинградской области, завершил разгрузку на приемном СПГ-терминале Таншань в Китае. Рейс занял 33 дня. За это время судно преодолело более 8500 морских миль. Комплекс СПГ Портовая построен на северо-восточном побережье Финского залива рядом с компрессорной станцией Портовая, головной КС магистрального газопровода «Северный поток-1». Проектная производительность завода 1,5 млн т СПГ в год. В его составе работают две технологические линии, для хранения и отгрузки СПГ используется судно-накопитель FSU Портовый. Доставку газа осуществляют танкеры-газоводы типоразмера Atlanticmax ледового класса Ice 2 (1C), что позволяет круглогодично транспортировать газ с проекта «Сахалин-2» и ходить по СМП в период навигации. В настоящее время на СМП сформирована круглогодичная навигация в западной части. СМП для транспортировки СПГ активно использует НОВАТЭК, в начале 2024 г. вместе с компанией Росатом планируют запустить круглогодичную навигацию на восточном направлении СМП.

Введены в эксплуатацию первые линии Амурского ГПЗ

«Газпром» запустил в коммерческую эксплуатацию две первые линии Амурского ГПЗ и начал отгрузки гелия. Уход лицензиара не повлиял на строительство Амурского ГПЗ, пуско-наладку завода провели российские инженеры, на сегодняшний день технологические линии успешно работают, запущена первая технологическая линия по производству гелия. В начале 2024 г. «Газпром» планирует запустить еще две линии, а до 2025 г. будут введены все шесть линий, таким образом завод выйдет на проектную производительность. Строительство Амурского ГПЗ ведется с октября 2015 г. в рамках реализации Восточной газовой программы «Газпрома». Завод обеспечивает переработку многокомпонентного газа Иркутского и Якутского центров газодобычи. Проектная мощность переработки составляет 42 млрд м³ природного газа в год. С каждыми двумя технологическими линиями ГПЗ связана одна линия производства сжиженного гелия мощностью 2 млн м³ в год. ●

Австралийская компания SunCable представила план реализации проекта AAPowerLink, предусматривающий строительство крупного солнечного парка для передачи электроэнергии в Сингапур через территориальные воды Индонезии. В рамках первого этапа будет запущена в эксплуатацию электростанция Powell Creek мощностью 2,65 ГВт. Энергия будет транспортироваться по наземной линии длиной 800 км и далее по подводному кабелю длиной 4 300 км до Сингапура

39,5 млрд руб.

вложат Россети в строительство энергообъектов в Приамурье для расширения инфраструктуры и электроснабжения

Halliburton после ухода с российского рынка импортировала в РФ оборудование на сумму

$7,1 млн

14,12 млрд м³

газа импортировал Китай по трубопроводам и в виде СПГ в июле 2023 г.

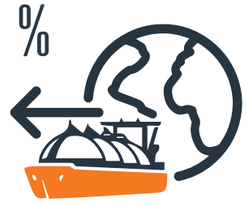
60 тыс. т

нефтехимии поставит СИБУР в Африку в 2023 г.

20 млрд руб.

собирается инвестировать глава Тывы в добычу лития

На 9 %



Южная Корея сократила импорт СПГ в августе 2023 г.

60 тыс. тонн

бензина и дизельного топлива поставила Белоруссия в Россию

На 6 %

снизил добычу угля Кузбасс в августе,

за 8 месяцев добыча на Кузбассе сократилась на **0,8 %**

До 63,5 млн т

КТК повысил прогноз прокачки нефти на 2023 г.

В 2023 г. объем прокачки нефти по КТК может вырасти на **8,2 %**

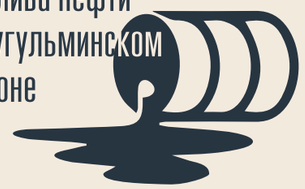
На 0,4 %

вместо прогнозируемых **0,1 %**

выросло промышленное производство в США в августе

200 м²

составила площадь загрязнения в результате разлива нефти в Бугульминском районе



До 4,7 %

прогнозирует увеличение энергопотребления в ДФО системный оператор

100 млн м³

газа закупит Молдавия у Греции на кредит от ЕБРР

Более 1,8 млрд м³

газа закачали в украинские ПХГ европейские трейдеры

На 180 тыс. барр./сутки

EIA снизило прогноз по росту добычи на 2023 г.

Более 3 тыс. тонн

дизельного топлива доставил танкер «Александр Невский» на Курильские острова

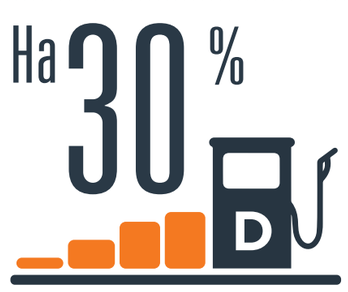
До 89 млн т

снижен прогноз добычи нефти в Казахстане

На 34 %

сократила потребление газа Литва в первом полугодии

На 30 %



выросли цены на дизельное топливо на чешских АЗС за лето

В 2023 г. объем переработки нефти на ТАНЕКО должен превысить

18 млн тонн

«ЗЕЛЕНАЯ» ЭНЕРГЕТИКА:

Инжиниринговые решения для нефтегазовой отрасли

GE GAS ENGINEERING

Ойген Иллензеер
генеральный директор ООО «ГЕ Газ Инжиниринг»

В ПОСЛЕДНЕЕ ВРЕМЯ ВСЕ ЧАЩЕ ГОВОРЯТ О НЕОБХОДИМОСТИ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА. ГОСУДАРСТВА ЕВРОСОЮЗА, ВЕЛИКОБРИТАНИЯ, ЯПОНИЯ И РЯД ДРУГИХ СТРАН НАМЕРЕВАЮТСЯ ПЕРЕЙТИ К УГЛЕРОДНОЙ НЕЙТРАЛЬНОСТИ НЕ ПОЗДНЕЕ 2050 ГОДА, КИТАЙ – К 2060 ГОДУ. О ВНЕДРЕНИИ «ЗЕЛЕНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ» В РОССИИ И МИРЕ, А ТАКЖЕ О ТОМ, КАКИЕ РЕШЕНИЯ В ЭТОЙ ОБЛАСТИ СЕГОДНЯ ПРЕДЛАГАЮТ ИНЖИНИРИНГОВЫЕ КОМПАНИИ ПРЕДПРИЯТИЯМ ТЭК, РАССКАЗАЛ ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ДИРЕКТОР ООО «ГЕ ГАЗ ИНЖИНИРИНГ» ОЙГЕН ИЛЛЕНЗЕЕР

RECENTLY, THERE HAS BEEN INCREASING TALK ABOUT THE NEED TO REDUCE CARBON FOOTPRINT. THE EU STATES, GREAT BRITAIN, JAPAN AND A NUMBER OF OTHER COUNTRIES INTEND TO TRANSITION TO CARBON NEUTRALITY NO LATER THAN 2050, CHINA – BY 2060. EUGEN ILLENSEER, GENERAL DIRECTOR OF GE GAS ENGINEERING LLC, SPOKE ABOUT THE INTRODUCTION OF GREEN TECHNOLOGIES IN RUSSIA AND THE WORLD, AS WELL AS WHAT SOLUTIONS IN THIS AREA ARE OFFERED BY ENGINEERING COMPANIES TO FUEL AND ENERGY ENTERPRISES TODAY

Ключевые слова: *зеленая энергия, углеродная нейтральность, проектирование, поставки оборудования, строительство, управление проектами.*

УДК 620.92

Ископаемое топливо долгое время служило основой стабильного энергобаланса. Эта стабильность в свое время дала возможность задуматься о переходе на возобновляемые источники и наметить переход к безуглеродной энергетике. Такой переход требует продолжительного времени и планомерности. Но события прошлого года, когда крупнейшие газовые и нефтяные потоки изменили вектор своего движения, заставили мир вновь обратиться к ископаемому топливу. Германия, Италия, другие страны расконсервировали угольные ТЭС, существенно увеличила объемы угледобывающая промышленность США и Китая.

Последствия этого энергетического кризиса бросили тень сомнения на перспективы зеленой энергетики. Многие начали ставить под вопрос реализацию проектов по сокращению углеродного следа в запланированные сроки и вообще в обозримой перспективе. Имеют ли эти сомнения под собой практические основания? Специалисты склонны думать, что нет. Руководитель аналитического центра «Яков и Партнеры» Геннадий Масаков в интервью РБК рассказал, что «доля возобновляемых источников энергии к 2050 г. вырастет с текущих 14 до 32 %, это приведет к постепенному снижению потребления ископаемого топлива к 2050 г.». С ним согласны и другие отраслевые эксперты.

– Ойген, как Вы считаете, насколько серьезна конкуренция «зеленых» энергоносителей с углеводородами и кто победит в противостоянии?

– «Зеленая» энергия вносит существенные изменения в мировой энергобаланс и начинает вытеснять нефть и газ. Но я не стал бы называть это противостоянием, скорее, стратегическим развитием. Каждая страна определяет свой подход индивидуально и здесь многое зависит от финансовой составляющей. Россия может совершить переход к низкоуглеродной энергетике, но он должен быть поэтапный. Многое в его скорости зависит от стратегической задумки, большую роль играют те возможности, которыми располагает страна. По моим прогнозам, это перспектива как минимум двадцатилетнего периода.

РЕКЛАМА

– Россия располагает большими запасами ископаемых энергоносителей, но «зеленый» тренд идет из стран, которые этим ресурсом не располагают. Насколько, по Вашему мнению, этот вопрос политизирован?

– Вопрос однозначно политизирован. Развитием зеленой энергетики занимаются уже много лет. Сначала озаботились вопросами CO_2, пытались минимизировать выбросы в атмосферу, устанавливали штрафы и вводили квоты.

Наша задача сегодня заключается в том, чтобы показать этим странам, что еще можно сделать, куда направить вектор развития, каким образом использовать имеющиеся в России полезные ископаемые. При этом действия должны быть мотивированы заботой о будущем. Наш долг – передать последующим поколениям Землю в лучшем состоянии, чем то, в котором мы ее получили.

– Кто должен продвигать развитие «зеленых» технологий? Кто готов в них инвестировать?

– Вопрос в том, кто должен создать условия для инвестирования. Пример других стран показывает, что государство стимулирует развитие альтернативной энергетики и вводит преференции. Инициатива должна идти сверху и в качестве основных аргументов здесь должны выступать два фактора: во-первых, это инвестиции в будущее наших детей, а во-вторых, в сфере «зеленой» энергетики необходимо развивать собственные технологии и компетенции, с тем чтобы предложить их глобальному рынку.

– Что «ГЕ Газ Инжиниринг» предлагает предприятиям российского ТЭК в области развития «зеленых» технологий?

– Сегодня совместно заказчиками мы готовы приступить к формированию инфраструктуры кластера «зеленой» энергетики. При наличии финансовой подушки разработать технические решения, но при этом максимизировать использование локальных сил, чтобы быть менее зависимыми от иностранных партнеров.

Мы активно занимаемся проектированием и поставкой небольших установок сжижения природного газа. Совместно с зарубежными партнерами мы беремся за реализацию любых проектов мощностью менее 500 тыс. тонн в год.

– Над чем работаете сегодня?

– В настоящее время наши специалисты работают над реализацией стратегического проекта в регионе Финского залива,

> Криогенное складское хозяйство – это резервуары для хранения таких продуктов, как пропан, бутан, аммиак, пропилен, СПГ. В настоящее время «ГЕ Газ Инжиниринг» единственная компания, предоставляющая услуги проектирования резервуаров в объеме от 1000 до 260 000 м^3

«ГЕ Газ Инжиниринг» предоставляет инжиниринговые услуги и осуществляет работы в области криогенного складского хозяйства. В рамках этого направления спектр наших компетенций довольно широк.

Криогенное складское хозяйство – это резервуары для хранения таких продуктов, как пропан, бутан, аммиак, пропилен, СПГ. В настоящее время «ГЕ Газ Инжиниринг» единственная компания, предоставляющая услуги проектирования резервуаров в объеме от 1 000 до 260 000 м^3.

– В каких проектах компания принимала участие?

– Специалисты «ГЕ Газ Инжиниринг» участвовали в строительстве первого в России среднетоннажного СПГ-терминала, такой же терминал был построен в 2002 г. в Китае, где наша компания также принимала участие.

где необходимо построить объекты складского хозяйства – резервуары объемом 240 тыс. м^3. Это стратегически важный проект как с точки зрения строительства инфраструктуры, так и с точки зрения применяемой технологии. Таких резервуаров в нашей стране нет, это будет элемент складского хозяйства с самым большим объемом.

– В чем особенность проекта и ваша основная задача при его реализации?

– Мы осуществляем спектр услуг в сфере складского криогенного хозяйства, в тех объемах, которые в Европе еще не предлагают. Несмотря на то, что технология существует уже много лет, она описывается лишь в общих чертах, а объект такого объема, который мы сейчас реализуем, предполагает множество нюансов, технических и инженерных решений. Подавляющее количество вопросов мы прорабатываем сами, так как знаем и учитываем сложности, возникающие при проектировании столь сложного складского хозяйства. Кроме того, в сфере нашей ответственности распределительная часть, т.е. возможность экспорта продукта.

Но этим деятельность предприятия не ограничивается. Мы активно участвуем в проектах, связанных с «зеленой энергетикой». В этой сфере наша компания обладает широкими компетенциями и может предложить рынку самые удачные решения.

– Расскажите подробнее о деятельности компании в этой сфере.

– Активно участвуя в отраслевых мероприятиях, мы обсуждаем с экспертами возможности и состояние мирового рынка альтернативных энергоносителей. В результате сложилось понимание, что «зеленая» энергетика – это некий комбинированный продукт. Такое видение дает возможность использовать существующую инфраструктуру для хранения разных продуктов с последующим разделением.

Совместное обсуждение привело к еще одному важному выводу: сегодня даже специалисты не имеют четкого представления о том, что считать продуктом «зеленой» энергетики. Но мы солидарны с точкой зрения, согласно которой создание абсолютно новой инфраструктуры для транспортировки и хранения «зеленых» энергоносителей – бессмысленно.

Чтобы несколько унифицировать представления, многие наши партнеры концентрируются на некоем промежуточном продукте, понятном с точки зрения особенностей его транспортировки и хранения, а также с точки зрения необходимой для этого инфраструктуры. В результате такой унификации возникает четкое понимание, какие компетенции мы можем применить в конкретном проекте, какие вопросы по строительству складского хозяйства мы можем реализовать. Это помогает решить также ряд вопросов с потенциальными заказчиками и, возможно, потребителями. Если взять в качестве примера популярный продукт аммиак, то небольшие станции его разделения на фракции – это не новая технология, в сотрудничестве с партнерами мы можем осуществлять пусконаладку такого оборудования.

Значительная часть инфраструктуры для реализации проектов, связанных с «зеленой энергетикой», находится в развивающейся стадии. Например, в последнее время активно наращиваются мощности по сжижению газа.

Мировой рынок уже располагает разветвленной инфраструктурой для транспортировки и хранения СПГ, кроме того, этот продукт не внесен в санкционные списки, что увеличивает его шансы в качестве популярного энергоносителя. Вместе с этим китайские потребители увеличивают экспорт и расширяют инфраструктуру.

При этом не следует забывать, что, во-первых, инфраструктура СПГ-проектов строилась на протяжении многих лет, а во-вторых – это происходило поэтапно. Даже ведущие производители Катара вводили производственные и инфраструктурные мощности этап за этапом.

Однако в данном случае временной период может быть сокращен в связи с тем, что потребитель уже готов к переходу на «зеленую» энергетику. Если обратиться к показателям прошлого года, то 35,4% объектов энергетического строительства было сформировано за счет угля. Но в свете экологической повестки уголь – непопулярный продукт, и многие страны стремятся к сокращению углеродного следа в энергобалансе. Наблюдая эту тенденцию, есть все основания предполагать, что переход от угля к «зеленым» энергоносителям совершится быстрее.

Изначально СПГ рассматривали в качестве промежуточного продукта до момента, пока не начнет формироваться новая инфраструктура и не поступят реальные инвестиции для ее финансирования. Но время показало, что такое видение было не совсем корректным, так как промежуточным этот продукт назвать нельзя. Можно рассмотреть технологическое решение, которое будет актуально в течение последующих двадцати лет, но при этом надо учитывать, что будет развиваться «зеленая» энергетика, к которой можно отнести и СПГ. Ведь вопрос не в самом продукте, а в способе его производства, в том, какие средства при этом задействованы, какой энергетический след он оставляет в процессе получения.

В нашем портфеле предложений сформирован кейс «Биоэнерджи». Речь идет об этане – продукте, который можно получить, к примеру, с очистных сооружений. В этом случае он будет относиться к «зеленой» энергетике. В Евросоюзе сформированы субвенции и при наличии продукта, содержащего не менее 15% биокомпонента, весь объем считается биопродуктом, а под «био», как известно, подразумевается продукт «зеленой» энергетики.

– Зачастую сложно проследить весь производственный цикл и определить углеродный след продукта. Что нужно, чтобы убедить рынок в его экологичности, в том, что он действительно относится к «зеленой» энергетике?

– В первую очередь имеет значение исходный продукт. Презентуя его, необходимо доказать, как он стал «зеленым». Мы часто сталкиваемся с ситуацией, когда заказчики не имеют об этом четкого представления. Необходимо вносить ясность и объяснять, при каких условиях энергоноситель становится продуктом «зеленой» энергетики. Тот же водород можно получить различными способами, в зависимости от которых определяется степень его чистоты, длина или отсутствие углеродного следа. При этом надо учитывать много аспектов. Например, если к продукту «зеленой» энергетики (голубой или зеленый водород) добавить определенный процент серого водорода, то мы все равно в общей массе получаем продукт «зеленой» энергетики.

– О «зеленой» энергии много говорят, но если недавно под этот термин подводили понятие экологичности, то сегодня у «зеленой» энергии появилось много оттенков. Какой смысл Вы вкладываете в это понятие?

– В нашем понимании «зеленая» энергетика – это технологии и продукты, которые в конечном итоге имеют наименьшее влияние на окружающую среду. Это ресурс, который позволяет нам жить не только сегодняшним днем, но и спустя десятилетия не задумываться о том, что настанет время, когда он исчерпается.

АЛЬТЕРНАТИВНАЯ ЭНЕРГЕТИКА

– Как давно ООО «ГЕ Газ Инжиниринг» работает на рынке?

– История создания компании уходит в 90-е годы, когда иностранное инжиниринговое предприятие, специализирующееся на строительстве складского хозяйства, вышло на российский рынок.

– В области инновационных внедрений компания сотрудничает с институтами, НТЦ?

– Мы всегда были заинтересованы в сотрудничестве с локальными, специализированными отраслевыми институтами. В нашей компании сформировано видение спектра направлений дальнейшего развития с участием российских НИИ. Мы совместно прорабатываем технологические моменты и, я уверен, в последствии многие из них сможем реализовать.

> В нашем понимании «зеленая» энергетика – это технологии и продукты, которые в конечном итоге имеют наименьшее влияние на окружающую среду. Это ресурс, который позволяет нам жить не только сегодняшним днем, но и спустя десятилетия не задумываться о том, что настанет время, когда он исчерпается

В 2016 году было принято стратегическое решение сформировать отдельное собственное подразделение, целью которого стала реализация проектов непосредственно в России и странах СНГ. Так было образовано ООО «ГЕ Газ Инжиниринг». Предприятие успешно справилось с поставленной задачей: портфель заказов быстро пополнялся стратегическими проектами и в результате сегодня наша компания является единственной, кто имеет те или иные референсы в каждом из СПГ-проектов. После изменения геополитической ситуации, в компании была проведена реструктуризация, позволяющая продолжать заниматься профильной деятельностью, согласно намеченному долгосрочному плану, не сворачивая и не замораживая проекты.

– Ситуация, о которой Вы говорите, изменила доступ к иностранным технологиям и оборудованию. Как обстоят дела в области импортозамещения, есть ли проблемы?

– Проблемы существуют. Своими силами мы можем сделать многое, но не все. «ГЕ Газ Инжиниринг» постоянно инвестирует в развитие, но ресурс, который мы готовы потратить на закрытие вопросов импортозамещения, зависит от рыночного спроса, инвестировать без наличия контрактов нецелесообразно. В то же время у нас есть надежные поставщики оборудования, с которыми удобно работать. Мы готовы развивать свою инфраструктуру, но при отсутствии прямых заказов приходится пользоваться услугами зарубежных партнеров.

– Как находите ценные кадры и как мотивируете их работать в компании?

– Это для нас актуальный вопрос. Есть работы, которые могут выполнить только специалисты с десятилетним опытом. В «ГЕ Газ Инжиниринг» сформирован кадровый костяк – люди, давно наработавшие большой опыт в компании и обладающие знаниями, полученными от наших зарубежных партнеров. Методом наставничества они помогают более молодым сотрудникам освоить специфику производственной деятельности. Кроме того, мы работаем с вузами и на стадии обучения вносим свою лепту в формирование знаний и навыков у будущих специалистов, мы окунаем их в нашу производственную реальность, показываем специфику работы.

– Технологии развиваются быстро, бывает так, что, когда специалист приходит на производство, оказывается, что его знания устарели?

– Основа технологического процесса не изменяется так стремительно. Но, если говорить о реализации конкретного проекта, то всегда есть нюансы, особые требования заказчика. В университете люди получают базовые знания, а изменения в технологиях происходят при реализации проектов. Именно благодаря работе над нестандартными сложными задачами мы – компания и сотрудники – получаем новый опыт и знания. Приобретенные ноу-хау внедряются в последующих проектах, этот опыт мы накапливаем и предлагаем заказчикам.

– Какие еще конкурентные преимущества Вы могли бы отметить? За счет чего ваша компания удерживает позицию на рынке?

– С точки зрения приоритетов складского хозяйства, тем более в тех объемах, которые мы сегодня реализуем, «ГЕ Газ Инжиниринг» – единственная компания, не просто оставшаяся на рынке, но и продолжающая развиваться. Ни один проект не был приостановлен или отложен, несмотря на рыночные изменения. Таким образом, мы демонстрируем заказчикам нашу состоятельность, наши возможности и независимость. Также это является показателем успешного трансфера знаний о технологиях, почерпнутых в процессе сотрудничества с иностранными партнерами. В сравнении с конкурирующими предприятиями мы всегда открыты к диалогу с заказчиком. Наш подход сводится не только к предложению собственного видения решения проблемы, мы пытаемся сформировать позицию, учитывающую все необходимые для заказчика нюансы. Эти аспекты делают нас особенными.

– Каким в Вы видите будущее «ГЕ Газ Инжиниринг»?

– Компания с самого начала своего основания оттачивала компетенции в сфере криогенных технологий. В этой области мы планируем нарабатывать навыки и усиливать свои позиции в будущем. Для этого в компании сформирован пятилетний план стратегического развития и намечены сферы инвестирования. Параллельно мы планируем расширять географический охват, в планах – выход на глобальные рынки, развитие проектов, повышение рейтингов. ●

Keywords: *green energy, carbon neutrality, design, equipment supply, construction, project management.*

Neftegaz.RU
номер 9/2023 г.

УДК 544.478

ПРОИЗВОДСТВО КАТАЛИЗАТОРОВ для нефтепереработки и нефтехимии в России

Капустин Владимир Михайлович
член Правления АНН,
заведующий кафедрой технологии переработки нефти,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
д.т.н., профессор

Иванов Александр Викторович
генеральный директор,
Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков

ИМПОРТОНЕЗАВИСИМОСТЬ – ПРИОРИТЕТНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ КАТАЛИЗАТОРНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО И НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСОВ РОССИИ. ВЫСТУПАЯ В АВГУСТЕ 2023 Г. НА X МЕЖДУНАРОДНОМ ФОРУМЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ «ТЕХНОПРОМ-2023», ДИРЕКТОР ДЕПАРТАМЕНТА НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА МИНЭНЕРГО РОССИИ А.С. РУБЦОВ ПОДЧЕРКНУЛ, ЧТО «СЕГОДНЯ ДОЛЯ РОССИЙСКИХ КАТАЛИЗАТОРОВ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ СОСТАВЛЯЕТ 76 %, ХОТЯ ЕЩЕ В 2014 ГОДУ ЭТА ЦИФРА БЫЛА МЕНЕЕ 32 %». ПО ЕГО СЛОВАМ ЗАВЕРШЕНИЕ ПРОЕКТОВ ПО СОЗДАНИЮ КАТАЛИЗАТОРОВ КРУПНЕЙШИМИ РОССИЙСКИМИ НЕФТЯНЫМИ КОМПАНИЯМИ ПОЗВОЛИТ УДОВЛЕТВОРИТЬ КЛЮЧЕВЫЕ ПОТРЕБНОСТИ РОССИЙСКИХ НПЗ. КАКОВА СЕГОДНЯ СИТУАЦИЯ С РАЗВИТИЕМ КАТАЛИЗАТОРНЫХ ПРОИЗВОДСТВ В РОССИИ?

IMPORT INDEPENDENCE IS A PRIORITY DIRECTION FOR THE DEVELOPMENT OF THE CATALYST INDUSTRY TO ENSURE THE EFFECTIVE FUNCTIONING OF THE OIL REFINING AND PETROCHEMICAL COMPLEXES OF RUSSIA. SPEAKING IN AUGUST 2023 AT THE X INTERNATIONAL FORUM OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT "TECHNOPROM-2023", DIRECTOR OF THE OIL AND GAS COMPLEX DEPARTMENT OF THE RUSSIAN MINISTRY OF ENERGY A.S. RUBTSOV EMPHASIZED THAT "TODAY THE SHARE OF RUSSIAN CATALYSTS IN OIL REFINING IS 76%, ALTHOUGH BACK IN 2014 THIS FIGURE WAS LESS THAN 32%." ACCORDING TO HIM, THE COMPLETION OF PROJECTS TO CREATE CATALYSTS BY THE LARGEST RUSSIAN OIL COMPANIES WILL MAKE IT POSSIBLE TO SATISFY THE KEY NEEDS OF RUSSIAN REFINERIES. WHAT IS THE CURRENT SITUATION WITH THE DEVELOPMENT OF CATALYST PRODUCTION IN RUSSIA?

Ключевые слова: *катализаторы, нефтепереработка, нефтехимия, импортозамещение, технологии.*

Еще в 80-х годах правительство СССР понимало необходимость увеличения глубины переработки нефти, в связи с чем планировалось строительство установок каталитического крекинга, гидрокрекинга. Для обеспечения будущих мощностей современными катализаторами было решено закупить технологию и оборудование у лучших катализаторных компаний. Были закуплены два проекта:

- производство микросферических катализаторов крекинга мощностью 20 000 тыс. т/г. Технология, проект, оборудование были поставлены японской корпорацией JGC, владеющей мощностями по производству катализаторов в Японии (завод CCIC).
- производство катализаторов гидроочистки и гидрокрекинга мощностью 4000 тыс. т/г. Поставку произвела датская компания Haldor Topsoe. На базе этого оборудования был построен «Стерлитамакский завод катализаторов».

ФАКТЫ

76 %
составляет сегодня доля российских катализаторов в нефтепереработке

На сегодняшний момент эти проекты успешно функционируют на «Ишимбайском специализированном химическом

План мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации

	Технологическое направление (продукт, технология)	Срок реализации проектов (годы)	Доля импорта в потреблении в 2014 году	Прогноз доли импорта в потреблении в 2020 году
Катализаторы для базовых процессов нефтепереработки	Изомеризация бензиновых фракций	2015–2020	50 %	20 %
	Гидроочистка (бензина, дизельного топлива, вакуумного газойля, парафина)	2015–2020	97 %	45 %
	Каталитический крекинг	2015–2020	65 %	25 %
	Каталитический риформинг	2015–2020	**60 %**	25 %
	Гидрокрекинг	2015–2020	100 %	45 %
Катализаторы нефтехимии	Дегидрирование пропана, изобутана, изопентана, этилбензола (производство **мономеров**)	2015–2020	2 %	**0 %**
	Полимеризация этилена, пропилена, стирола (производство базовых полимеров)	2015–2020	100 %	45 %
	Полимеризация бутадиена, изопрена и др. (производство синтетических каучуков)	2015–2020	48 %	5 %
	Алкилирование бензола этиленом и пропиленом	2015–2020	45 %	20 %
	Окисление газофазное (производство оксида этилена)	2015–2020	100 %	45 %
	Окисление жидкофазное (производство ТФК)	2015–2020	100 %	45 %
Продукция газонефтехимии	Полиэтилен	2015–2020	26 %	0 %
	Полипропилен	2015–2020	10 %	0 %
	Поливинилхлорид	2015–2020	35 %	10 %
	Полистирол	2015–2020	16 %	25 %
	Полиэтилентерефталат	2015–2020	13 %	0 %

Оценка состояния обеспечения базовыми катализаторами предприятий нефтепереработки России

	Катализатор	Объем потребления катализаторов, тонн/год	Доля импорта, %
1	Катализаторы крекинга (FCC/движущийся слой)	(12 000–14 000)/3000	~25/0
2	Катализаторы риформинга (неподвижный/ движущийся слой)	200/100	~40/100
3	Катализаторы гидроочистки (нефтяных фракций)	3500–4000	60–70
4	Катализаторы гидрокрекинга	1000–1500	~100
5	Катализаторы производства зимних (арктических) топлив и масел	150–200	100
6	Катализаторы изомеризации бензиновых фракций	200–250	30 (ZrO_2)/100 (Al_2O_3)
7	Цеолиты:		
	• ультрастабильный Y	1500	0
	• ZSM-5	150	0
	• ZSM-11(12); BETA; ZSM-22; SAPO-41 и др.	200–300	100

Источник: *институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН. Генеральный директор АНН А.В. Иванов*

Оценка состояния обеспечения базовыми катализаторами предприятий нефтехимии России

	Катализатор	Объем потребления катализаторов, тонн/год	Доля импорта, %
1	Катализаторы полимеризации олефинов:		
	• этилена	70 (ТМК)/720 (SiO_2)	>90
	• пропилена	70 (ТМК)	100
2	Катализаторы окисления этилена в этиленоксид	150–200	100
3	Катализаторы дегидрирования:		
	• изобутана в изобутилен	15 000–20 000	0
	• бутана в бутадиен	200	100
	• изопентана в изопрен	10 000	0
	• пропана в пропилен	100	100
4	Катализаторы производства терефталевой кислоты	400	100
5	Катализаторы синтеза акрилонитрила (НАК)	150 (300 с Р. Беларусь)	100
6	Катализаторы синтеза винилхлорида	600	100
7	Катализаторы алкилирования бензола	3000–3500	–
8	Катализаторы синтеза акриловой кислоты	100–150	100

Источник: *институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН. Генеральный директор АНН А.В. Иванов*

заводе катализаторов» (входит в состав ООО «КНТ Групп») и ООО «РН-Кат» в Стерлитамаке.

Развитию производства катализаторов правительство РФ продолжает уделять большое внимание. Так, приказом Минэнерго России от 31.03.2015 г. № 210 утвержден план мероприятий по импортозамещению в нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслях промышленности Российской Федерации.

Также вопросы развития катализаторов для отрасли отражены в приказе Минпромторга России от 07.06.2016 г. №1868 о внесении изменений в План мероприятий по импортозамещению в отрасли нефтегазового машиностроения Российской Федерации.

ФАКТЫ

Алкилирование

на твердых катализаторах не внедрено, и катализатор для него в России не производится

Текущее состояние производства катализаторов для нефтепереработки и нефтехимии

Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков (АНН) в своей работе уделяет большое внимание вопросам развития катализаторного производства для нефтепереработки и нефтехимии. Эти вопросы регулярно рассматривались на заседаниях Правления Ассоциации более 20 лет. Так, вопросы развития катализаторного производства были рассмотрены на совещании главных технологов нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России и СНГ с участием руководителей предприятий-производителей катализаторов в г. Кириши, которое Ассоциация нефтепереработчиков и нефтехимиков провела совместно с ООО «КИНЕФ» и Институтом катализа СО РАН 12–15 апреля 2023 г.

На совещании было отмечено, что объем потребления катализаторов в России составляет порядка 60–70 тыс. тонн/год, а объем производимой в России на основе катализаторов продукции составляет порядка 5–6 трлн руб./год.

Большим достижением является строительство ПАО «Газпром нефть» в Омске современного катализаторного производства ООО «Газпромнефть – Каталитические системы». Мощность указанного производства – 21 тыс. тонн в год, в том числе:

- Катализаторы крекинга – 15 тыс. тонн;
- Катализаторы ГО – 4 тыс. тонн;
- Катализаторы ГК – 2 тыс. тонн;
- Реактивация катализаторов ГО – 2 тыс. тонн.

> В нефтепереработке требуется ускоренное развитие производства отечественных катализаторов для процессов гидроизодепарафинизации масел, селективной очистки этилена и пропилена, гидроочистки бензина каталитического крекинга, производства водорода и гидрокрекинга

В решении совещания главных технологов НПЗ 12–15 апреля 2023 г. в г. Кириши отмечено, что в нефтепереработке требуется ускоренное развитие производства отечественных катализаторов для следующих процессов:

- гидроизодепарафинизация масел;
- селективная очистка этилена и пропилена;
- гидроочистка бензина каталитического крекинга;
- производство водорода;
- гидрокрекинг.

В последние годы большую работу по развитию отечественных катализаторов в области нефтепереработки и нефтехимии провели: ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть», АО «СКТБ «Катализатор», ООО «Ишимбайский специализированный химический завод катализаторов».

При этом ООО «НПП Нефтехим», создавшее конкурентоспособный катализатор для изомеризации СИ-2, разработало катализатор для риформинга с непрерывной регенерацией, однако внутри страны он пока не используется.

Особо следует отметить Институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН, который вносит существенный вклад в разработку и внедрение отечественных катализаторов для отрасли.

Однако есть проблемы, которые необходимо решать:

- Российский катализатор риформинга с движущимся слоем не опробован в промышленном масштабе в РФ.
- Алкилирование на твердых катализаторах не внедрено, и катализатор для него не производится.
- Для процессов гидроочистки вакуумного газойля разработан отечественный катализатор (Роснефть, Газпром нефть) и находится в стадии в промышленного испытания.
- Катализаторная система для процесса гидрокрекинга частично разработана (ООО «РН-ЦИР» и ПАО «Газпром нефть»), но не опробована в промышленном масштабе.

Разработчики и производители катализаторов в РФ

	Разработки и производство		Производство
1	ООО «Газпромнефть-Каталитические системы»	1	АО «Ангарский завод катализаторов и органического синтеза»
2	КНТ Групп (г. Ишимбай»)	2	ООО «РН-Кат»
3	ООО «НПП «Нефтехим»	3	ЗАО «Нижегородские катализаторы»
4	АО «СКТБ «Катализатор»	4	ООО «Новомичуринский катализаторный завод»
5	ООО «НПК «Синтез»	5	ООО «Промкатализ» (г. Рязань)
6	ООО «НИАП-катализатор»	6	ООО «Щелковский катализаторный завод»
7	ООО «Салаватский катализаторный завод»	7	ОАО «Синтез-каучук»
8	АО «Нижегородские сорбенты»	8	ООО «Новокуйбышевский завод катализаторов»
9	АО «Редкинский катализаторный завод»	9	ГК «РеалСорб»

Источник: *институт катализа им. Г.К. Борескова СО РАН. Генеральный директор АНН А.В. Иванов*

ФАКТЫ

60–70

ТЫС. ТОНН/ГОД

составляет объем потребления катализаторов в России

Keywords: *catalysts, oil refining, petrochemicals, import substitution, technologies.*

СТЭЗ
СТУПИНСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ ЗАВОД

Сила в каждом соединении:
российские
электротехнические
инновации

Производитель высоконадежной электротехники, завод полного цикла, локализованный в России

РЕКЛАМА

СЕРИЙНОЕ ПРОИЗВОДСТВО ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ В РОССИИ

- ВИНТОВЫЕ И ПРУЖИННЫЕ КЛЕММЫ
- СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ
- РЕЛЕЙНЫЕ МОДУЛИ
- МАРКИРОВКА
- ЗАЩИТА ОТ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ
- БАРЬЕРЫ ИСКРОЗАЩИТЫ
- ИНТЕРФЕЙСНЫЕ РАЗЪЕМЫ ДЛЯ ПРИБОРОСТРОЕНИЯ
- СЕТЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
- ПРОМЫШЛЕННЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ КОММУТАТОРЫ
- СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ И ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

+7 (495) 933-85-48

www.avalonelectrotech.ru

УМНЫЕ МИКРОКОНТЕЙНЕРЫ

для повышения эффективности физико-химических МУН

Дмитриевский Анатолий Николаевич
академик РАН, научный руководитель института, главный научный сотрудник ИПНГ РАН, д.г.-м.н.

Максимов Антон Львович
член-корр. РАН, директор ИНХС РАН

Антонов Сергей Вячеславович
заведующий лабораторией ИНХС РАН, к.х.н.

Нургалиев Данис Карлович
директор института геологии и нефтегазовых технологий КФУ, д.г.-м.н.

Еремин Николай Александрович
профессор РГУНГ, заведующий центром ИПНГ РАН, д.т.н.

Замрий Анатолий Владимирович
генеральный директор Межотраслевого экспертно-аналитического центра

Дарищев Виктор Иванович
заместитель генерального директора по научно-техническому развитию и инновациям, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н.

Варфоломеев Михаил Алексеевич
заведующий кафедрой КФУ, к.т.н.

Безруков Николай Петрович
младший научный сотрудник ИНХС РАН

Алиева Лейля Азадиевна,

Чурина Алина Антоновна,

Ахметзянов Ильдан Ильдусович,

Бахмутов Алексей Викторович

МЭАЦ

УДК 66.095.96

В СТАТЬЕ РАССМОТРЕНЫ АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ, ВЫЯВЛЕНЫ КОМПЛЕКСНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МОДЕРНИЗАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО КОМПЛЕКСА, А ТАКЖЕ СФОРМУЛИРОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (МУН). РАССМОТРЕНЫ ПРОБЛЕМЫ ПРИМЕНЕНИЯ МУН, ОБОСНОВАНА ИХ ВАЖНОСТЬ ДЛЯ СОВРЕМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ. ПРИВЕДЕН АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ. ДОКАЗАНА ВАЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ХМУН, РАССМОТРЕНЫ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ, МЕХАНИЗМ ДЕЙСТВИЯ, А ТАКЖЕ ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ КАЖДОГО ИЗ МЕТОДОВ. ВЫДЕЛЕН РЯД ПРОБЛЕМ, СВЯЗАННЫХ С ХИМИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ВЫЯВЛЕНА НЕОБХОДИМОСТЬ МОДЕРНИЗАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ХМУН. ДЛЯ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛОЖЕНА ТЕХНОЛОГИЯ УМНЫХ МИКРОКОНТЕЙНЕРОВ (УМК). РАСКРЫТА СУТЬ ПРЕДЛАГАЕМОГО МЕТОДА, ОПИСАН ПРИНЦИП ЕГО ДЕЙСТВИЯ, А ТАКЖЕ ВЫДЕЛЕНЫ НАИБОЛЕЕ ВАЖНЫЕ ПРОЦЕССЫ И НАПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ, СВЯЗАННЫЕ С ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ

THE ARTICLE CONSIDERS THE ACTUAL PROBLEMS OF OIL PRODUCTION IN RUSSIA, IDENTIFIES COMPLEX AREAS FOR THE MODERNIZATION OF THE OIL PRODUCTION COMPLEX, AND ALSO FORMULATES THE NEED TO USE IMPROVER OIL RECOVERY (IOR) METHODS. THE PROBLEMS OF USING IOR ARE CONSIDERED, THE IMPORTANCE OF IOR FOR MODERN OIL PRODUCTION PROCESSES IS SUBSTANTIATED. THE ANALYSIS OF MODERN PHYSICAL AND CHEMICAL METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY IS GIVEN. THE IMPORTANCE OF THE USE OF CHEMICAL IOR IS PROVED, THE CONDITIONS OF USE, THE MECHANISM OF ACTION, AS WELL AS THE ADVANTAGES AND DISADVANTAGES OF EACH OF THE METHODS ARE CONSIDERED. A NUMBER OF PROBLEMS ASSOCIATED WITH CHEMICAL METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY HAVE BEEN IDENTIFIED, AND THE NEED TO MODERNIZE MODERN TECHNOLOGIES FOR CHEMICAL IOR HAS BEEN IDENTIFIED. FOR THE SOLUTION, THE TECHNOLOGY OF SMART MICRO CONTAINERS IS PROPOSED. THE ESSENCE OF THE PROPOSED METHOD IS REVEALED, THE PRINCIPLE OF ITS OPERATION IS DESCRIBED, AND THE MOST IMPORTANT PROCESSES AND ACTIVITIES ASSOCIATED WITH THIS TECHNOLOGY ARE HIGHLIGHTED

Ключевые слова: *технология умных микроконтейнеров, нефть, методы увеличения нефтеотдачи, высокомолекулярные соединения, поверхностно-активные вещества, добыча.*

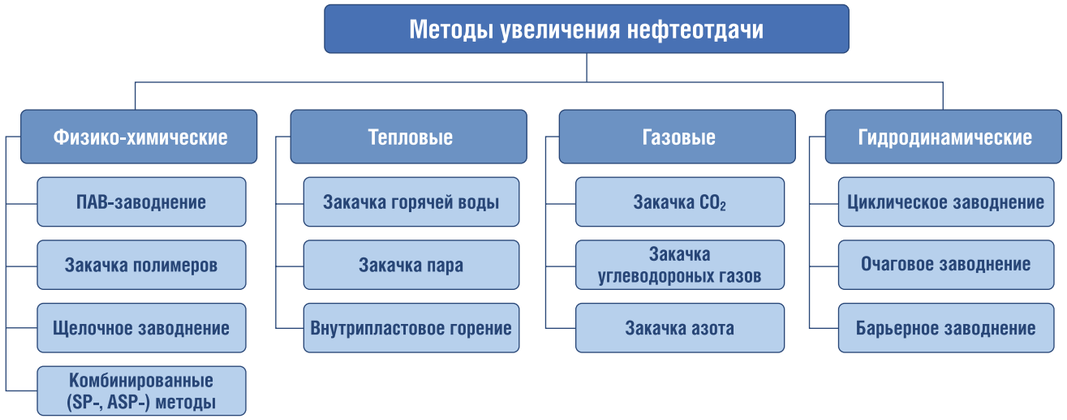
Добыча нефти – процесс, благодаря которому один из основных природных энергоносителей становится доступным для использования.

В настоящее время извлечение нефти происходит как на относительно недавно вступивших в разработку месторождениях, так и на месторождениях, эксплуатируемых длительное время с падающими показателями.

К последним относится большинство средних и крупных месторождений России, что говорит о необходимости широкого применения методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

В данный момент накоплен обширный опыт применения различных методов увеличения нефтеотдачи, к использованию которых прибегают на стадии падающей добычи нефти.

РИСУНОК 1. Классификация современных методов увеличения нефтеотдачи



Необходимость применения МУН вызвана следующими факторами:

- снижение дебитов скважин, связанное с выработкой месторождения;
- увеличение обводненности продукции;
- понижение коэффициента охвата – доли объема пласта, охваченной процессом фильтрации.

В настоящее время в мире доля нефти, добытой за счет МУН, составляет всего 2–3% [1]. Зачастую компании отдают предпочтение проектам, приносящим быструю прибыль, в то время как применение МУН требует существенных денежных затрат, большого периода планирования, тестирования и реализации. В отличие от технологий интенсификации добычи, таких как гидроразрыв пласта и кислотные обработки скважин, позволяющих кратковременно увеличить добычу нефти, применение МУН обеспечивает комплексное воздействие на пласт, что приводит к повышению коэффициента извлечения нефти (КИН), увеличению объема добытой нефти в перспективе всего периода разработки. Именно поэтому по мере истощения запасов роль МУН в нефтедобыче будет неизбежно расти [13].

Особый интерес представляют физико-химические МУН, эффективные, как правило, на давно разрабатываемых месторождениях с высокой обводненностью, низкой вязкостью нефти и высокой проницаемостью.

К таким месторождениям можно отнести ряд важнейших месторождений: Самотлорское, Ромашкинское, Мамонтовское. В России средняя обводненность продукции составляет 86% [2], а для крупнейших месторождений Западной Сибири этот показатель равен 89% [3], что говорит о высоком потенциале применения физико-химических МУН.

В нашей стране в разработке находятся несколько проектов с использованием химических МУН: ПАВ-полимерное заводнение на Холмогорском, Сутормининском месторождениях, полимерное заводнение на Восточно-Мессояхском месторождении. Одним из ярких примеров успешной реализации технологий ХМУН является закачка ASP-реагента на Западно-Салымском месторождении. С технологической точки зрения проект показал отличный результат: на пилотном участке КИН был увеличен на 17 п.п. и достиг 65% – в два раза выше, чем средний по РФ [1]. Интерес к химическим МУН в отрасли есть, однако по ряду причин, таких как высокая стоимость реагентов и адсорбция активных веществ внутри коллектора, применяются они достаточно редко. Острая необходимость состоит в том, чтобы вывести технологический уровень химических МУН на качественно новую ступень.

Современные технологии увеличения нефтеотдачи

К настоящему времени разработаны методы увеличения нефтеотдачи, основанные на различных физических механизмах. Как правило, применение МУН ведет либо к изменению свойств нефти, либо вытесняющего агента (изменение вязкости, подвижности). Ниже представлена классификация современных технологий (рис. 1).

Поскольку в рамках данной статьи наибольший интерес представляют физико-химические МУН, необходимо более подробно изложить принципы действия данных технологий.

ПАВ-заводнение

Метод ПАВ-заводнения основан на изменении смачивающих свойств воды и снижении поверхностного натяжения на границе «нефть-вода», вследствие чего повышается коэффициент вытеснения нефти. Применение данного метода осложняется явлением адсорбции поверхностно-активного вещества на поверхности породы и, как следствие, необходимостью закачки больших объемов раствора, поэтому в настоящее время растворы ПАВ применяют в основном для обработки призабойных зон нагнетательных скважин для увеличения их приемистости. В качестве активного вещества применяются:

- алкивсульфаты;
- сульфонаты;
- алифатические амины;
- оксиэтилированные алкилфенолы.

Полимерное заводнение

Метод полимерного заводнения заключается в увеличении охвата пласта за счет снижения подвижности (повышения вязкости) вытесняющего агента при растворении в воде высокомолекулярного соединения – полимера [4]. Повышается также фильтрационное сопротивление в результате адсорбции полимера на поверхности пористой среды и последующего образования геля. Эти эффекты вызывают перераспределение потоков в пласте и, как следствие, – повышение нефтеотдачи пласта.

Применяются следующие высокомолекулярные соединения:

- поливинилсахариды (сахарные фрагменты в боковой цепи);
- природные биополимеры растительного происхождения и продукты жизнедеятельности микроорганизмов (т.е. незаряженные полисахариды);
- модифицированные биополимеры, имеющие боковую синтетическую цепь;
- синтетические полимеры.

Поскольку закачка полимера увеличивает вязкость среды заводнения, она, как правило, эффективна только при высокой проницаемости коллектора [5]. В породе с низкой проницаемостью вытеснение полимера быстро достигает точки, при которой оно больше не дает результатов.

Щелочное заводнение

Метод щелочного заводнения нефтяных пластов основан на взаимодействии щелочей с пластовыми нефтью и породой. К таким реагентам относятся:

- гидроксид натрия NaOH (каустическая сода);
- кальцинированная сода Na_2CO_3;
- аммиак (гидроксид аммония) NH_4OH;
- силикат натрия Na_2SiO_3.

Метод щелочного заводнения основан на взаимодействии щелочи с органическими кислотами [6], при этом происходит образование ПАВ, которые снижают поверхностное натяжение на границе раздела фаз «нефть-порода».

Существует три возможных механизма щелочного заводнения для улучшения добычи нефти, которые включают в себя дисперсию нефти, изменение смачиваемости коллектора, эмульгирование и охват нефти.

Среди недостатков щелочного заводнения стоит выделить узкую применимость (данный вид МУН эффективен лишь при высоком кислотном числе нефти), а также риск выпадения нерастворимых осадков в карбонатных породах, что может привести к снижению проницаемости [7].

Ниже представлена сводная таблица по химическим МУН (см. табл. 1).

Недостатки современных методов

Несмотря на то, что современные физико-химические методы увеличения нефтеотдачи позволяют значительно увеличить темпы добычи, существуют недостатки, осложняющие применение подобных технологий:

- Адсорбция ПАВ приводит к большому расходу реагента, что является критичным для проектов ПАВ-заводнения ввиду высокой стоимости поверхностно-активных веществ;
- Движение реагентов химических методов увеличения нефтеотдачи внутри коллектора слабоуправляемо, что снижает точность воздействия на пласт и ведет к повышенному расходу активных веществ;
- При полимерном заводнении есть риск преждевременного гелеобразования, что ограничивает область воздействия зоной, близкой к нагнетательной скважине;
- Термическая деструкция полимеров ограничивает их применение при высоких пластовых температурах.

Предлагаемое решение

Ключевым принципом инновационной технологии (аббревиатура УМК-МУН) является капсулирование действующего химического реагента в виде ПАВ (умный контейнер или УМК) внутри полимерной оболочки, а также последующее перемещение и раскрытие капсул под действием тех или иных физических факторов.

В данный момент изучается возможность контроля движения капсул умных контейнеров при помощи магнитного поля, а также вопросы капсулирования и раскрытия капсул умных контейнеров под воздействием сверхвысокочастотного, ультразвукового воздействия и магнитной индукции. Внедрение технологии УМК-МУН предполагает несколько стадий, первая из которых заключается в закачке закапсулированного рабочего раствора ПАВ внутри полимерной оболочки в нагнетательную скважину. Далее, в результате воздействия магнитного поля капсулы фиксируются на определенном интервале в пористом пространстве, выбранном в соответствии с горно-геологическими условиями пласта, для обеспечения адресного воздействия композиции химических реагентов.

Капсулы вместе с водой перемещаются к нефтенасыщенной части пласта с минимальной адсорбцией, после чего при воздействии определенного

ТАБЛИЦА 1. Обзор химических МУН [4, 6, 8–37]

Метод	Механизм действия	Достоинства	Недостатки	Зона применения
Нагнетание водных растворов ПАВ	Снижение межфазного натяжения на границе «нефть–вода» с последующим эмульгированием нефти	Значительное повышение коэффициента вытеснения	• Адсорбция ПАВ на поверхности породы • Большие объемы закачки • Высокая стоимость реагентов	Призабойная зона нагнетательных скважин на залежах с высокой проницаемостью
Полимерное заводнение	Выравнивание фронта вытеснения путем увеличения вязкости воды и блокирования высокопроницаемых участков	Снижение обводненности продукции, вовлечение в добычу пропластков с меньшей проницаемостью	• Термическая деструкция полимеров • Риск преждевременного гелеобразования	Закачка в нагнетательные скважины с последующим воздействием на пласты с высокой степенью неоднородности
Щелочное заводнение	Щелочь, реагируя с нефтяными кислотами, образует соли, являющиеся поверхностно-активными веществами	Низкая стоимость реагента	• Низкая эффективность по сравнению с ПАВ-заводнением; • Риск выпадения осадков в карбонатных породах и снижения проницаемости	Закачка в нагнетательные скважины. Основное условие – высокое содержание кислот в нефти
Нагнетание водных растворов анионного поверхностно-активного вещества, соды/щелочи и полимера (ASP)	Представляет собой комбинацию ПАВ-, полимерного и щелочного заводнения	Существенное повышение нефтеизвлечения, эффект синергии трех видов химических методов увеличения нефтеотдачи	• Высокая стоимость реагентов • Необходимость подбора композиции ASP • Риск деструкции полимера в присутствии щелочи	Закачка в нагнетательные скважины

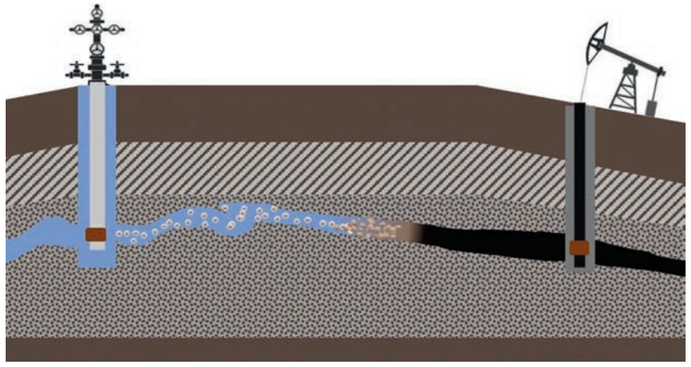
Примечание: ПЗ – полимерное заводнение; ЩЗ – щелочное заводнение.

физического фактора (сверхвысокочастотное излучение, ультразвуковое воздействие, индукционное и пр.) оболочка капсул разрушается, высвобождая ПАВ.

В случае применения ПАВ-заводнения микроконтейнеры будут двигаться непосредственно к водонефтяному контакту и высвобождаться ближе к нефтенасыщенной части пласта, тем самым сокращая потери поверхностно-активного вещества при адсорбции на породе. Применение УМК при полимерном заводнении приведет к более точечному воздействию на пласт и предотвратит преждевременное гелеобразование.

Технология УМК-МУН позволяет, с одной стороны, снизить расход дорогостоящего химического реагента, избежать нежелательной высокой адсорбции ПАВ матрицей горной породы, а с другой – обеспечить адресное воздействие на гетерогенные нефтенасыщенные пласты для извлечения остаточной нефти и вовлечь в процесс фильтрации менее проницаемые пропластки.

РИСУНОК 2. Принципиальная схема технологии капсулирования химического реагента в виде ПАВ внутри полимерной оболочки (УМК-МУН) с целью адресного доизвлечения нефти из удаленных от скважины зон или целиков с остаточной нефтью



Вывод

Применение технологии умных микроконтейнеров позволит существенно увеличить эффективность методов увеличения нефтеотдачи и снизить их стоимость за счет следующих факторов:

- сокращение потерь реагентов, в частности ПАВ, в ходе движения раствора к нефтенасыщенной части коллектора;
- более точное воздействие раствора на интервалы изоляции в ходе применения полимерного заводнения;
- возможность применения различных технологий полимерного заводнения с заданным временем загеливания и с более высокой точностью подачи полимеров.

На основании всего вышеперечисленного можно с уверенностью заявить, что разрабатываемая инновационная технология «УМК-МУН» позволит повысить эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи и обеспечить дополнительную добычу нефти.

Из результатов работ ИПНГ РАН в 2023 г. по теме 122022800270-0.

Литература

1. *В.И. Дарищев «Современные проекты ХМУН в России» в Международная научно-техническая конференция по химическим МУН, Казань, 2022.*
2. *Д.С. Леонтьев. Разработка и исследование технологий ограничения и ликвидации водопритоков в нефтяных скважинах, Тюмень: ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет, 2020.*
3. *А.Н. Янин «Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири», Бурение и Нефть, № 7, 2010.*
4. *К.А. Нурмаганбетова. Эффективность применения технологии ASP-заводнения при разработке нефтяных месторождений, Томск: ФГБОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ), 2021.*
5. *J.J. Sheng «Status of Polymer-Flooding Technology» Journal of Canadian Petroleum Technology, № 3, pp. 116–126, 2015.*
6. *И.Р. Юшков, А.А. Ерофеев, А.И. Юшков и А.А. Злобин «Оценка результатов щелочного заводнения в Пермском крае», Нефтепромысловое дело, № 9, 2013.*
7. *Д.А. Вендина «XXIV Международный симпозиум имени академика М.А. Усова», в Анализ геологических условий, влияющих на полимерное заводнение, Томск, 2020.*
8. *J.J. Sheng «Status of Alkaline Flooding Technology», Journal of Petroleum Engineering & Technology, т. V, № 1, pp. 44–50, 2015.*
9. *А.В. Замрий и Н.В. Викторова «Умные микроконтейнеры», Нефтегазовая вертикаль, № 10, pp. 27–31, 2019.*
10. *Экспресс-метод расчета технологических показателей дополнительной добычи нефти (при применении методов повышения нефтеотдачи) / Н.А. Еремин, А.Б. Золотухин, С.В. Михайлов [и др.] // Фундаментальный базис новых технологий нефтяной и газовой промышленности. Том Выпуск 2. – Москва: Издательство ГЕОС, 2002. – С. 329–334. – EDN WGWCDJ.*
11. *Eremin N.A. Enhanced Oil Recovery Methods / N.A. Eremin, L.N. Nazarova. – Moscow: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2001. – 153 p. – EDN WIJBBX.*
12. *Выбор метода воздействия на нефтяную залежь / Н.А. Еремин, А.Б. Золотухин, Л.Н. Назарова, О.А. Черников. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 1995. – 190 с. – EDN WGVZZZ.*
13. *Инновационные технологии предупреждения осложнений и аварийных ситуаций при строительстве нефтяных и газовых скважин. Применение технологии микроконтейнеров для борьбы с поглощениями / А.Н. Дмитриевский, А.Л. Максимов, С.В. Антонов [и др.] // Бурение и нефть. – 2022. – № 9. – С. 6–13. – EDN PJMJWJ.*
14. *Еремин, Н.А. Углекислый газ как эффективный химический агент увеличения коэффициента нефтеотдачи месторождений / Н.А. Еремин, Г. У. Хакимов // Актуальные проблемы освоения нефтегазовых месторождений приарктических территорий России: Материалы Всероссийской научно-практической конференции, Архангельск, 27–28 октября 2022 года. Том Выпуск 5. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В. Ломоносова, 2022. – С. 144–150. – EDN ECYAHB.*
15. *О термическом повышении нефтеотдачи при добыче высоковязких нефтей и битумов для месторождений Венесуэлы / А.А. Маркано Гонсалес, И.К. Басниева, Н.А. Еремин [и др.] // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2019. – № 1 (24). – С. 9. – DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art9. – EDN ZDXSRF.*
16. *Еремин, Н.А. МПН/МУН – современное состояние и тренды развития / Н.А. Еремин, А.Н. Еремин, А.Н. Еремин // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 4. – С. 47–52. – EDN WBFBCX.*
17. *Биометоды увеличения нефтеотдачи: Лекционный курс / Н.А. Еремин, Р.Р. Ибатуллин, Т.Н. Назина, А.А. Ситников. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2003. – 125 с. – ISBN 5-7246-0236-9. – EDN WGTZRZ.*
18. *Ермаков, П.П. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи / П.П. Ермаков, Н.А. Еремин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1996. – № 11. – С. 45–50. – EDN YSZANN.*
19. *Применение экспертно-статистического анализа в выборе метода воздействия на нефтяные пласты / И.К. Баснивева, Н.А. Еремин, В.В. Сурина, Е.Ф. Юдовина // Нефтяная промышленность. Обзорная информация. Серия: Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1995. – № 4. – С. 35–39. – EDN UZTDLD.*
20. *Еремин Н.А. Оценка применения полимерного заводнения с использованием теории нечетких множеств / Н.А. Еремин, В.В. Сурина, М.С. Приказчикова // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 4. – С. 54–57. – EDN YSZAFF.*
21. *Еремин Н.А. Литологические и седиментологические аспекты применения методов воздействия на нефтяные пласты / Н.А. Еремин // Нефтяное хозяйство. – 1994. – № 7. – С. 43–46. – EDN VQPJXG.*
22. *Еремин Н.А. Плотность сетки скважин при применении методов увеличения нефтеотдачи пластов / Н.А. Еремин, Ю.П. Желтов, Е.С. Макарова // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 11. – С. 28–32. – EDN YSZAHJ.*
23. *Золотухин А.Б. Способы оценки успешности применения методов воздействия на нефтесодержащие пласты / А.Б. Золотухин, Н.А. Еремин, Л.Н. Назарова // Труды Государственной академии нефти и газа им. И.М. Губкина. – 1992. – № 236. – С. 6–15. – EDN YYXHHF.*
24. *Еремин Н.А. Методика оценки уровня и конкурентоспособности технологий и методов увеличения нефтеотдачи / Н.А. Еремин, А.Б. Золотухин, Л.М. Сургучев; РД Миннефтегазпром СССР. – Москва: Миннефтегазпром СССР, 1990. – 56 с. – EDN UVBAKC.*
25. *Теория нечетких множеств в выборе методов воздействия на нефтяные пласты / А.Б. Золотухин, Н.А. Еремин, Л.Н. Назарова, Е.М. Пономаренко // Нефтяное хозяйство. – 1991. – № 3. – С. 21–23. – EDN XROZIT.*
26. *Система автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений (САПР РНМ) с применением тепловых методов увеличения нефтеотдачи / Ю.П. Желтов, А.Б. Золотухин, Н.А. Еремин, Л.Н. Назарова // Развитие и совершенствование систем разработки нефтяных месторождений. – Москва: Наука, 1989. – С. 119–131. – EDN YTDLQT.*
27. *Еремин Н.А. Определение веса параметра для задачи выбора метода воздействия с помощью экспертной системы / Н.А. Еремин, А.Б. Золотухин, Л.Н. Назарова // Роль молодежи в решении конкретных научно-технических проблем нефтегазового комплекса страны: Тезисы докладов Всесоюзной конференции, пос. Красный Курган, 06–08 июня 1989 года. – пос. Красный Курган, 1989. – С. 187. – EDN JIMFTJ.*
28. *Системный подход к определению эффективности применения физико-химических методов воздействия / А.Б. Золотухин, Л.Н. Назарова, М.С. Приказчикова, Н.А. Еремин // Методология системного анализа проблем разработки нефтяных и газовых месторождений: Тезисы докладов, Пермь, 15–16 ноября 1988 года. – Пермь: Пермский политехнический институт, 1988. – С. 19–20. – EDN PYKHBD.*
29. *Еремин Н.А. Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук / Еремин Николай Александрович. – Москва, 1987. – 22 с. – EDN RBJAXM.*
30. *Еремин, Н.А. Создание системы автоматизированного проектирования разработки нефтяных месторождений методом внутрипластового горения: специальность 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»: диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Еремин Николай Александрович. – Москва, 1986. – 149 с. – EDN WGSCVP.*
31. *Золотухин А.Б. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением внутрипластового горения / А.Б. Золотухин, Н.А. Еремин. – Москва: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 1986. – 73 с. – EDN UUGDAM.*
32. *The associative polymer flooding: an experimental study / R. Abirov, A.P. Ivakhnenko, Z. Abirov, N.A. Eremin // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – Vol. 10, No. 2. – P. 447–454. – DOI 10.1007/s13202-019-0696-8. – EDN YICCOP.*
33. *Abirov, R. Zh. Enhanced Oil Recovery methods for students / R. Zh. Abirov, O.P. Ivaknenko, N.A. Eremin. – Almaty: Kazakh British Technical University, 2020. – 34 p. – EDN VWNPAE.*
34. *Abirov, R. Zh. Polymer flooding technology investigation in reservoir conditions of the N-field / R.Zh. Abirov, O.P. Ivakhnenko, N.A. Eremin // Herald of the Kazakh-British Technical University. – 2016. – Vol. 13, No. 4 (39). – P. 7–10. – EDN SOOAZQ.*
35. *Sitnikov, A.A. A Mathematical Model of Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR) Method for Mixed Type Rock / A.A. Sitnikov, N.A. Eremin, R.R. Ibatullin // European Petroleum Conference: Society of Petroleum Engineers, London, UK, 25–27 октября 1994 года. – London, UK: Society of Petroleum Engineers (SPE), 1994. – P. 367-374. – DOI 10.2118/28903-MS. – EDN AGWSWX.*
36. *Comparative Analysis of Successful Application of EOR in Russia and CIS / I.K. Basnieva, A.B. Zolotukhin, N.A. Eremin, E.F. Udovina // University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium: electronic edition, Tulsa, USA, 29–31 августа 1994 года. – Tulsa, USA: Society of Petroleum Engineers, Inc., 1994. – P. 485–493. – EDN VLGNQM.*
37. *Multicriterial approach to EOR/IOR methods application analysis in reservoir engineering projects / I.K. Basnieva, N.A. Eremin, E.M. Ponomarenco, E.F. Yudovina // Seventh European Symposium on Improved Oil Recovery: Proceedings, Moscow, 27–29 октября 1993 года. Vol. Volume 1. – Moscow: Russian Interbranch Scientificand Technological Complex «Oil Recovery», 1993. – P. 52–60. – EDN XRXXNF.*

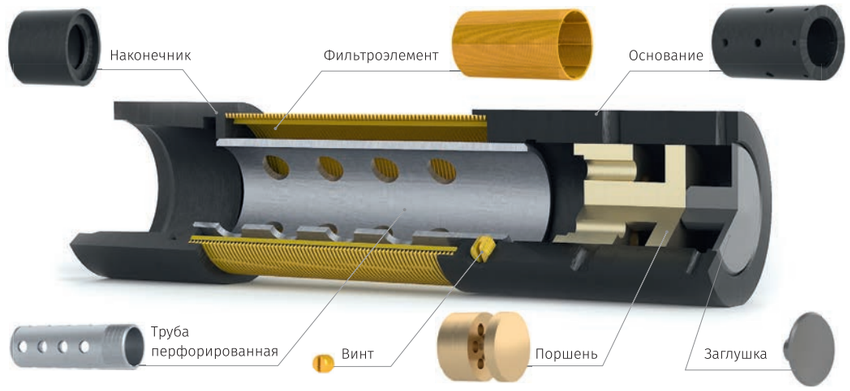
Keywords: *technology of smart microcontainers, oil, improved oil recovery methods, high-molecular compounds, surfactants, surfactants, extraction.*

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

SLIDE™

Фильтр щелевой



Область применения

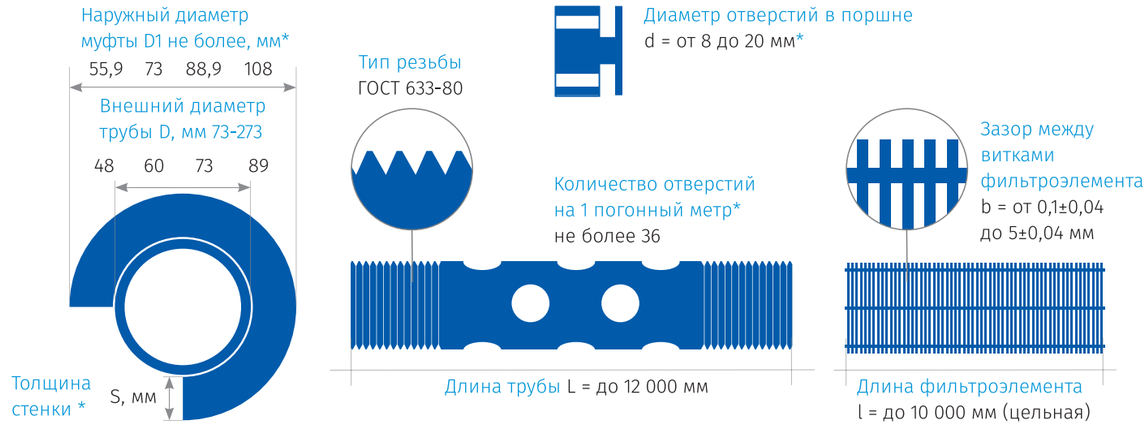
Фильтр щелевой SLIDE™ применяется для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений и попадания механических примесей.

Преимущества

- Устойчивая пропускная способность в период полного цикла эксплуатации с возможностью самоочищения.
- Стабильная работа глубинно-насосного оборудования благодаря увеличенной поверхности фильтрации.
- Низкая засоряемость фильтроэлемента благодаря неустойчивому положению механических частиц на фильтрующей поверхности и чистоте поверхности клинообразного профиля.
- Высокая прочность конструкции в осевом и радиальном направлениях (до 2 600 Н·м) за счет увеличенного числа опорных элементов.
- Высокая коррозионностойкость и устойчивость к агрессивному воздействию кислотно-щелочных средств.

Принцип действия

- Жидкость, поступающая на прием насоса из скважины, очищается от механических частиц, проходя через фильтрующий элемент, изготовленный из клинового профиля нержавеющей стали марок AISI 304, AISI 316, который по спирали, с определенным шагом, намотан на опорные элементы для обеспечения жесткого экрана с продольными щелями строго определенного зазора. Острые кромки создают арку (песчаный мостик) над отдельными участками щели, и над этими участками сохраняется проницаемость.
- В нижней части, в расточке корпуса фильтра, установлен золотник, который вступает в работу в случае полного засорения фильтрующего элемента.
- За счёт перепада давления внутри корпуса фильтра и в заглушке под золотником золотник продвигается вверх до совмещения отверстия с проточкой в золотнике. Возвратно-поступательное движение золотника, вызванное движением добываемой жидкости, обеспечивает самоочищение фильтра от примесей.



* размеры согласно техническому заданию Заказчика

РЕКЛАМА

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

Neftegaz.RU
номер 9/2023 г.

УДК 621.317.42

МАГНИТНАЯ ИНДУКЦИЯ

Воздействие на мономеры акрилового ряда

Максимов Антон Львович
член-корр. РАН, директор ИНХС РАН

Антонов Сергей Вячеславович
заведующий лабораторией ИНХС РАН, к.х.н.

Замрий Анатолий Владимирович
генеральный директор

Алиева Лейля Азадиевна
главный аналитик

Чурина Алина Антоновна
аналитик

Ахметзянов Ильдан Ильдусович
аналитик

Бахмутов Алексей Викторович
аналитик

Безруков Николай Петрович
младший научный сотрудник ИНХС РАН

МЭАЦ

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВНЕШНИХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ ДЛЯ АКТИВАЦИИ РЕАКЦИЙ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ С КАЖДЫМ ГОДОМ ВЫЗЫВАЕТ ВСЕ БОЛЬШИЙ ИНТЕРЕС, ТАК КАК ПОДАВЛЯЮЩЕЕ БОЛЬШИНСТВО ИЗ НИХ ИНИЦИИРУЕТСЯ ПОСРЕДСТВОМ ТЕРМИЧЕСКОГО НАГРЕВА, КОТОРЫЙ ИМЕЕТ БОЛЬШОЕ КОЛИЧЕСТВО НЕДОСТАТКОВ, В ОСНОВНОМ СВЯЗАННЫХ С ДЛИТЕЛЬНЫМ ВРЕМЕНЕМ СИНТЕЗА. ПО ЭТОЙ ПРИЧИНЕ СВОЕ РАЗВИТИЕ ПОЛУЧИЛИ АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ВАРИАНТЫ ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ, А ИМЕННО: ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКА, ФОТОПОЛИМЕРИЗАЦИИ, СВЧ-ИЗЛУЧЕНИЯ, ПРИМЕНЕНИЕ РАДИАЦИИ, ИНДУКЦИИ И ЭЛЕКТРОСИНТЕЗА. НАСТОЯЩАЯ СТАТЬЯ ЯВЛЯЕТСЯ ПРОДОЛЖЕНИЕМ РАБОТ ПО ИЗУЧЕНИЮ ВОЗДЕЙСТВИЯ ФИЗИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПОЛИМЕРИЗАЦИЮ АКРИЛОВЫХ МОНОМЕРОВ В РАМКАХ ПРОЕКТА «УМНЫЕ МИКРОКОНТЕЙНЕРЫ». РАССМАТРИВАЕМЫЙ В ДАННОЙ СТАТЬЕ МЕТОД ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА СОЧЕТАЕТ В СЕБЕ АСПЕКТЫ КАК РАДИАЦИОННОГО, ТАК И ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ. ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИНДУКЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ В ПРОЦЕССАХ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ В КАЧЕСТВЕ МАТЕРИАЛА ИССЛЕДОВАНИЯ ИСПОЛЬЗОВАЛИ МОНОМЕРЫ БУТИЛАКРИЛАТ, МЕТИЛМЕТАКРИЛАТ И ИХ СМЕСИ, В КАЧЕСТВЕ МИКРОНАГРЕВАТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА – ЖЕЛЕЗООКИСНЫЙ ПИГМЕНТ

THE USE OF EXTERNAL ENERGY SOURCES TO ACTIVATE POLYMERIZATION REACTIONS IS OF INCREASING INTEREST EVERY YEAR, SINCE THE VAST MAJORITY OF THEM ARE INITIATED THROUGH THERMAL HEATING, WHICH HAS A LARGE NUMBER OF DISADVANTAGES MAINLY ASSOCIATED WITH LONG SYNTHESIS TIME. FOR THIS REASON, ALTERNATIVE OPTIONS FOR EXTERNAL INFLUENCES HAVE BEEN DEVELOPED, ESPECIALLY THE USE OF ULTRASOUND, PHOTOPOLYMERIZATION, MICROWAVE RADIATION, THE USE OF RADIATION, INDUCTION AND ELECTROSYNTHESIS. THIS ARTICLE IS A CONTINUATION OF WORK ON STUDYING THE IMPACT OF PHYSICAL FACTORS ON THE POLYMERIZATION OF ACRYLIC MONOMERS WITHIN THE FRAMEWORK OF THE "SMART MICROCONTAINERS" PROJECT. THE INDUCTION HEATING METHOD DISCUSSED IN THIS ARTICLE COMBINES ASPECTS OF BOTH RADIATION AND THERMAL EFFECTS. TO CARRY OUT INDUCTION TESTS IN POLYMERIZATION PROCESSES, THE BUTYL ACRYLATE, METHYL METHACRYLATE MONOMERS AND THEIR MIXTURES WERE USED AS THE RESEARCH MATERIAL, AND IRON OXIDE PIGMENT WAS USED AS A MICROHEATING ELEMENT

Ключевые слова: *магнитная индукция, композиты, полимеризация, акриловые мономеры, физические факторы.*

В последние десятилетия наблюдается растущий интерес к разработке передовых методов полимеризации под воздействием внешних факторов. Различные физические воздействия, такие как температура, свет, электричество, магнитное поле, ультразвук и микроволновое облучение, являются неинвазивными методами воздействия, обладающими реальными возможностями регулирования полимеризации в отношении интенсификации процесса и пространственно-временного контроля.

В настоящее время электромагнитное излучение является распространенной технологией нагрева в области плавления и сварки различных материалов. Помимо этого, переменное магнитное поле в совокупности с металлсодержащими наночастицами нашли широкое применение в медицине [1, 2], магниторезонансной томографии (МРТ) [3, 4] и в индуцировании опухолевых клеток с помощью локального нагрева [5, 6, 7]. Поскольку эффективность и применимость данного способа воздействия зависит от электрических и магнитных свойств нагреваемого материала, целью данной работы было теоретическое и практическое исследование применимости магнитной индукции (МИ) в процессах полимеризации. Ряд литературных источников демонстрирует, что переменное магнитное поле может использоваться для запуска полимеризации непосредственно на поверхности магнитных наночастиц, которые действуют как нанонагреватели [8]. Важно отметить, что одно из главных преимуществ магнитного нагрева аргументируется лучшим и равномерным рассеиванием тепла в системе, что сокращает общее время полимеризации [9, 10].

В рамках настоящего исследования огромный интерес представляет индукционное воздействие на процессы полимеризации с металлическими наполнителями, так как метод дистанционного воздействия на рабочую жидкость расширяет спектр возможных применений от лабораторной колбы до буровой скважины и трубопроводов.

ФАКТЫ

Магнитный нагрев

лучше и равномернее рассеивает тепло в системе, что сокращает общее время полимеризации

В качестве материала исследования были выбраны мономеры акрилового ряда, так как рассматриваемые реагенты легко вступают в реакцию радикальной полимеризации вследствие низкой энергии активации. Подбор оптимальных условий процесса, а именно изучение характеристик воздействующего поля и свойств используемых магнитных материалов являются актуальными задачами как текущего исследования, так и научного направления в целом.

Опыт применения МИ в полимерзации акрилатов

Воздействие внешнего магнитного поля (МП) на протекание реакции полимеризации некоторых акрилатных мономеров было подробно исследовано еще в начале 20-го века. Установлено, что подобное воздействие увеличивает скорость полимеризации и конверсию мономеров [11, 12, 13, 14, 15, 16]. Так, в случае эмульсионной полимеризации бутилметакрилата в магнитном поле при его тридцати минутном воздействии конверсия мономера

возрастает на 360%, а скорость полимеризации увеличивается на 34% по сравнению с синтезом в отсутствие магнитного поля [16]. Значительное увеличение скорости полимеризации так же зафиксированы и при более длительном времени реакции [13].

На эффективность процесса и качество полученного полимера оказывают влияние несколько факторов: наличие катализаторов/инициаторов [17, 18, 16], добавок [19], параметры поля [20], реакционная среда [21, 22] и характеристики установки [23]. Так, реакции полимеризации [19] тиол-акрилатной системы продемонстрировала достижение полной конверсии от 0,6 до 30 минут с максимальной температурой от 86 до 139 °C в зависимости от концентрации микроферромагнитных частиц. В работе [23] авторы использовали метакриловую кислоту (МАА) в качестве функционального мономера для получения покрытий из молекулярно-запечатленных полимеров непосредственно на магнитных многоядерных наночастицах. Было установлено, что характеристики получаемого полимерного слоя значительно зависят от размера и плотности магнитных сердечников в предполимеризационном растворе. Авторы статьи [21] также отметили положительное влияние МП на ход протекания синтеза поли(метил акрилата) в присутствии поли(этиленгликоля) (ПЭГ) в качестве матрицы полимеризации.

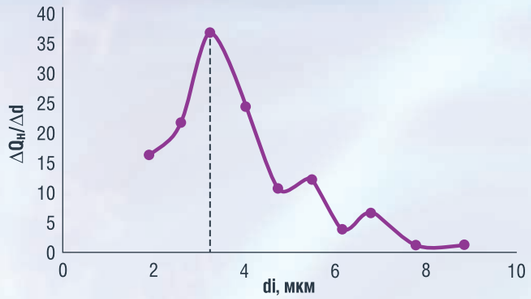
Помимо изменений, вносимых в эволюцию процесса полимеризации, магнитное поле также влияет на свойства получаемых полимеров. Установлено, что наличие МП в процессе эмульсионной полимеризации метилметакрилата и сополимеризации метилметакрилата с глицидилметакрилатом приводит к получению гомо- и сополимеров с более высокими температурами стеклования [24]. Кроме того, у полученных образцов интенсивность поглощения колебаний выше, а значения теплоемкости, в свою очередь, ниже, чем у полимеров, синтезированных классическим способом. Вискозиметрические исследования также подтверждают рост сил взаимодействия между макромолекулярными цепями, полученными в магнитном поле [16]. Отмечается также и рост степени кристаллизации полимеров [25].

Опираясь на литературные данные можно сделать вывод, что полученные в магнитном поле полимеры имеют более высокую молекулярную массу [11, 12, 13, 14, 16, 26] более узкое молекулярно-массовое распределение [11, 25] и лучшую термическую стабильность [11, 24, 12, 13, 14, 16, 26, 27, 28].

ТАБЛИЦА 1. Коды и состав используемых смесей

Код смеси	Состав	Код смеси	Состав
БА-6	БА + ПМ6%масс + AIBN1%	ММА-6	ММА + ПМ6%масс + AIBN1%
БА-8	БА + ПМ8%масс + AIBN1%	ММА-8	ММА + ПМ8%масс + AIBN1%
БА-10	БА + ПМ10%масс + AIBN1%	ММА-10	ММА + ПМ10%масс + AIBN1%
БА-12	БА + ПМ12%масс + AIBN1%	ММА-12	ММА + ПМ12%масс + AIBN1%
БА-14	БА + ПМ14%масс + AIBN1%	ММА-14	ММА + ПМ14%масс + AIBN1%
БА-ММА-75	(БА25% + ММА75%) + ПМ14%масс + AIBN1%		
БА-ММА-50	(БА50% + ММА50%) + ПМ14%масс + AIBN1%		
БА-ММА-25	(БА75% + ММА25%) + ПМ14%масс + AIBN1%		

РИСУНОК 1. Дифференциальная кривая численного распределения частиц по размерам



ФАКТЫ

На **360%**

возрастает конверсия мономера в случае эмульсионной полимеризации бутилметакрилата в магнитном поле при его тридцатиминутном воздействии

Результаты проведенного теоретического анализа демонстрируют, что переменное магнитное поле положительно влияет на полимеризацию мономерных акрилатных систем с использованием магнитных нано- и микрочастиц.

Экспериментальная часть

Целью исследования является получение «умного» композитного изоляционного состава различного назначения, способного к дистанционной полимеризации под воздействием МИ при оптимальных условиях.

Материалы исследования

Для проведения индукционных испытаний в процессах полимеризации использовали мономеры акрилового ряда – метилметакрилат (ММА), бутилакрилат (БА), с добавлением промышленного инициатора азобисизобутиронитрилла. Выбор текущих веществ обусловлен свойствами получаемых полимеров и низкими энергиями активации реакции. Так как сам процесс подразумевает наличие магнитных материалов (ПМ), для проведения индукционных испытаний в смеси был добавлен железоокисный пигмент Fe_3O_4 со средним диаметром частиц ≈3,2 мкм. Выбор парамагнетика на данном этапе исследования определялся его доступностью. Реакцию проводили в полипропиленовых емкостях объемом 0,5 мл.

Расчет и построение дифференциальных кривых численного, поверхностного и массового распределения парамагнитных частиц по размерам производили с помощью просвечивающего электронного микроскопа (ПЭМ), с использованием специального программного обеспечения с 40-кратным увеличением. На рис. 1 показаны частицы железоокисного пигмента под ПЭМ.

Первоначально исследовали влияние магнитной индукции на пробы, состоящие из чистого БА. Для определения оптимальной массовой концентрации парамагнетика готовили смеси 6, 8, 10, 12 и 14%-го состава.

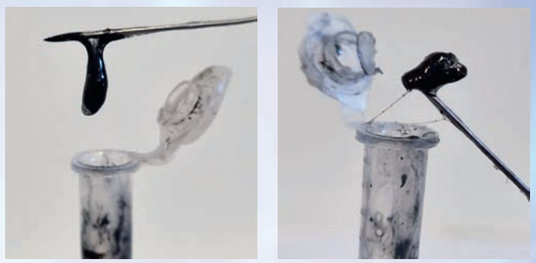
Результаты и их обсуждение

Серию экспериментов проводили с помощью индукционного нагревателя с максимальной потребляемой мощностью 8 кВ и частотой 30 кГц. Охлаждение аппарата осуществляли постоянной циркуляцией водопроводной воды (T = 8 °C) через индуктор, с помощью погружного насоса. Составы исследуемых смесей представлены в таблице 1.

Очевидно, что наибольшую эффективность процесса гелеобразования продемонстрировали образцы, содержащие 14% ПМ. Но целью исследования было определение оптимальных условий, достаточных для эффективного проведения процесса.

Общий вклад реагентов можно оценить на примере протекания полимеризации бутилакрилата (рис. 2). При воздействии магнитной индукции на чистый мономер, очевидно, не наблюдалось видимых изменений, но при поэтапном добавлении компонентов, а именно ПМ и инициатора, мы можем наблюдать значительное сокращение времени начала гелеобразования.

РИСУНОК 2. Результаты полимеризация чистого БА при мощности 1 кВт



ФАКТЫ

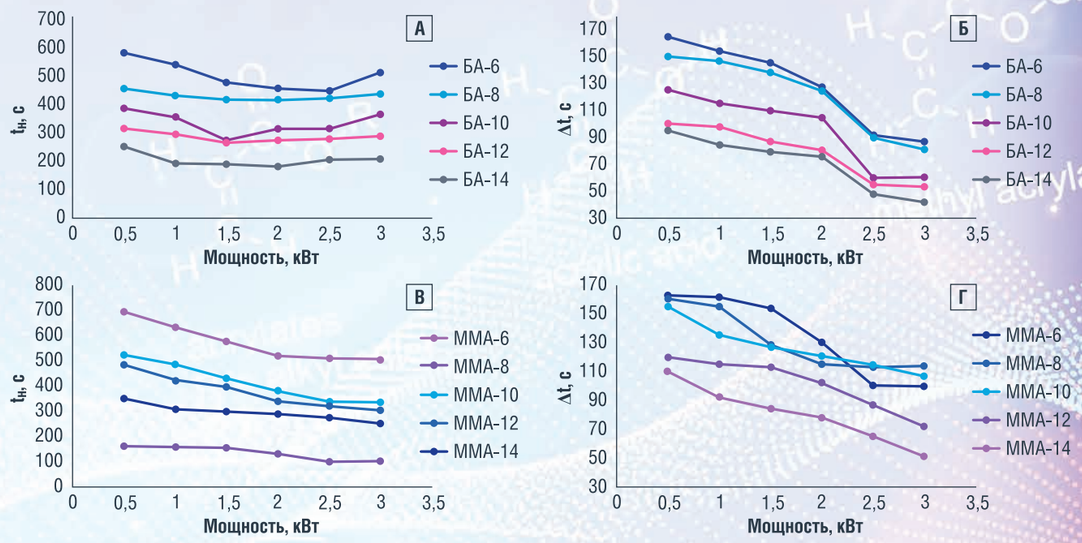
14% ПМ

содержалось в образцах, продемонстрировавших наибольшую эффективность процесса гелеобразования

При показателях 2 и 2,5 кВт наблюдалось интенсивное кипение с последующим образованием полимерной массы.

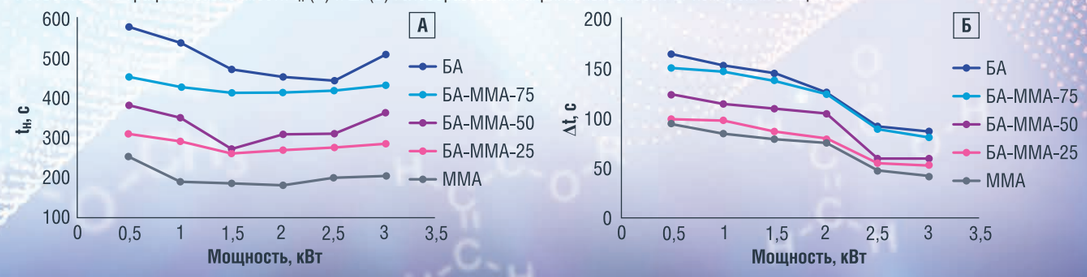
Положительную тенденцию можно наблюдать на графиках гелеобразования чистых веществах БА и ММА (рис. 3).

РИСУНОК 3. Графики зависимости $t_н$ (А, В) и Δt (Б, Г) гелеобразования чистых БА и ММА от изменения мощности



Примечание: $t_н$ – время начала реакции (период индукции); Δt – время гелеобразования.

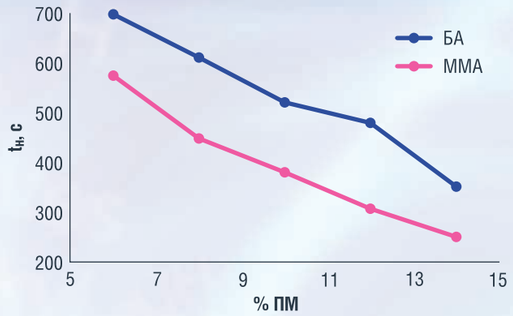
РИСУНОК 4. Графики зависимости $t_н$ (А) и Δt (Б) гелеобразования акрилатных смесей от изменения мощности



Важно отметить фактическое сокращение времени гелеобразования на графиках Б и Г. Зависимости аналогичного характера были получены и при полимеризации смесей БА-ММА-75, БА-ММА-50, БА-ММА-25 (рис. 4). Из графиков можно заключить, что повышение мощности оказывает положительное влияние на скорость протекания процесса образования композитного сополимера. Оптимальными значениями мощности во всех экспериментах варьировалось от 2 до 2,5 кВт в рамках работы данной установки.

Из полученных зависимостей также можно сделать вывод, что повышение содержания ПМ оказывает положительное влияние на скорость протекания процесса. Наилучшие результаты при лабораторных мощностях были продемонстрированы на образцах БА, содержащих 10–14% масс. (рис. 5).

РИСУНОК 5. Кривые зависимости времени полимеризации от массовой концентрации ПМ



Вывод

В рамках текущего исследования была подтверждена возможность дистанционной полимеризации посредством воздействия магнитной индукцией на композитные образцы акрилатных мономеров и железоокисного пигмента. Важно отметить, что при анализе механических свойств полученных образцов наблюдалось среднее увеличение прочности материалов на 15%.

На данном этапе индукционный нагрев открывает новые возможности для дистанционной изоляции и «умной» полимеризации. Последующие исследования в рамках текущего проекта нацелены на оптимизацию параметров процесса (изучение влияния размера и распределения ПМ, соотношения компонентов смеси и т.д.) и поиск высокоэффективных материалов и оборудования. ●

ФАКТЫ

2–2,5 кВт

составил диапазон варьирования оптимальных значений мощности во всех экспериментах

Литература

1. *А. Люббе «Доклинические опыты с магнитным нацеливанием лекарств: толерантность и эффективность», Canser Res. pp. 4694–4701, 1996.*
2. *К. Алексиу, Р. Юргонс, М. Кремер. Нацеливание на раковые клетки: магнитные наночастицы в качестве носителей лекарств», European Biophysics Journal, 2006.*
3. *Х. Ингрид и В.А. Наномедицина, 2012.*
4. *Е.М. Шапиро «Биодеградируемые, инкапсулированные в полимер частицы оксида металла для отслеживания клеток на основе МРТ», Magn Reson Med., pp. 376–389, 2015.*
5. *Г.Ф. Гойя, Л. Асин и М.Р. Ибера «Гибель клеток, индуцируемая переменными магнитными полями и магнитными наночастицами: современное состояние и перспективы», pp. 29, 810–818, 2013.*
6. *О. Филиппова, А. Барабанова, В. Молчанов и А. Хохлов «Магнитные полимерные шарики: последние тенденции и разработки в синтетическом дизайне и приложениях», Eur. Polym., pp. 47, 542–559, 2011.*
7. *С. Лоран, С. Дутц, О. Хафели и М. д. М. «Гипертермия магнитной жидкости: фокус на суперпарамагнитных наночастицах оксида железа», Adv. Colloid Interface Sci., p. 166, 2011.*
8. *S. Beyazit, S. Ambrosini, N. Marchyk, E. Palo, V. Kale, T. Soukka и B.H.K.V. Tse Sum Bui «Synthetic Strategy for Coating Upconverting Nanoparticles with Polymer», Shells through Localized Photopolymerization by Using the Particles as Internal Light Sources Angew. Chem. Int. Ed. 2014, 53, 8919–8923.*
9. *Y. Kuwahara, T. Miyazaki, Y. Shirosaki и Kawashita «Effects of organic polymer addition in magnetite synthesis on the crystalline structure», M. RSC Adv. 2014, 4, 23359.*
10. *T. Phenrat, T. Thongboot и G. V. Lowry «Environ. Sci. Technol. 2015, 50, 872».*
11. *S.B. Dibyendu и S.M. «Polymerization under magnetic field-II. Radical polymerization of acrylonitrile, styrene and methyl methacrylate», pp. 525–531, 1998.*
12. *A.P. Chiriac «Magnetic field effects during styrene copolymerization with 2, 3-epoxypropyl methacrylate February 2006», 2006.*
13. *C. Simionescu, A. Chiriac и C. M.V. «Polymerization in a magnetic field: 1. Influence of esteric chain length on the synthesis of various poly(methacrylate)s», № 34, pp. 3917–3920, 1993.*
14. *C. Simionescu и C. A. «Influence of a magnetic field on radicalic polymerization of butyl methacrylate», p. 753–758, 1992.*
15. *E.N. Loredana, P.C. Aurica, C. Sossio, C. Silvestre и D. Duraccio «Polymerization in magnetic field: XVIII. Influence of surfactant nature on the synthesis and thermal properties of poly(methyl methacrylate) and poly[(methyl methacrylate)-co-(epoxypropyl methacrylate)]», № 57 (2), 2008.*
16. *A. Chiriac и C. Simionescu «Magnetic field polymerization», № 25, pp. 219–258, 2000.*
17. *P. Chiriac «Polymerization in magnetic field. XVI. Kinetic aspects regarding methyl methacrylate polymerization in high magnetic field», т. Part A Polymer Chemistry, № 42(22), pp. 5678–5686, 2004.*
18. *R. Ignacio и C.W. «Magnetic field effects on the free radical solution polymerization of acrylamide», № 48, pp. 1903–1914, 2007.*
19. *Y. Sheng, B.C. Neil и E.S. Blake «Induction Curing of Thiol-acrylate and Thiolene Composite Systems», № 44 (12), pp. 4988–4996, 2011.*
20. *R. Ignacio и W. Christine «Radical Homo- and Copolymerization of Acrylamide and Ionic Monomers in Weak Magnetic Field», № 261, pp. 121–129, 2008.*
21. *Q. Jiale, M. Haiwei, L. Chao и L. Zhaoting, «Polymerization in a magnetic field. 14. Possibilities to improve field effect during methyl acrylate polymerization Aurica P. Chiriac», т. 92, pp. 1031–1036, 2004.*
22. *L. Jun, Z. Rui и L. Hongping «How does magnetic field affect polymerization in supercritical fluids? Study of radical polymerization in supercritical CO_2», № 7, 2002.*
23. *L.U. Javier, C.-L. Belén и A. Claudio «Magnetic Field-Induced Polymerization of Molecularly Imprinted Polymers», 2018.*
24. *L. Nita, A.P. Chiriac, S. Cimmino, C. Silvestre, D.D. и C. Vasile «Polymerization in Magnetic Field. XIX. Thermal Behavior of the Copolymers of Methyl Methacrylate with Glycidyl Methacrylate Synthesized in the Magnetic Field Presence», № 2 (1), pp. 26–31, 2008.*
25. *W. Yan-xiang, L. Yu-lan, W. Guo-li, W. Li-min и W. Cheng-guo «Aqueous deposited copolymerization of acrylonitrile with ammonium itaconate under magnetic field», № 18, pp. 1323–1329, 2011.*
26. *P.C. Aurica, N. Iordana и I.S. Cristofor «Material Properties Polymerisation in a magnetic field 12. A comparative study regarding some properties of poly(acrylamide) synthesised in a magnetic field», № 19, pp. 405–413, 2000.*
27. *Ф.Д. Маркес, М.Н. д. Соуза и Ф.Г. д. С. мл. «Герметизирующая система, активируемая магнитно-индукционной полимеризацией», Applied Polimer science, 2017.*
28. *C.W. Ignacio Rintoul «Magnetic field effects on the copolymerization of water-soluble and ionic monomers», т. Part A Polymer Chemistry, № 47 (2), 2009.*

KEYWORDS: *magnetic induction, composites, polymerization, acrylic monomers, physical factors.*

БИК ИНФОРМ
ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ КОМПАНИЯ

БОЛЕЕ 25 ЛЕТ УСПЕШНОЙ РАБОТЫ

РЕКЛАМА

Российский производитель систем видеонаблюдения для морских и наземных нефтегазовых объектов

Системы видеонаблюдения и технического зрения; контроль технологических и производственных процессов; для взрывоопасных зон, агрессивных химических сред, морского климата.

ООО «БИК-Информ»
Санкт-Петербург, ул. Бумажная, д. 9, корп. 1
Тел.: +7 (812) 447-95-55
bic@bic-inform.ru

Москва, ул. Б. Почтовая, д. 55/59, стр.1
Тел.: +7 (495) 645-23-92
msk@bic-inform.ru

СДЕЛАНО В РОССИИ

www.bic-inform.ru

Neftegaz.RU
номер 9/2023 г.

УДК 661.53

МИРОВАЯ АММИАЧНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ:

анализ современного состояния и прогноз развития

Ремизов Алексей Евгеньевич
начальник Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации, к.т.н.

Петличенко Андрей Васильевич
специалист 1 категории лаборатории информационно-аналитического обеспечения технологического развития Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации

Барабанова Светлана Михайловна
главный специалист лаборатории маркетинговых исследований Центра технологического прогнозирования и научно-технической информации

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В РАБОТЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНО СОСТОЯНИЕ МИРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ АММИАКА, ВЫПОЛНЕН МАРКЕТИНГОВЫЙ АНАЛИЗ ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ НА ВНУТРЕННЕМ И ЭКСПОРТНОМ РЕГИОНАЛЬНЫХ РЫНКАХ АММИАКА, РАССМОТРЕНЫ МЕЖДУНАРОДНЫЕ ПОСТАВКИ И ЦЕНЫ НА АММИАК. ПРЕДСТАВЛЕН ПРОГНОЗ МИРОВОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ АММИАКА С УЧЕТОМ ВОЗМОЖНОГО ПРИМЕНЕНИЯ В РАМКАХ «ЗЕЛЕНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ»

THE ARTICLE ANALYZES THE STATE OF GLOBAL AMMONIA PRODUCTION AND CONSUMPTION, CARRIES OUT A MARKETING ANALYSIS OF THE CURRENT SITUATION IN THE DOMESTIC AND EXPORT REGIONAL AMMONIA MARKETS, AND EXAMINES INTERNATIONAL SUPPLIES AND PRICES FOR AMMONIA. A FORECAST OF GLOBAL AMMONIA CONSUMPTION IS PRESENTED, TAKING INTO ACCOUNT POSSIBLE USE WITHIN THE FRAMEWORK OF "GREEN ENERGY"

Ключевые слова: *аммиак, региональные рынки, маркетинговый анализ, нефтегазохимия, переработка, прогноз развития, углеродная нейтральность.*

Производство аммиака в мире

В настоящее время ежегодно в мире производится более 180 млн т аммиака. Среднегодовой рост производства товарного аммиака в мире в период с 2017 по 2021 год составил 1,3 % (рисунок 1). Устойчивый рост потребления аммиака связан с применением его в основном в сельскохозяйственной отрасли, которая занимает значительную долю рынка и стабильно увеличивается в связи с ростом населения планеты. Кроме сельскохозяйственной отрасли, аммиак также применяется в промышленности и медицине. Основными затратами при производстве аммиака являются затраты на электроэнергию и сырье.

ФАКТЫ
Более **180** млн т
аммиака производится в мире ежегодно

Основным сырьем для производства аммиака являются природный газ и нафта – продукты нефтегазовой отрасли (рисунок 2) [2].

В структуре производства товарного аммиака по регионам мира за 2021 г. наибольшую долю занимает Восточная Азия, занимая более трети рынка (35,1 %). Кроме того, значительную долю также занимают регионы Восточной Европы и Центральной Азии (14,8 %) (рисунок 3).

РИСУНОК 1. Мировое товарное производство аммиака в 2017–2021 гг., млн т [1]

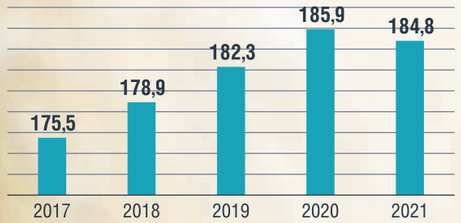


РИСУНОК 2. Производство аммиака по источникам сырья в 2020 г.

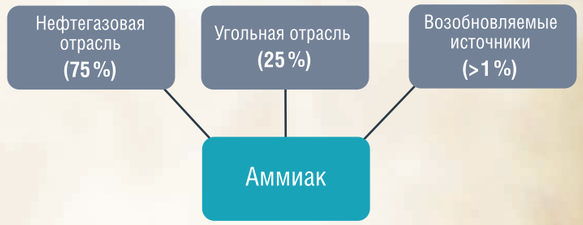
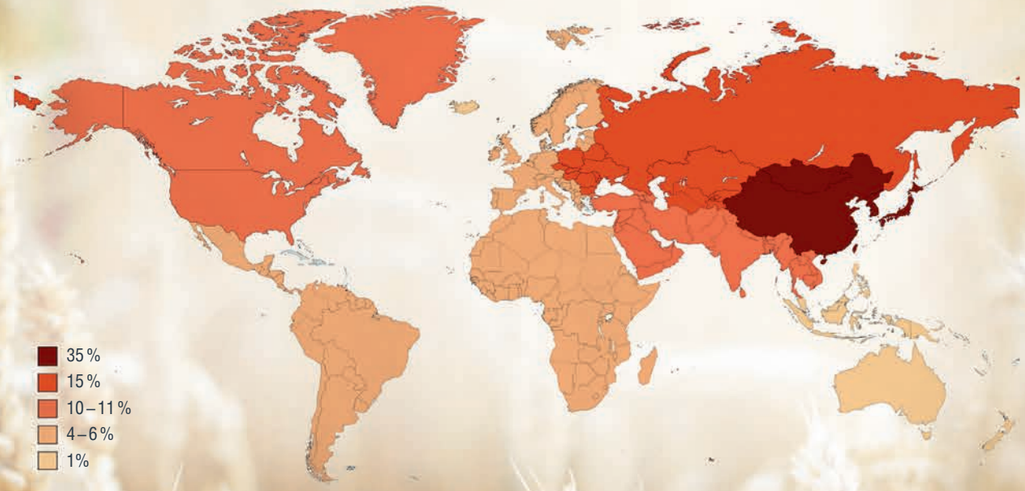


РИСУНОК 3. Мировое товарное производство аммиака по регионам в 2021 г. [1]



На объем производства аммиака в мире влияют следующие факторы (рисунок 4):

- наличие ресурсов природного газа, другие источники сырья (нефть и уголь) являются менее востребованными с экологической и экономической точек зрения;
- наличие относительно недорогих энергетических источников, технологический процесс производства аммиака Габера – Боша энергоемкий;
- близость рынков сбыта продукции, сложности в транспортировке товарного вида продукции.

РИСУНОК 4. Факторы мирового производство аммиака

Потребление аммиака в мире

На рынке аммиака сформировался профицит предложения из-за ввода новых производств в 2022 году. Китай, Россия, Индия, США и Индонезия являются ключевыми странами мира, на долю которых приходится большая часть общих мощностей по производству аммиака. В 2022 году мощность по производству аммиака составляла 239 млн т в год.

Мировые мощности по производству аммиака, согласно прогнозу Global Data Energy, значительно вырастут в течение следующих пяти лет (до 293 млн т/год). Планируется ввод в эксплуатацию около 95 заводов, в основном в регионах Северная Америка и Ближний Восток [3].

Основная часть производимого аммиака идет на изготовление продуктов химической промышленности:

- аммиачные и аммиачно-нитратные удобрения (аммиачная и нитратная селитра, сульфат аммония, хлористый аммоний и др.), применяемые для подкормки различных сельскохозяйственных культур;
- сода – аммиак используется для насыщения солевого рассола и получения кальцинированной соды;
- азотная кислота – промышленное производство азотной кислоты основано на процессе катализа синтетического аммиака;
- взрывчатые вещества – нитрат аммония при определенных условиях характеризируется высокими взрывчатыми свойствами;
- растворитель – аммиак в жидком состоянии может использоваться как растворитель различных органических и неорганических веществ;
- холодильный агент – аммиак может применяться в холодильной технике в качестве теплоносителя;
- нашатырный спирт в фармацевтике.

ФАКТЫ

ГАЗ и НАФТА

являются сырьем для производства аммиака

РИСУНОК 5. Структура применения аммиака по направлениям в 2020 г.

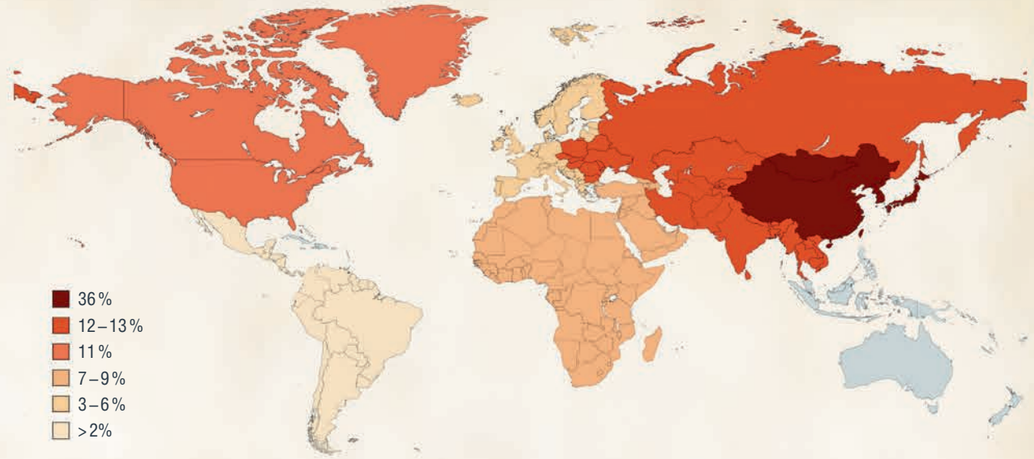
Около 85 % потребляемого аммиака используется в секторе сельского хозяйства в качестве удобрений, по большей части в производстве карбамида. Структура применения аммиака в 2020 г. приведена на рисунке 5 [2].

Мировое товарное потребление аммиака соответствует производству и за 2017–2021 гг. демонстрирует в целом динамику роста. В 2021 г. показатель потребления составил 184,79 млн т аммиака (падение к 2020 г. на 0,6 %) [1].

Региональная структура потребления

В структуре товарного потребления аммиака по регионам мира наибольшую долю занимает Восточная Азия (35 % в 2021 году). Далее по объему потребления следуют регионы Восточной Европы и Центральной Азии – 15 %, Северной Америки и Южной Азии – примерно по 11 %. Стабильно снижается доля стран Западной Европы из-за отсутствия роста посевных площадей в регионе. Также можно отметить значительное падение доли

РИСУНОК 6. Мировое товарное потребление аммиака по регионам в 2021 г. [1]



потребления стран Латинской Америки в 2019 году из-за роста стоимости аммиака (рисунок 6).

Таким образом, можно выделить следующие основные факторы, влияющие на объемы потребления аммиака в мире (рисунок 7):

- Изменение темпов роста численности населения, производство продуктов питания и соответствующее применение удобрений в с/х отрасли;
- рост ВВП, рост макроэкономического показателя оказывает значительное влияние на промышленное потребление аммиака;
- изменение размера посевных площадей, уменьшение площадей требует большего использования удобрений для сохранения уровня урожайности;
- изменение норм использования удобрений, на основе погодных условий, состояния почвы, видов посаженных культур, сроков посадки, потенциала урожая и прибыли, которую можно получить от его продажи.

Международные поставки и цены на аммиак

Экспорт аммиака

Мировой экспорт аммиака показал значительный рост в 2021 году и вырос на 11,6 % после падения в 2020 году, вызванного пандемией COVID-19 до значения в 19,2 млн т (рисунок 8).

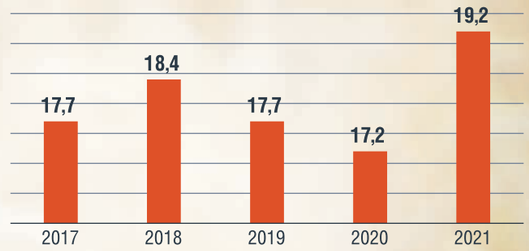
Производство карбамида потребляет большую часть производимого аммиака. Производства аммиака и карбамида выгодно совмещать, поскольку для производства карбамида требуется углекислый газ, который является побочным продуктом производства аммиака.

Для торгуемого аммиака существуют четыре основные категории потребителей:

- промышленный рынок аммиака;
- производители основных фосфорных удобрений (диамонний фосфат, моноаммоний фосфат и некоторые виды комплексных удобрений)

РИСУНОК 7. Факторы мирового потребления аммиака

РИСУНОК 8. Мировой экспорт аммиака за 2017–2021 гг., млн т [4, 5]



ФАКТЫ

239

МЛН Т В ГОД

составляла мощность по производству аммиака в 2022 году

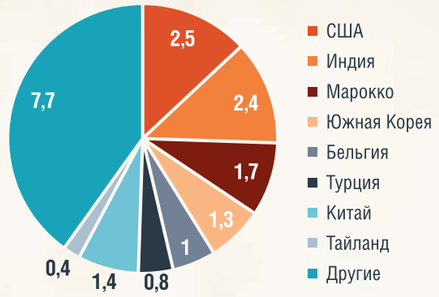
импортируют аммиак, поскольку в регионах с запасами фосфатов часто не хватает аммиака;

- некоторые мощности по производству аммиачной селитры основаны на покупном аммиаке;
- прямое внесение аммиака в почву (распространено только в США).

Российская Федерация является одним из ключевых мировых экспортеров аммиака, в 2021 году по этому показателю вышла на первое место и заняла долю в 23 % на экспортном рынке.

РИСУНОК 9. Основные страны экспортеры аммиака в 2021 г., млн т [4, 5]

РИСУНОК 10. Основные страны импортеры аммиака в 2021 г., млн т [4, 5]



В топ-3 ключевых стран-экспортеров также входят Тринидад и Тобаго и Саудовская Аравия (рисунок 9). Необходимо отметить, что в топ-3 стран экспортеров продукции входят страны с развитой газовой промышленностью и относительно дешевыми ценами на природный газ на внутреннем рынке.

Тринидад и Тобаго обладает большими запасами природного газа, а также находится в непосредственной близости от крупнейшего в мире импортера аммиака – США. В Тринидаде есть крупные автономные заводы по производству аммиака и морские мощности, которые обслуживают экспортные рынки.

ФАКТЫ

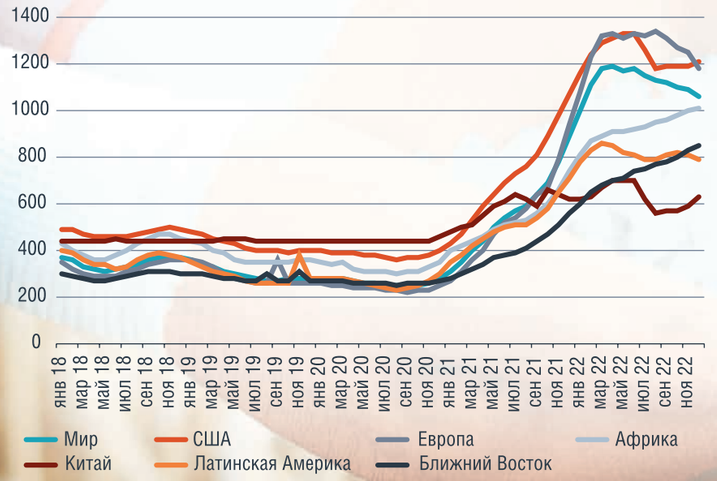
23%

экспортного рынка аммиака занимала Россия в 2021 году

Импорт аммиака

Основным мировым импортером аммиака являются США, страна ввозит сырье для производства минеральных удобрений. Индия и Марокко также входят в топ-3 стран импортеров аммиака (рисунок 10). На данные страны в 2021 году приходилось более 40% мирового импорта продукта. США стабильно снижают долю импорта за счет введения собственных производств. В США импортируемый аммиак используется для производства диаммонийфосфата/моноаммонийфосфата, для различных промышленных применений и непосредственно в качестве азотного удобрения. Индия использует импортируемый аммиак в основном для производства диаммонийфосфата.

РИСУНОК 11. Индекс стоимости аммиака на региональных рынках в 2018–2022 гг., долл. США/т [6]



Региональные цены

Жидкий аммиак перевозят в специальных аммиачных железнодорожных и автомобильных цистернах, в стальных баллонах, в танкерах и по трубопроводам. Температура охлажденного жидкого аммиака, измеряемая на фланце, соединяющем трубопроводы загрузочной линии и танкера, не должна превышать -31,5°С.

Ранее, основным центром торговли аммиаком являлся FOB[1] Южный на Черном море, наиболее ликвидный торговый узел, где происходило большинство спотовых сделок, поскольку ключевым мировым экспортером аммиака на 2021 г. являлась Российская Федерация. Средняя цена аммиака на FOB Южный в 2021 г. составила 562 долл. США/т, показатель цены увеличился в 2,75 раза относительно 2020 г.

На рисунке 11 приведены индексы цен на региональных мировых рынках, которые демонстрируют значительную взаимосвязь.

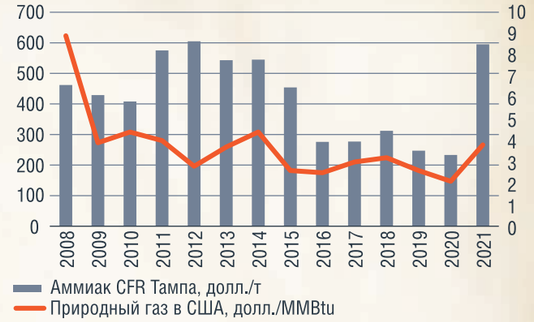
В Азии ситуация с поставками аммиака практически сбалансирована. При возникновении дефицита цены в Азии повышаются, чтобы привлечь импорт из Черного моря. При избытке азиатские экспортеры конкурируют с экспортерами Ближнего Востока, и азиатские цены обычно снижаются.

Можно выделить также ценовой индикатор аммиака CFR[2] Тампа (рисунок 12). Цена является оценкой ежемесячных расчетов по контракту между американским производителем фосфатов Mosaic и его глобальным поставщиком аммиака Yara за импортные емкости с аммиаком в течение указанного в контракте месяца. Индикатор служит ключевым ориентиром для других контрактов на поставку, которые связаны с ежемесячными расчетами как для потребителей удобрений, так и для промышленных потребителей в Персидском заливе. Следует выделить высокую взаимосвязь цен на аммиак и природный газ на данном региональном рынке.

В 2022 году произошел значительный сдвиг в торговых потоках: российский экспорт из Черного моря практически не осуществлялся по геополитическим причинам. Экспорт российского аммиака осуществлялся по аммиакопроводу Тольятти – Одесса, через балтийские порты Вентспилс в Латвии и Силламяэ в Эстонии, которые в данный момент стали недоступны.

Кроме того, азиатский баланс трансформируется из небольшого дефицита к большому профициту, чему способствуют новые заводы в Саудовской Аравии и Омане, а также отказ Китая от импорта в связи с высокими мировыми ценами.

РИСУНОК 12. Цены на аммиак CFR Тампа и природный газ в США в 2008–2021 гг.



Прогноз мирового потребления аммиака

Основным направлением потреблением аммиака является производство азотных удобрений для сельскохозяйственной отрасли (более 80% мирового потребления приходится на производство азотных удобрений). Потребность в удобрениях может зависеть от множества факторов (рисунок 13):

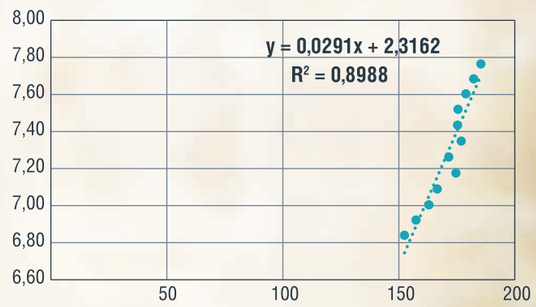
- *экономические:* финансовое состояния экономики на локальном (предприятия) или глобальном уровнях (страны и регионы) как для производителей, так и для потребителей азотных удобрений;
- *климатические:* изменение сроков наступления весенних и осенних заморозков, количество и распределение в течение года осадков и влагообеспеченность почв;
- *технологические:* повышение эффективности использования почв за счет повышения технологического уровня оборудования, в том числе цифровизации процессов.

Приведенные факторы оказывают влияние на потребление аммиака в краткосрочном периоде. Фундаментальным фактором, влияющим на мировые тенденции в потреблении аммиака в долгосрочном периоде, является изменение численности населения.

Выявлена высокая взаимосвязь мирового потребления аммиака и численности населения (рисунок 14). В качестве источников ретроспективных данных были использованы статистические материалы, опубликованные на официальных сайтах Мирового банка (World Bank Group [7]) и Международной ассоциации по удобрениям (International Fertilizer Association [1]). Глубина ретроспективного анализа составила 12 лет с 2009 по 2020 г. Согласно выявленной взаимосвязи показателей, а также прогноза численности населения [7] составлен расчетный прогноз потребления аммиака до 2050 г. Расчетный прогноз учитывает существующие направления потребления аммиака – азотные удобрения, промышленность, фармацевтика.

РИСУНОК 13. Факторы мирового потребления азотных удобрений

РИСУНОК 14. Корреляционный анализ показателей мирового потребления аммиака и численности населения



ФАКТЫ

США

являются основным мировым импортером аммиака

[1] *FOB (англ. FOB, Free On Board, «свободно на борту судна», «франко-борт») – вариант условий поставок в соответствии с международными правилами Incoterms, который предполагает, что ответственность за товар и риски его повреждения переходят от продавца к покупателю в момент, когда отправление находится на борту судна (после погрузки).*

[2] *CFR (англ. Cost and Freight, «стоимость и фрахт/перевозка») – условие поставки товара от продавца к покупателю согласно международным правилам Incoterms, предполагающее переход ответственности за груз от продавца к покупателю после сдачи товара на судно в порту отправления, при этом продавец берет на себя расходы по оформлению товара в своей стране (включая пошлины при экспорте) и фрахт (услугу перевозки на судне), а покупатель берет на себя страховку и все последующие расходы (включая растаможивание в стране прибытия, разгрузку с судна по договоренности, перевозку и т.д.).*

Проведенный расчетный прогноз потребления является «базовым» сценарием мирового потребления аммиака до 2050 года.

Однако объявленные планы ведущих стран мира по достижению углеродной нейтральности в рамках Парижского соглашения предполагают использование аммиака в качестве топлива в транспорте (в основном для морских судов) и источника генерации электроэнергии (таблица 1).

Дополняя расчетный прогноз данными по новым секторам потребления, сформирован сценарий «углеродная нейтральность» мирового потребления аммиака до 2050 года. Расчетный прогноз по двум сценариям приведен на рисунке 15.

Мировые аналитические агентства дают свои прогнозы по объемам мирового потребления аммиака к 2050 г. Прогноз S&P Global по сценариям приведен на рисунке 16 [9].

Консенсус-прогноз расчетного и прогноза S&PGlobal приведен рисунке 17.

Согласно консенсус-прогнозу, мировое потребление аммиака к 2050 г. составит около 280 млн т. Темпы роста мирового рынка аммиака постепенно растут, в основном за счет новых областей применения аммиака в рамках «зеленой энергетики».

ТАБЛИЦА 1. Прогнозные значения потребления аммиака МЭА по новым секторам [8]

Год	Мировое потребление аммиака по секторам, млн т	
	транспорт	электроэнергетика
2020	0	0
2030	8	8
2050	44	13

ФАКТЫ

280

МЛН Т

составит мировое потребление аммиака к 2050 г.

Позиции России в сфере обеспечения аммиаком

Производство аммиака в РФ

За 2017–2021 гг. производство аммиака в России увеличилось на 16,1%: с 17,1 до 19,9 млн т. Аммиачная промышленность демонстрирует устойчивый рост, покрывая растущий спрос на азотные удобрения. Рост производства обеспечивался за счет расширения и модернизации предприятий (рисунок 18).

Организационная структура производства

Ключевыми производителями аммиака в России являются АО «Минерально-химическая компания ЕвроХим», ПАО «Тольяттиазот» и АО «ОХК «Уралхим» (21, 16 и 15 % от производства аммиака соответственно). АО «Минерально-химическая компания ЕвроХим» и АО «ОХК «Уралхим» большую часть аммиака перерабатывают самостоятельно. ПАО «Тольяттиазот» экспортирует порядка 2 млн т аммиака в год, на долю компании приходится более 10% мировых поставок. Аммиак в России также производят ПАО «Акрон», ПАО «Фосагро» и ПАО «Куйбышевазот» [10].

Экспорт аммиака в РФ

В России аммиак занимает первое место по объемам производства среди продуктов метановой химии

РИСУНОК 15. Расчетный прогноз мирового потребления аммиака по сценариям до 2050 г., млн т

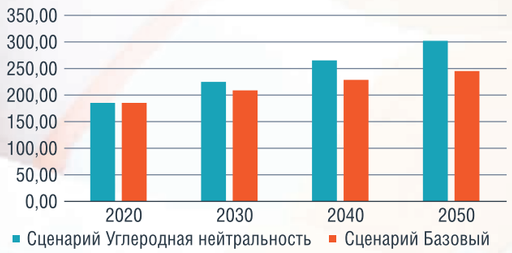


РИСУНОК 16. Прогнозы мирового потребления аммиака агентства S&PGlobal по сценариям до 2050 г., млн т

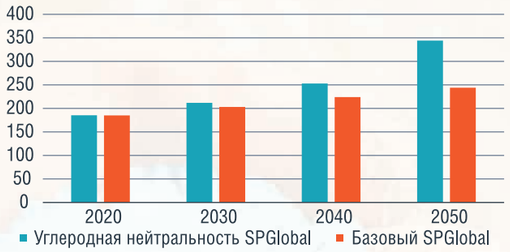


РИСУНОК 17. Консенсус-прогноз мирового потребления аммиака, млн т

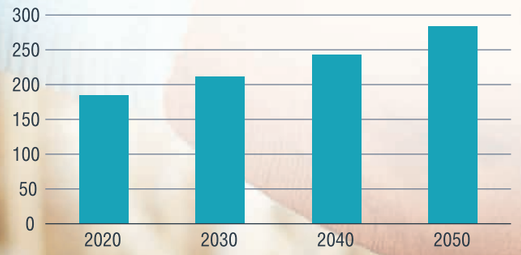


РИСУНОК 18. Объем производства аммиака в РФ за 2017–2021 гг., млн т [9]

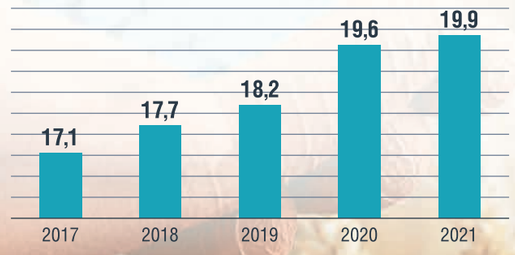


РИСУНОК 19. Российский экспорт аммиака за 2017–2021 гг., млн т [11]

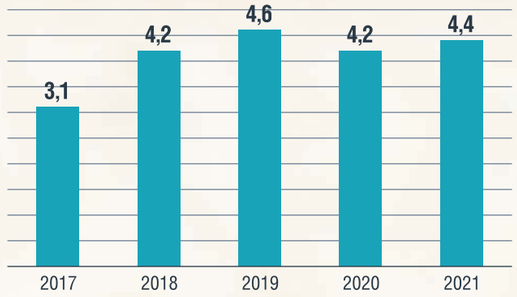
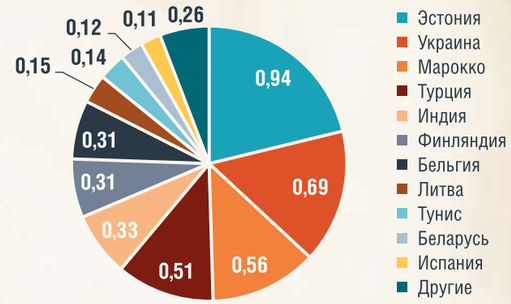


РИСУНОК 20. Основные импортеры российского аммиака в 2021 г., млн т [11]



и в несколько раз превышает выпуск метанола. В 2021 г. отечественные производители поставили на внешние рынки 4,4 млн т продукта (рисунок 19). На долю нашей страны приходится 16% мировой торговли аммиаком. Основными потребителями российского аммиака выступали Эстония, Марокко и Турция (рисунок 20).

Аммиачная химия ориентирована на экспорт. Так, в 2019 году почти четверть произведенного аммиака была направлена за рубеж, а по многим его дальнейшим переделам доля экспорта превышает 80–90%. Последние 15 лет объемы поставок минеральных удобрений на внешние рынки в среднем демонстрировали уверенный рост. К основным экспортируемым продуктам относятся аммиак, карбамид, комплексные удобрения и аммиачная селитра. Ключевыми факторами высокой конкурентоспособности нашей продукции на мировом рынке служат дешевое сырье и валютные колебания.

Импорт аммиака в РФ

Российский импорт аммиака находится на низком уровне, поскольку спрос на отечественном рынке полностью покрывается внутренним производством.

Заключение

Аммиак является одним из ключевых компонентов для производства удобрений и других химических продуктов. Несмотря на рост спроса на аммиак в традиционных секторах потребления, торговля затруднена требованиями к его транспортировке. Международные поставки и цены на аммиак зависят от многих факторов, включая политическую ситуацию, экономические условия и технологические инновации. Цены на аммиак варьируются в зависимости от рыночной конъюнктуры и конкуренции между производителями.

Российская Федерация обладает уникальной сырьевой базой для развития нефтегазохимии, в том числе для производства аммиака, который является ключевым компонентом для производства удобрений и других химических продуктов и играет важную роль в мировой экономике. Российская Федерация является одним из главных мировых экспортеров аммиака, в 2021 году по этому показателю вышла на первое место и заняла долю в 23% на экспортном рынке благодаря развитой газовой промышленности и относительно дешевым ценам на природный газ на внутреннем рынке. Кроме того, российские компании активно развивают технологии и оборудование для эффективного производства аммиака.

ФАКТЫ

4,4

МЛН Т

аммиака поставили российские производители на внешние рынки в 2021 г.

Прогнозируется увеличение мирового потребления аммиака до 280 млн т к 2050 г. Основной прирост потребления будет происходить за счет новых направлений применения аммиака в рамках «зеленой энергетики». Аммиак российского производства продолжит занимать значительную долю на мировом рынке, однако его перспективы должны опираться на дальнейшую переработку в карбамид и комплексные удобрения на отечественных производствах. Продукция следующих переделов является более многообещающей за счет повышенной стоимости и простоты в транспортировке. ●

Литература

1. *Электронный ресурс URL: https://www.ifastat.org/supply/Nitrogen%20 Products/Ammonia.*
2. *IRENA and AEA (2022), Innovation Outlook: Renewable Ammonia, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, Ammonia Energy Association, Brooklyn.*
3. *Электронный ресурс URL: https://qazindustry.gov.kz/infografika/article/2609-mirovoy-rynok-udobreniy-stremitsya-k-polnomu-vosstanovleniyu.*
4. *База данных UN Comtrade Организации Объединенных Наций: https://unstats.un.org/unsd/trade/default.asp.*
5. *FACT BOOK 2022 компании Nutrien: https://nutrien-prod-asset.s3.us-east-2.amazonaws.com/s3fs-public/uploads/2022-06/Nutrien%202022%20Fact%20Book.pdf.*
6. *Ammonia price index https://businessanalytiq.com/procurementanalytics/index/ammonia-price-index/*
7. *По данным статистики официального сайта Мирового банка https://data.worldbank.org/indicator/SP.POP.TOTL.*
8. *Электронный ресурс Net Zero by 2050 URL: https://iea.blob.core.windows.net/ assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.*
9. *По данным ЕМИСС Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации: https://rosstat.gov.ru/.*
10. *Исследование VYGON Consulting: https://vygon.consulting/products/.*
11. *По данным Федеральной таможенной службы Российской Федерации: https://customs.gov.ru/.*

KEYWORDS: *ammonia, regional markets, marketing analysis, petrochemistry, refining, development forecast, carbon neutrality.*

НЕЙТРАЛИЗАТОР СЕРОВОДОРОДА
для очистки нефти

Афанасьев Сергей Васильевич

начальник ОСиС ПАО «ТОАЗ», доцент по специальности «Экология», академик РАЕН, к.х.н., д.т.н.

РАССМОТРЕНЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПРИЕМЫ ОЧИСТКИ НЕФТИ ОТ СОДЕРЖАЩИХСЯ В НЕЙ СЕРОВОДОРОДА И МЕРКАПТАНОВ. ПОКАЗАНО, ЧТО ДОСТИЖЕНИЕ ВЫСОКОГО ПОЛОЖИТЕЛЬНОГО РЕЗУЛЬТАТА ВОЗМОЖНО ЛИШЬ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ КОМПОЗИЦИЙ, СОДЕРЖАЩИХ НЕИОНОГЕННОЕ ПАВ, ЭТАНОЛАМИНЫ И ГЕМИФОРМАЛИ, ПРИЧЕМ ПОСЛЕДНИЕ ОБРАЗУЮТСЯ В ИСПОЛЬЗУЕМОЙ РЕАКЦИОННОЙ СМЕСИ ПУТЕМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПРИМЕНЯЕМОГО ФОРМАЛЬДЕГИДСОДЕРЖАЩЕГО КОНЦЕНТРАТА С МЕТАНОЛОМ ИЛИ С ДРУГИМИ СПИРТАМИ. ДОСТОИНСТВОМ ПРЕДЛАГАЕМОГО ИННОВАЦИОННОГО СПОСОБА СЕРООЧИСТКИ ЯВЛЯЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ ДОСТУПНЫХ СЫРЬЕВЫХ КОМПОНЕНТОВ И ЕГО ПОВЫШЕННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ

TECHNOLOGICAL METHODS FOR PURIFYING OIL FROM THE HYDROGEN SULFIDE AND MERCAPTANS IT CONTAINS ARE CONSIDERED. IT HAS BEEN SHOWN THAT ACHIEVING A HIGH POSITIVE RESULT IS POSSIBLE ONLY WHEN USING COMPOSITIONS CONTAINING A NONIONIC SURFACTANT, ETHANOLAMINES AND HEMIFORMALS, THE LATTER BEING FORMED IN THE REACTION MIXTURE USED BY REACTING THE FORMALDEHYDE-CONTAINING CONCENTRATE USED WITH METHANOL OR OTHER ALCOHOLS. THE ADVANTAGE OF THE PROPOSED INNOVATIVE DESULFURIZATION METHOD IS THE USE OF AVAILABLE RAW MATERIALS AND ITS INCREASED EFFICIENCY

Ключевые слова: *сероводород, меркаптаны, формальдегид, неионогенное ПАВ, гемиформали, сероочистка углеводородов.*

УДК 622.276

Процесс нейтрализации сероводорода и различных меркаптанов, присутствующих в углеводородных средах, широко используется в нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей и других отраслях промышленности с целью очистки сероводородсодержащей нефти, газоконденсатов и их фракций (нефтепродуктов), водонефтяных эмульсий и технологических жидкостей (растворителей парафиновых отложений, жидкости глушения скважин и т.п.).

В научной и технической литературе описаны различные способы решения данной проблемы. В частности, в патенте USA № 5213680, *МПК C10G 29/20*, 1993 г. очистку нефти и нефтепродуктов от сероводорода и меркаптанов предлагается осуществлять путем их обработки водным раствором уротропина при температуре 100–350 °F. При этом используемый нейтрализатор представляет собой 40%-ный раствор, получаемый смешением безводного аммиака с ~37%-ным водным формалином при их мольном соотношении 1:1,5.

К его существенным недостаткам следует отнести низкую эффективность очистки нефти от сероводорода при обычных температурах и ее несоответствие современным требованиям (ГОСТ Р 51858-2002 с изм. 1 от 01.01.2006 г.) по остаточному содержанию воды.

Более совершенным является способ очистки нефти, газоконденсата и их фракций от сероводорода и различных меркаптанов с применением в качестве их нейтрализатора продуктов взаимодействия формальдегида с моно- и/или диэтаноламином [1]. Предполагается, что положительный эффект достигается в результате протекания следующих химических реакций.

$$RSH + NaOH \rightarrow ROH + NaHS$$

$$CH_2O + H_2S \rightarrow HOCH_2SH$$

Недостатками указанного способа являются невысокая поглотительная способность применяемой композиции по отношению к сероводороду (4,5–6 г/г сероводорода) и пониженная стабильность при хранении вследствие высокой температуры ее застывания. К тому же рассматриваемый нейтрализатор содержит в своем составе значительное количество воды (около 40 %), что приводит к повышению ее содержания в обработанной нейтрализатором нефти и, следовательно, необходимости ее дополнительного обезвоживания до уровня требований ГОСТ Р 51858.

Более совершенным является нейтрализатор сероводорода, описанный в [2], и включающий гемиформаль(и) общей формулы

$$R\text{-}O\text{-}(CH_2O)_nH,$$

где R – алкил с числом атомов углерода от 1 до 6, предпочтительно метил, этил; n = 1–4, и дополнительно содержащий органическое основание и формальдегидсодержащий продукт при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Органическое основание	**1–20**
Неорганическое основание	**0,05–2**
Формальдегидсодержащий продукт	**0,5–70**
Бактерицид	**0–15**
Гемиформали	**Остальное**

Органическим основанием в предлагаемом композиционном нейтрализаторе является третичный амин и/или четвертичное аммониевое основание или смеси третичного амина с первичными и вторичными аминами, а в роли неорганического основания выступает гидроксид и/или карбонаты щелочного металла, преимущественно гидроксид натрия или калия.

В качестве формальдегидсодержащего продукта используется формалин марки «ФМ» (ГОСТ 1625-89, ТУ 38.602-09-43-92) и/или карбамидоформальдегидный концентрат (КФК), представляющий собой 85%-ный раствор формальдегида и продуктов его конденсации с карбамидом в мольном соотношении (4,5–6):1 и синтезируемый каталитическим окислением метанола в формальдегид на железо-молибденовом катализаторе с последующей абсорбцией его из контактных газов водным раствором карбамида [3–5].

Один из основных компонентов нейтрализатора – гемиформали получают взаимодействием формалина или кристаллического параформальдегида со спиртами при 40–80 °С в щелочной среде при pH не ниже 7,5–8.

Практическому использованию данного инновационного способа препятствует недостаточная совместимость рассматриваемого нейтрализатора с очищаемыми нефтепродуктами, что увеличивает длительность проведения стадии сероочистки.

Более совершенным является состав нейтрализатора очистки нефти и нефтепродуктов от сероводорода и меркаптанов, изложенный в [6–8], включающий отход аммиачного производства в виде отработанного абсорбента диоксида углерода на основе N-метилдиэтаноламина, N-метилпирролидон (N-МП), карбамидоформальдегидный концентрат и дополнительно кубовые остатки производства бутиловых спиртов при оксосинтезе или эфироальдегидную фракцию – побочный продукт при ректификации этилового спирта, или низкомолекулярный полиэтиленгликоль марок ПЭГ-4-400, или полигликоль марки Гликойл-1 при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Отход производства в виде отработанного абсорбента на основе N-метилдиэтаноламина с отделения абсорбционной очистки агрегата синтеза аммиака АМ-76	**5–30**
N-метилпирролидон	**5–25**
Кубовые остатки производства бутиловых спиртов методом оксосинтеза или эфироальдегидная фракция – побочный продукт при ректификации этилового спирта, или низкомолекулярный полиэтиленгликоль марок ПЭГ-4-400, или полигликоль марки Гликойл-1	**20–40**
Карбамидоформальдегидный концентрат	**остальное**

Содержание перечисленных ингредиентов в исследованных композициях приведено в таблице 1.

Выполненные исследования показали, что для нефти с содержанием в ней сероводорода 160 ppm расход наиболее эффективного Дельта НС-4, необходимый для достижения в ней концентрации H_2S в 20 ppm, составляет 1,29 кг/тонна нефтепродукта [8, с. 12].

Авторами [9] предложен усовершенствованный состав нейтрализатора сероводорода, который является наиболее эффективным среди описанных в литературе.

Он включает полиамин, получаемый взаимодействием карбамидоформальдегидного концентрата КФК-85 и аммиака или аммиачной воды и дополнительно алифатический спирт, неионогенное ПАВ, органическое и неорганическое основание и карбамидоформальдегидный концентрат КФК-85, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Полиамин	**10–55**
Алифатический спирт	**3–30**
Неионогенные ПАВ	**1–4**
Органическое основание	**3–15**
Неорганическое основание	**0,05–0,5**
Карбамидоформальдегидный концентрат марки КФК-85	**остальное**

Причем в качестве алифатического спирта выступают метанол или этанол, в роли неионогенного ПАВ – оксиэтилированный нонилфенол марки неонол АФ 9-12, органическим основанием является смесь отработанных N-метилдиэтаноламина и моноэтаноламина с установок абсорбции диоксида углерода аммиачных и нефтеперерабатывающих заводов в массовом соотношении 1 : (0,1–10), а неорганическим основанием является гидроксид натрия или калия.

При этом полиамином служит продукт ИКФ-1, соответствующий ТУ2433-022-00206492-03, и синтезируемый на основе карбамидоформальдегидного концентрата, безводного аммиака или аммиачной воды согласно [10].

При смешивании указанных веществ происходит связывание содержащегося в КФК-85 свободного формальдегида с образованием аминометанола, гексагидро-1,3,5-триазина и уротропина.

$$CH_2O + 3NH_3 \rightarrow HOCH_2NH_2$$

$$3\ HOCH_2NH_2 \rightarrow (CH_2NH)_3 + 3H_2O$$

$$3CH_2O + NH_3 + (CH_2NH)_3 \rightarrow C_6N_4H_{12} + 3H_2O$$

Все три соединения играют позитивную роль при очистке нефти и нефтепродуктов от содержащихся в них сероводорода и меркаптанов.

Связанный формальдегид, присутствующий в полиамине, а также добавляемый с карбамидоформальдегидным концентратом КФК-85, взаимодействует с молекулами алифатического спирта в щелочной среде с образованием гемиформалей.

$$CH_2O + CH_3OH \rightarrow HOCH_2OCH_3$$

В свою очередь, гемиформали реагируют с сероводородом и меркаптаном в соответствии со следующими реакциями

$$HOCH_2OCH3 + H_2S \rightarrow$$
$$\rightarrow HOCH_2SH\ (формтиональ) + CH3OH$$

$$HOCH_2OCH_3 + CH_3SH \rightarrow$$
$$\rightarrow CH_3OH + CH_3SCH_2OH\ (метилформтиональ)$$

С целью увеличения скорости очистки нефти в состав композиции вводится неионогенный ПАВ – неонол АФ 9-10, который способствует лучшему распределению гемиформалей и других компонентов нейтрализатора в добываемых нефтепродуктах.

Метилолмочевины в карбамидоформальдегидном концентрате КФК и в полиамине на его основе

ТАБЛИЦА 1. Состав нейтрализаторов сероводорода и меркаптанов в нефти

Композиция	Концентрация ингредиентов, % мас.					плотность, г/см³	pH	t заст., °С, не выше
	МДЭА	КФК-85	этанол	N-МП	вода			
Дельта НС-1	37,0	–	–	–	63,0	1,088	8,7	-20
Дельта НС-4	22,2	40,0	–	10	27,8	1,166	8,5	-25
Дельта НС-5	–	40,0	60,0	–	–	0,975	7,7	-35

ТАБЛИЦА 2. Количественный состав исследованных композиций [9]

Компонент нейтрализатора	Содержание компонентов нейтрализатора, мас. %			
	Пример 1	Пример 2	Пример 3	Пример 4
Полиамин	51,3	34,5	21,2	15
Алифатический спирт	16,4	27,2	16,7	3,3
Неонол АФ 9-10	2,6	3,2	2,2	1,5
Органическое основание	6,6	13,6	11,1	5
Неорганическое основание	0,1	0,2	0,4	0,2
Карбамидоформальдегидный концентрат марки КФК-85	23,0	21,3	48,4	75

ТАБЛИЦА 3. Результаты испытаний синтезированных образцов

Образец нейтрализатора H_2S	По примеру № 1	По примеру № 2	По примеру № 3	По примеру № 4
Массовое соотношение нейтрализатор/сероводород	2 : 1	2,1 : 1	2,3 : 1	2,5 : 1
Эффективность очистки нефти, %	не менее 98			

обеспечивают достаточно высокий уровень ингибирования коррозии нефтедобывающих установок.

Для предложенного состава нейтрализатора отпадает необходимость ввода бактерицида. Его функции выполняют формальдегид и продукты на его основе.

В патенте [9] рассмотрены конкретные примеры получения нового нейтрализатора и способа его использования. Его прототипом выступила композиция под номером 4, приведенная в RU № 2561169 и состоящая из 20 мас. % N-метилдиэтаноламина, 20 мас. % N-метилпирролидона, 40 мас. % КФК и 20 мас. % спиртосодержащего продукта.

> Для увеличения скорости очистки нефти в состав композиции вводится неионогенный ПАВ – неонол АФ 9-10, который способствует лучшему распределению гемиформалей и других компонентов нейтрализатора в добываемых нефтепродуктах

Состав исследованных проб нейтрализатора сероводорода по примерам № 1–4 приведен в таблице 2.

Испытание синтезированных образцов были проведены с использованием высоковязкой карбоновой нефти, содержащей 0,04 мас. % сероводорода и 0,3 мас. % воды.

Полученные результаты приведены в таблице 3.

Согласно проведенным испытаниям установлено, что предлагаемый нейтрализатор по сравнению с прототипом (степень очистки 94 %) обладает более высокой реакционной способностью по отношению к сероводороду и легким меркаптанам и обеспечивает эффективную их нейтрализацию в нефти, газоконденсате, водонефтяной эмульсии, нефтепродуктах и технологических жидкостях до уровня современных требований при низких удельных расходах (2–2,5 г/1 г).

Нейтрализатор характеризуется и достаточно высокой бактерицидной активностью по отношению к сульфатвосстанавливающим бактериям и, соответственно, может быть использован и в качестве бактерицида для подавления их роста в нефтепромысловых средах. ●

Литература

1. *Патент RU № 2121492, МПК C10G 29/20. Способ очистки нефти, газоконденсата и их фракций от меркаптанов / А.М. Фахриев, Р.А. Фахриев. Опубл. 10.11.1998.*
2. *RU № 2418036. МПК C10G 29/20. Нейтрализатор сероводорода и способ его использования / А.М. Фахриев, Р.А. Фахриев. Опубл. 10.05.2011. Бюл. № 13.*
3. *С.В. Афанасьев. С.В. Махлай. Карбамидоформальдегидный концентрат. Технология. Переработка. Самара: Изд. СНЦ РАН. 2012. – 298 с.*
4. *Патент RU № 2331654. МПК C08G 12/12, C08L 61/24. Способ получения карбамидоформальдегидного концентрата / С.В. Афанасьев, В.Н. Махлай, В.А. Семёнова и др. Опубл. 20.08.2008. Бюл. № 23.*
5. *Патент RU № 2418008. МПК C07C 47/052, C07C 47/055. Способ получения карбамидоформальдегидного концентрата / В.Н. Махлай, С.В. Афанасьев, О.С. Рощенко. Опубл. 10.05.2011. Бюл. № 13.*
6. *Афанасьев С.В. Инновационные процессы переработки метанола в карбамидоформальдегидный концентрат и продукцию на его основе // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2022. № 10. С. 66–72.*
7. *Патент RU № 2561169, МПК C10G 29/20. Нейтрализатор (Поглотитель) сероводорода и способ его использования / В.А. Волков, В.Г. Беликова, С.В. Афанасьев и др. Опубл. 27.08.2015. Бюл. № 24.*
8. *Афанасьев С.В. Инновации и «зеленые технологии» в газохимии и нефтедобыче. Монография. Под ред. к.х.н., д.т.н. Афанасьева С.В. – Самара: Изд. СНЦ РАН. 2022. – 198 с.*
9. *Патент RU № 2800091. МПК C10G 29/20. Нейтрализатор сероводорода и способ его использования / С.В. Афанасьев. Опубл. 18.07.2023. Бюл. № 20.*
10. *Патент RU № 2228925. МПК C07C 211/13, C07C 20-9/60. Способ получения полиамина / С.В. Афанасьев, В.Н. Махлай, А.С. Виноградов, М.А. Барышева. Опубл. 20.05.2004. Бюл. № 14.*

KEYWORDS: *hydrogen sulfide, mercaptans, formaldehyde, nonionic surfactants, hemiformals, hydrocarbon desulfurization.*

ОЦЕНКА БАЛАНСА СЕРОВОДОРОДА

на установках деасфальтизации

УДК 665.637.86

СТАТЬЯ ПОСВЯЩЕНА ПРОБЛЕМЕ НАКОПЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА В ЦИРКУЛИРУЮЩЕМ РАСТВОРИТЕЛЕ НА УСТАНОВКАХ СОЛЬВЕНТНОЙ ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ. РАССМАТРИВАЮТСЯ РАЗЛИЧНЫЕ ИСТОЧНИКИ ПОСТУПЛЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА НА УСТАНОВКУ: С СЫРЬЕМ, В ПЕЧИ НАГРЕВА АСФАЛЬТОВОГО РАСТВОРА. ПРИВОДЯТСЯ БАЛАНСОВЫЕ УРАВНЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА МАКСИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ СЕРОВОДОРОДА В РАСТВОРИТЕЛЕ И ОЦЕНИВАЕТСЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗЛИЧНЫХ МЕТОДОВ ОЧИСТКИ РАСТВОРИТЕЛЯ, В ТОМ ЧИСЛЕ ПРИ ОЧИСТКЕ ЩЕЛОЧЬЮ И РАСТВОРОМ АМИНА

THE ARTICLE IS DEVOTED TO THE PROBLEM OF HYDROGEN SULFIDE ACCUMULATION IN THE CIRCULATING SOLVENT ON THE SOLVENT DEASPHALTING PLANT OF OIL RESIDUES. VARIOUS SOURCES OF HYDROGEN SULFIDE SUPPLY TO THE PLANT ARE CONSIDERED: WITH RAW MATERIALS, IN ASPHALT MORTAR HEATING FURNACE. BALANCE EQUATIONS ARE GIVEN FOR CALCULATING THE MAXIMUM CONCENTRATION OF HYDROGEN SULFIDE IN THE SOLVENT, AND THE EFFECTIVENESS OF VARIOUS METHODS OF SOLVENT PURIFICATION, INCLUDING PURIFICATION WITH ALKALI AND AMINE SOLUTION IS EVALUATED

Ключевые слова: *деасфальтизация, растворитель, очистка от сероводорода.*

Султанов Фаиз Минигалеевич
профессор кафедры технологии нефти и газа, с.н.с, заместитель директора департамента фундаментальных исследований, АО «Институт нефтехимпереработки», д.т.н.

Ямалов Артур Илдарович
аспирант

Гафаров Радмир Рамазанович
Магистр

Мидатов Нургиз Анварович
магистр

ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет

Постепенное насыщение циркулирующего растворителя сероводородом на установках деасфальтизации является серьезной проблемой. В таблице 1 приводятся данные по содержанию сероводорода в растворителе, отобранного из рабочей емкости на разных установках деасфальтизации. Высокие значения содержания сероводорода наблюдаются при переработке тяжелых гудронов из высокосернистых нефтей на установках 36/2, 36-1/1. Многолетней практикой эксплуатации установок деасфальтизации установлено, что приемлемой с точки зрения снижения скорости коррозии оборудования является концентрация сероводорода в циркулирующем растворителе не более 0,4 % масс.

Часть сероводорода на установку поступает с гудроном. На вакуумном блоке при температуре 380–400 °С происходит термическое разложение гудрона с образованием сероводорода. Разложение гудрона при высокой температуре продолжается

Тип установки	Тип растворителя	Производительность по гудрону, т/час	Норма потерь растворителя на сырье, %	Максимальное содержание сероводорода в растворителе, % масс.
36/2	пропан – изобутан	37,5	0,5	0,04* 2,5**
36-1/1	пропан – изобутан	16,0	–	0,8
36-1/4	пропан	22,0	1,4	0,3
36/5	пропан	52,0	–	<2,0
36/4	пропан	34,0	–	1,3

* – при работе установки с блоком аминной очистки;
** – при работе установки без блока аминной очистки.

и во время его откачки из вакуумной колонны, поэтому некоторое количество сероводорода вместе с сырьем поступает на установку деасфальтизации. На масляных АВТ режим нагрева мазута, как правило, менее жесткий, чем на топливных. Поэтому на пропановых установках деасфальтизации, вырабатывающих сырье для масляного производства, содержание сероводорода в пропане значительно ниже, чем на установках пропан-изобутановой деасфальтизации, работающих по топливному варианту.

Вторым источником сероводорода является печь нагрева асфальтового раствора, где в пристенном пограничном слое внутри труб радиантного змеевика температура асфальта может достигнуть значений 400–500 °С, при которых возможны реакции термокрекинга. Об этом свидетельствуют факты частоты прогара радиантных труб и коксоотложения на их внутренней поверхности.

Нагрев деасфальтизатного раствора при регенерации растворителя осуществляется в испарителях с помощью водяного пара, при этом температура нагрева не превышает 150–160 °С. При таких относительно низких температурах разложение деасфальтизата не происходит.

Потери сероводорода на установке осуществляются его уносом в составе теряемого растворителя и при очистке растворителя, если она предусмотрена. На многих установках, где не предусмотрена операция очистки, содержание сероводорода в растворителе поддерживают в пределах нормы технологического регламента (0,4 % масс.) путем периодической откачки насыщенного сероводородом растворителя в парк для последующей очистки или сброса на факел.

Потери растворителя на установках деасфальтизации весьма существенны. На разных установках норма потерь растворителя устанавливается на основе месячного баланса растворителя и составляет 0,5–1,4 % масс. относительно сырья.

Примем обозначения:

S_1 – содержание сероводорода в циркулирующем растворителе, доли масс.;

$M_г$ – часовая производительность установки по гудрону, кг/час;

α – установленная норма потерь растворителя на установке, доли масс.

Тогда унос сероводорода с потерями растворителя msp составляет

$$m_{sp} = \alpha \cdot S_1 \cdot M_г \text{ (кг/час)}. \quad (1)$$

На установках деасфальтизации изначально была предусмотрена щелочная очистка пропана. Однако длительная эксплуатация таких установок выявила неэффективность данного способа очистки. Снижение концентрации сероводорода в пропане в результате щелочной очистки оказалось незначительным, поэтому со временем практически на всех действующих установках деасфальтизации колонны защелачивания были либо демонтированы, либо законсервированы.

Щелочная очистка осуществляется в колонне защелачивания, куда подается пропан низкого давления, который выводится из отпарных колон деасфальтизата и асфальта. В деасфальтизате после испарителей остаточное содержание растворителя ($c_{рд}$) составляет около 0,02 доли масс. в асфальте ($c_{ра}$) – 0,01 доли масс.

Если считать, что концентрация сероводорода в растворителе из отпарных колонн такая же, что и в циркулирующем растворителе (S_1), а содержание сероводорода в растворителе после щелочной очистки ($S_щ$), то унос сероводорода с щелочным раствором ($m_{sщ}$) определяется формулой:

$$m_{sщ} = (D \cdot M_г \cdot c_{рд} + (1 - D) \cdot M_г \cdot c_{ра}) \cdot (S_1 - S_щ), \quad (2)$$

где D – выход деасфальтизата из гудрона, доли масс.

Обозначим через $S_г$ – содержание сероводорода в гудроне; $M_{sп}$ – количество сероводорода,

образующегося в печи. Используя принятые обозначения и соотношения (1) и (2), баланс серводорода на установках с щелочной очисткой определяется уравнением:

$$S_г \cdot M_г + M_{sп} = \alpha \cdot S_1 \cdot M_г + (D \cdot M_г \cdot c_{рд} + (1 - D) \cdot M_г \cdot c_{ра}) \cdot (S_1 - S_щ). \quad (3)$$

При использовании аминовой очистки для удаления сероводорода, как на установках типа 36/2, очистке подвергается больший объем растворителя, включающий, кроме газообразного растворителя, выводимого из отпарных колонн, еще пары растворителя, выводимые из испарителей асфальтового и деасфальтизатного растворов. Кроме того, улавливается весь сероводород, образующийся в змеевике печи $M_{sп}$.

Обозначим массовые доли растворителя в асфальтовом растворе через $C_а$, в деасфальтизатном растворе, выводимом с низа сверхкритического разделителя, через $C_д$. Тогда унос сероводорода ($m_{sм}$ с установки раствором амина (МЭА или МДЭА) определяется соотношением:

$$m_{sм} = (D \cdot M_г \cdot C_д + (1 - D) \cdot M_г \cdot C_а) \cdot (S_1 - S_а) + M_{sп}, \quad (4)$$

где $S_а$ – остаточное содержание сероводорода в растворителе после аминовой очистки.

Содержание сероводорода в растворителе на установке с аминной очисткой определяется выражением

$$S_1 = S_г/(D \cdot M_г \cdot C_д + (1 - D) \cdot M_г \cdot C_а). \quad (5)$$

При очистке раствором МДЭА очистке подвергается весь растворитель, выделенный из асфальтового раствора. В этом растворителе содержится сероводород, который циркулирует в системе вместе с растворителем (S_1), и весь сероводород, который выделился в печи ($M_{sп}$). Поэтому при аминовой очистке концентрация сероводорода в растворителе, согласно уравнению (5), зависит только от содержания сероводорода в исходном гудроне ($S_г$).

Проанализируем полученные соотношения. Суммарное количество сероводорода M_s, поступающее на установку, можно оценить по величине максимального значения концентрации сероводорода в циркулирующем растворителе с помощью уравнения (3). В случае если на установке очистка растворителя не предусмотрена, балансовое уравнение (3) принимает более простой вид:

$$M_s = S_г \cdot M_г + M_{sп} = \alpha \cdot S_1^* \cdot M_г, \quad (6)$$

где S_1^* – массовая доля сероводорода в циркулирующем растворителе на установке без дополнительной очистки.

Подставляя в это уравнение известные величины для, например, установки 36/2: $\alpha = 0{,}005$, $S_1^* = 0{,}025$, $M_г = 37500$ кг/ч, получаем $M_s = 4{,}7$ кг/ч.

Зная скорость поступления сероводорода, можно оценить время, за которое циркулирующий растворитель насыщается сероводородом. Всего на установке вмещается около 140 м^3 растворителя или 65 т. Количество сероводорода в растворителе 2,5%/100*65000 = 1625 кг. Такое количество сероводорода на установку поступит за 1625/4,7 = 346 часов или 14 суток. Таким образом, если не проводить дополнительную очистку растворителя, то за половину месяца работы установки после приема свежего растворителя содержание в нем сероводорода доходит до максимального значения 2,5%. Это подтверждается на установках десфальтизации уфимских НПЗ, перерабатывающих тяжелые высокосернистые нефти.

При щелочной очистке из уравнений (3) и (6) имеем

$$S_1 = \alpha \cdot S_1^* / (\alpha + D \cdot c_{рд} + (1 - D) \cdot c_{ра}). \quad (7)$$

Подставляя известные значения $\alpha \cdot = 0{,}005$, $S_1^* = 0{,}0025$, $c_д = 0{,}01$, $c_а = 0{,}02$, $D = 0{,}4$, получаем $S_1 = 0{,}006$.

Таким образом, расчеты показывают, что при щелочной очистке равновесное содержание сероводорода в растворителе составит 0,6%, что на порядок больше, чем при аминной очистке на установке 36/2 (табл. 1). Эффективность удаления сероводорода в первую очередь определяется объемом растворителя, подвергающегося очистке. При щелочной очистке сероводород удаляется с небольшой части газообразного растворителя системы низкого давления. Тогда как аминовой очистке подвергается значительно больший объем.

На установках деасфальтизации важное значение имеет вопрос о роли печи нагрева асфальтового раствора в накоплении сероводорода в растворителе. Если бы удалось доказать, что основным источником поступления сероводорода на установке является печь, то проблему накопления сероводорода можно было бы решить без монтажа дорогостоящего узла аминной очистки, путем замены печи нагрева асфальтового раствора на теплообменник с органическим теплоносителем, например, АМТ-300. При этом высвободившуюся печь использовать для нагрева органического теплоносителя.

На установке 36/2 известны концентрации сероводорода без аминовой очистки ($S_1^* = 2{,}5\%$) и с аминовой очисткой ($S_1 = 0{,}04\%$) (см. табл.1). Эти данные позволяют оценить скорость поступления сероводорода с гудроном (уравнение 5) и общее количество поступления сероводорода (уравнение 6).

Подставляя в (5) известные значения $\alpha \cdot = 0{,}005$, $S_1 = 0{,}0004$, $C_д = 0{,}12$, $C_а = 0{,}3$, $D = 0{,}4$, получаем $S_г = 0{,}0093\%$ масс.

Расход сероводорода на установку вместе с сырьем равен $S_г M_г = 3{,}5$ кг/час.

Таким образом, с гудроном на установку 36|2 поступает 3,5 кг/час сероводорода, в печи дополнительно образуется 1,2 кг/час сероводорода, всего – 4,7 кг/час.

Литература

1. *Хайрудинов И.Р., Султанов Ф.М., Теляшев Э.Г. – Современные процессы деасфальтизации нефтяных остатков. – Уфа: ГУП ИНХП РБ, 2011. – 208 с.*
2. *Султанов Ф.М. – Совершенствование технологии пропановой и пропан-бутановой деасфальтизации нефтяных остатков. – Химия и технология топлив и масел. – 2009. – № 3. – С. 14–18.*
3. *Султанов Ф.М., Хайрудинов И.Р., Теляшев Э.Г. и др. – Новый процесс деасфальтизации нефтяных остатков с использованием энергосберегающей технологии регенерации растворителя в сверхкритических условиях и инжекторной системы очистки и компримирования растворителя. – Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – № 6. – С. 25–28.*
4. *Патент РФ № 2279465. Способ деасфальтизации нефтяных остатков / Хайрудинов И.Р., Султанов Ф.М., Кузнецов В.Ю., Теляшев Э.Г. – Опубл. 10.07.2006 БИ № 19.*

Keywords: *deasphalting, solvent, hydrogen sulfide removal.*

Здесь создается энергия!

Промышленно-энергетический Форум TNF – ведущее мероприятие нефтегазовой отрасли

ГАЗПРОМ НЕФТЬ · СУРГУТНЕФТЕГАЗ · Концерн ВКО Алмаз - Антей · СБЕР · positive technologies · РОСНЕФТЬ · НОВАТЭК · СИБУР · ГАЗПРОМБАНК · ЛУКОЙЛ · АСТРА

До встречи в 2024 году!
oilgasforum.ru

Правительство Российской Федерации · Правительство Тюменской области

ВОЗМОЖНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ХИТОЗАНА РАЗЛИЧНОЙ ПРИРОДЫ

в качестве наполнителя полимочевинных смазок

Килякова Анастасия Юрьевна
доцент кафедры химии и технологии смазочных материалов и химмотологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, к.т.н.

Дауди Дауддин Ильясович
Аспирант факультета технологического менеджмента и инноваций НИУ ИТМО

Спиридонова Александра Дмитриевна
магистрант кафедры химии и технологии смазочных материалов и химмотологии, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Дмитриева Мария Алексеевна
аспирант факультета наук о жизни НИУ ИТМО

Тонконогов Борис Петрович
профессор РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.х.н.

В СОВРЕМЕННОМ МИРЕ ПРОСЛЕЖИВАЕТСЯ ЗНАЧИТЕЛЬНОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МАШИН И МЕХАНИЗМОВ, ПОЭТОМУ НЕОБХОДИМО, ЧТОБЫ СМАЗОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ ОБЕСПЕЧИВАЛ ВЫСОКУЮ НАДЕЖНОСТЬ И ЭКОНОМИЧНОСТЬ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ. В РЕЗУЛЬТАТЕ ЧЕГО ВАЖНОЙ ЗАДАЧЕЙ ЯВЛЯЕТСЯ КАЧЕСТВЕННЫЙ ПОДБОР ПЛАСТИЧНЫХ СМАЗОК, КОТОРЫЕ МОГЛИ БЫ ОБЕСПЕЧИТЬ ВСЕ НЕОБХОДИМЫЕ ТРЕБОВАНИЯ [1]. СТОИТ ОТМЕТИТЬ, ЧТО ПРОСЛЕЖИВАЕТСЯ ТЕНДЕНЦИЯ ПО ПРИМЕНЕНИЮ БИОБЕЗОПАСНЫХ КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ В СОСТАВЕ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ. ОСОБОЕ ВНИМАНИЕ СТОИТ УДЕЛИТЬ ПЛАСТИЧНЫМ СМАЗКАМ НА ОСНОВЕ ПОЛИМОЧЕВИННОГО ЗАГУСТИТЕЛЯ, В КАЧЕСТВЕ НАПОЛНИТЕЛЯ КОТОРЫХ ИСПОЛЬЗУЮТ ХИТОЗАН. В РЕЗУЛЬТАТЕ РАБОТЫ БЫЛИ ПОЛУЧЕНЫ ПОЛИМОЧЕВИННЫЕ СМАЗКИ С РАЗНЫМИ ВИДАМИ ХИТОЗАНА, ИССЛЕДОВАНА ЗАВИСИМОСТЬ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ СВОЙСТВ И ТЕМПЕРАТУРЫ КАПЛЕПАДЕНИЯ ОТ СТРУКТУРЫ И ВИДА ХИТОЗАНА

IN THE MODERN WORLD, THERE IS A SIGNIFICANT TECHNICAL IMPROVEMENT OF MACHINES AND MECHANISMS, THEREFORE, IT IS NECESSARY THAT THE LUBRICANT PROVIDES HIGH RELIABILITY AND EFFICIENCY DURING OPERATION. AS A RESULT, AN IMPORTANT TASK IS THE QUALITATIVE SELECTION OF DOMESTIC GREASES THAT COULD MEET ALL THE NECESSARY REQUIREMENTS [1]. IT IS WORTH NOTING THAT THERE IS A TREND TOWARDS THE USE OF BIOSAFETY COMPONENTS OF NATURAL ORIGIN IN THE COMPOSITION OF LUBRICANTS. PARTICULAR ATTENTION SHOULD BE PAID TO GREASES BASED ON A POLYUREA THICKENER, WHICH USE CHITOSAN AS A FILLER. AS A RESULT OF THE WORK, POLYUREA LUBRICANTS WITH DIFFERENT TYPES OF CHITOSAN WERE OBTAINED, THE DEPENDENCE OF ANTI-WEAR PROPERTIES AND DROP-OFF TEMPERATURE ON THE STRUCTURE AND TYPE OF CHITOSAN WAS INVESTIGATED

Ключевые слова: *полимочевинная смазка, хитозан.*

УДК 621.892

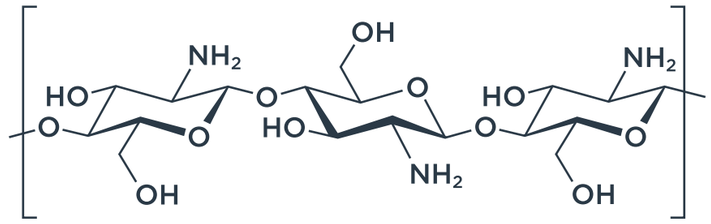
Смазочные материалы используются для повышения эффективности, долговечности, надежности работы различных механизмов и машин, в основе чего лежит снижение трения, интенсивности изнашивания трущихся поверхностей и предотвращение заедания. Самыми распространенными многофункциональными смазками являются литиевые, на их долю приходится около 53% всего производства пластичных смазок. Однако на сегодняшний день прослеживается тенденция по снижению лития в составе загустителя пластичных смазок. Из-за его применения в литий-ионных аккумуляторах появляется необходимость замены литиевых

смазок на альтернативные, не уступающие им по эксплуатационным свойствам [2]. К таким универсальным смазочным материалам можно отнести полимочевинные смазки. На их долю в России приходится около 5–6% от всего производства пластичных смазок, но, несмотря на малую долю производства по сравнению с литиевыми, они все больше привлекают внимание специалистов, так как обладают хорошей гидролитической способностью, износостойкостью, хорошими защитными свойствами и высокой термоокислительной стабильностью. Необходимо заметить, что полимочевинная смазка также обладает большим ресурсом работоспособности в подшипнике, поэтому ее используют в подшипниках одноразовой заправки [3]. Однако стоит учесть, что полимочевинные смазки без специальных добавок (наполнителей и присадок) обладают не очень высокими трибологическими характеристиками, а именно противоизносными и антифрикционными. Именно поэтому в состав смазок вводят наполнители – дисульфид молибдена, графит, нанопорошки металлов и различные присадки.

Одним из новых наполнителей, которые могут быть добавлены в полимочевинные смазки для повышения их трибологических характеристик, является хитозан. Хитозан – это биополимер, получаемый из хитина, который является основным компонентом скелета ракообразных. Хитозан обладает рядом свойств, которые способствуют улучшению противоизносных и антифрикционных характеристик смазок. Однако до сих пор его применяли только в медицинских целях (биодобавки к пище, мази, кровоостанавливающие средства и т.д.)

Молекулы хитозана содержат аминогруппу, молекула полярная и, соответственно, обладает высокой адгезией к металлическим поверхностям и может образовывать защитные пленки, которые снижают трение и износ между движущимися деталями. Это позволяет уменьшить потери энергии на трение и снизить коэффициент трения. Полимочевинный загуститель также содержит аминогруппу поэтому

РИСУНОК 1. Формула хитозана



сразу можно прогнозировать низкую коррозионную активность смазок, а значит, они будут предотвращать образование коррозии на металлических поверхностях. Это позволяет улучшить долговечность и работоспособность смазочной системы. Хитозан является природным биоразлагаемым материалом, что является преимуществом с точки зрения экологической безопасности.

Таким образом, добавление хитозана в полимочевинные смазки может значительно улучшить их противоизносные и антифрикционные свойства, обеспечивая более эффективную защиту и снижение износа в механизмах и механических системах.

В данной работе для улучшения противоизносных свойств использовали хитозан природного происхождения. Хитозан добавляли на стадии приготовления смазки в процессе гомогенизации.

Результаты и обсуждение

Для приготовления полимочевинной смазки в качестве дисперсионной среды использовали нефтяное масло С-9, дисперсной фазы – димочевину. Хитозан добавили в качестве наполнителя. Использовали хитозан различный по сыревому происхождению и по дисперсности частиц.

Хитозан представляет из себя аморфно-линейный полимер природного происхождения. В основном хитозан получают в процессе деацелирования второго по распространению аминополисахарида – хитина, который получают из панцирей ракообразных, клеточных стенок грибов, экзоскелета насекомых, креветок. Производное хитина – хитозан – обладает уникальными свойствами по сравнению с хитином: растворяется в водных средах, а также обладает нетоксичностью, биосовместимостью, сорбционностью, биодеградируемостью (от 8 суток).

Общее количество ракообразных в России составляет около 200 тыс. т в год, что обеспечивает возможность использования производных хитина, хитозана, в качестве легкодоступного компонента полимочевинных смазок [4].

Образцы хитозана, приведенные ниже, представляют из себя порошки разной дисперности в зависимости от способа получения, природного происхождения, и, как следствие, являются биоразлагаемыми. Рассмотрим образцы хитозана, которые использовались в данной работе:

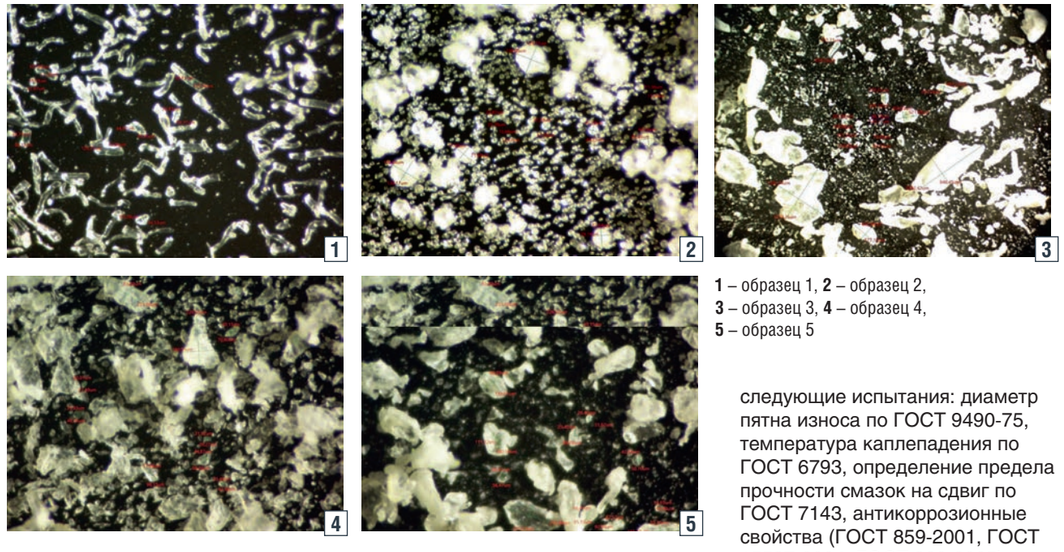
Образец под номером 1 представляет из себя аминополисахарид, полученный из панцирей ракообразных, он является натуральным источником особой липофильной формы пищевых волокон.

Образец под номером 2 представляет из себя низкомолекулярные хитоолигосахариды, полученные путем пропускания порошка хитозана через электронно-пучковой плазмохимический реактор. При этом в ходе реакции гидролиза образуется устойчивый биополимер.

Образец под номером 3 получен из панцирей креветок путем деацетилирования хитина креветок, то есть путем его обработки 10–15%-ным раствором гидроксида натрия и последующими сепарацией и промывкой полученного хитозана.

Образец под номером 4 представляет из себя низкомолекулярный биополимер, смесь деацетилированного хитина и поли-D-глюкозамина, полученый путем растворения высокомлекулярного хитозана

РИСУНОК 2. Размеры частиц хитозана



1 – образец 1, **2** – образец 2,
3 – образец 3, **4** – образец 4,
5 – образец 5

в растворе кислоты и последующего осаждения и сепарации высокомолекулярных молекул хитозана.

Образец под номером 5 – это среднемолекулярный биополимер, смесь деацетилированного хитина и поли-D-глюкозамина, схожий по получению с образцом номер 4. Размеры частиц хитозана образцов 1–5 приведены на рисунке 2.

Размер частиц хитозана, как и форма оказывает большое влияние на объемно-механические свойства полимочевинных смазок, которые обеспечивают эксплуатационные свойства – способность поступать смазки в узлы трения, удерживаться на поверхностях, восстанавливать свою структуру после приложения силы.

На рисунке 3 (1–5) приведены фотографии форм хитозана разного происхождения при приближении 100 мкм.

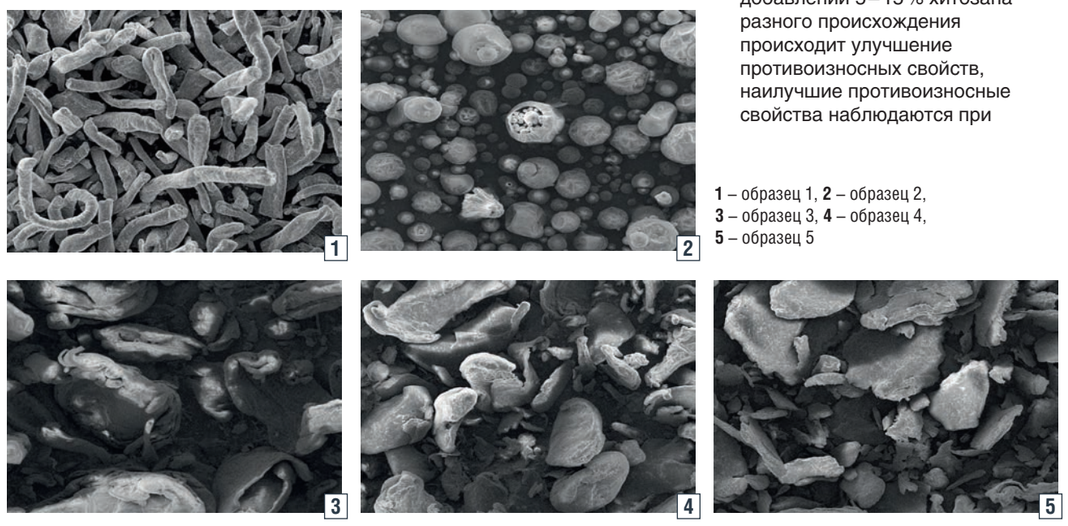
Для определения свойств полученных полимочевинных пластичных смазок были проведены следующие испытания: диаметр пятна износа по ГОСТ 9490-75, температура каплепадения по ГОСТ 6793, определение предела прочности смазок на сдвиг по ГОСТ 7143, антикоррозионные свойства (ГОСТ 859-2001, ГОСТ 15527-2004, ГОСТ 380-2005) и защитные (ГОСТ 859-2001, ГОСТ 15527-2004, ГОСТ 380-2005).

Введение хитозана осуществлялось с помощью ручного гомогенизатора, в котором полученная смесь полимочевинной смазки и наполнителя интенсивно перемешивалась за счет 100 двойных ходов перфорированной пластины.

В таблицах 1 и 2 приведены характеристики исходной полимочевинной пластичной смазки и образцов 1–6 с добавлением хитозана различных форм и размеров в качестве наполнителя.

Из таблицы 1 видно, что при добавлении 5–15 % хитозана разного происхождения происходит улучшение противоизносных свойств, наилучшие противоизносные свойства наблюдаются при

РИСУНОК 3. Структура (форма) хитозана



1 – образец 1, **2** – образец 2,
3 – образец 3, **4** – образец 4,
5 – образец 5

ТАБЛИЦА 1. Характеристики полимочевинных смазок с добавлением хитозана

Образец	Диаметр пятна износа, мм	Температура каплепадения, °С
Без добавок	0,70	Выше 250
№ 1	0,67	Выше 250
№ 2	0,61	Выше 250
№ 3	0,66	Выше 250
№ 4	0,57	Выше 250
№ 5	0,60	Выше 250

ТАБЛИЦА 2. Предел прочности полимочевинной смазки и смазки с хитозаном

Температура, °С	Предел прочности, Па · с полимочевинная смазка без добавок	Предел прочности, Па · с полимочевинная смазка +10 % масс. хитозана (образец номер 4)
24	14	42
10	26	99
0	45	117
-10	63	153

ТАБЛИЦА 3. Антикоррозионные свойства полимочевинной смазки с разными наполнителями

Наименование металла	Наполнитель в полимочевинной смазке (15 % масс.)	После испытания в печи коррозия, % масс.
Медь (ГОСТ 859-2001)	Хитозан	0
Латунь (ГОСТ 15527-2004)	Хитозан	0
Сталь (ГОСТ 380-2005)	Хитозан	0

ТАБЛИЦА 4. Защитные свойства полимочевинной смазки с разными наполнителями

Наименование металла	Наполнитель в полимочевинной смазке (15% масс.)	Коррозия в морской воде (1 неделя), % масс.
Медь (ГОСТ 859-2001)	Хитозан	1
Латунь (ГОСТ 15527-2004)	Хитозан	0
Сталь (ГОСТ 380-2005)	Хитозан	0

добавлении низкомолекулярного хитозана (образец № 4), что обусловлено строением хитозана и его размером (рисунок 1, 2).

В таблице 2 отображены результаты испытаний полимочевинной смазки с добавлением хитозана. Из таблицы видно, что полимочевинная смазка с хитозаном имеет более высокий предел прочности по сравнению с исходной полимочевиной. Это происходит из-за упрочнения структуры смазки, т.к. хитозан сам по себе также обладает небольшим загущающим эффектом.

Молекулы хитозана обладают способностью образовывать водородные связи с другими компонентами смазки, что повышает прочность и устойчивость смазки к разрушению.

По данным таблиц 3 и 4 видно, что добавление хитозана отрицательно не влияет на коррозионные и защитные свойства полимочевинных смазок.

Выводы

В свете последних тенденций в стремлении к созданию биоразлагаемых материалов поиск соответствующих компонентов становится неотъемлемой частью будущих исследований и разработок. В этом контексте наполнители для смазок, основанные на производных хитина, таких как хитозан, представляют интерес. Хитозан не только улучшает трибологические свойства пластичных смазок, но также является биоразлагаемым материалом, соответствуя стремлениям к устойчивому развитию и экологической безопасности.

Таким образом, внедрение хитозана в пластичные смазки на российском рынке может принести множество преимуществ, включая улучшенные трибологические характеристики и соответствие требованиям по биоразлагаемости. Это может способствовать развитию отечественной промышленности смазочных материалов, укреплению импортозамещения и удовлетворению потребностей российского рынка, а также потенциально созданию конкурентноспособных продуктов для экспорта. ●

Литература

1. *file:///C:/Users/User/Downloads/issledovanie-vliyaniya-pigmentov-razlichnogo-proishozhdeniya-na-antifriktsionnye-svoystva-polimochevinnyh-smazok.pdf*
2. *https://habr.com/ru/companies/selectel/articles/531298/*
3. *Справочное пособие LUBRIZOL. Смазки/ рецензент проф. Ю.Л. Ищук.*
4. *https://cyberleninka.ru/article/n/perspektivy-razvitiya-syrievoy-bazy-i-pererabotki-promyslovyh-rakoobraznyh-v-rossii/viewer*
5. *http://vniro.ru/files/trydi_vniro/archive/tv_2018_t_170_article_10.pdf*
6. *http://myaventura.ru/poleznie-stati-o-ppu/vidy-polimocheviny-i-ikh-klassifikatsiya*
7. *https://magazine.neftegaz.ru/articles/pererabotka/543225-vliyanie-dotf-na-svoystva-plastichnykh-smazok/*

KEYWORDS: *polyurea lubricant, diisocyanate, chitosan.*

Neftegaz.RU
номер 9/2023 г.

УДК 665.6

ОЦЕНКА ВОСТРЕБОВАННОСТИ ПРОДУКЦИИ УСТАНОВКИ ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИИ Афипского НПЗ

Сидоров Алексей Владимирович
аспирант кафедры технологии нефти и газа

Ясьян Юрий Павлович
заведующий кафедрой технологии нефти и газа, д.т.н., профессор

Сыроватка Владимир Антонович
доцент кафедры технологии нефти и газа, к.т.н.

Кубанский государственный технологический университет

В ДАННОЙ СТАТЬЕ ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ ВОСТРЕБОВАННОСТИ ПРОДУКЦИИ УСТАНОВКИ ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИИ, ПРЕДУСМОТРЕННОЙ ПРОЕКТНЫМИ РЕШЕНИЯМИ ПОЛНОГО ПРОЦЕССА МОДЕРНИЗАЦИИ ООО «АФИПСКИЙ НПЗ». ПРОВЕДЕН ОБЗОР РЫНКА В СОВРЕМЕННЫХ РЕАЛИЯХ, РАССМОТРЕНЫ ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ И ВОЗМОЖНЫЕ ВЕХИ ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ ЛИНЕЙКИ ПЛАНИРУЕМОЙ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

IN THIS ARTICLE, AN ANALYSIS OF THE DEMAND FOR THE PRODUCTS OF THE DEASPHALTING INSTALLATION PROVIDED FOR BY THE DESIGN SOLUTIONS OF THE COMPLETE MODERNIZATION PROCESS OF AFIPSKY OIL REFINERY LLC WAS CARRIED OUT. A REVIEW OF THE MARKET IN MODERN REALITIES, DEVELOPMENT PROSPECTS AND POSSIBLE MILESTONES FOR THE FURTHER DEVELOPMENT OF THE LINE OF PLANNED PRODUCTS WAS CARRIED OUT

Ключевые слова: *деасфальтизация, модернизация, асфальт, битум.*

Модернизацию ООО «Афипский НПЗ» планируется завершить строительством установки деасфальтизации, продукцией завода станут и битум, и асфальт.

Мировой рынок битума включает в себя многочисленные его вариации, наиболее широко в последнее десятилетие стал применяться полимерно-модифицированный битум (PMB), в частности:

- термопластичные эластомеры марок SBS, SBR, SIS, SEBS, EPDT, IIR;
- натуральный каучук;
- термопластичные полимеры марок EVA, EMA, EBA, APP, PE, PP;
- термореактивные полимеры, такие как эпоксидная смола, полиуретановая смола, акриловая смола, фенольная смола.

Применение данным продуктам нашлось в дорожном строительстве, при возведении кровли, в трубопроводной промышленности, для изготовления тротуарной плитки, в качестве гидроизоляции, в аэродромном строительстве, мостостроении, тоннелестроении и других смежных отраслях.

При добавлении в битум полимеров и различных добавок улучшаются его связующие свойства и эластичность, что позволяет уменьшить количество деформаций и трещин в дорожном строительстве при сильных нагрузках от автомобилей в сочетании с резкими перепадами температуры окружающей среды.

Вкладом в развитие рынка битумных продуктов было регулирование нормативными документами и обновление межгосударственного стандарта ГОСТ 33133, который был введен в 2015 году и отражает основные марки продукции на территории 8 стран. В России наиболее востребованной маркой для строительства дорог на севере страны и в средней полосе является марка БНД 100/130. Основными производителями битума в РФ являются заводы: «Орскнефтеоргсинтез», Сызранский, Саратовский НПЗ и Рязанская НПК, Уфимская группа НПЗ, «Волгограднефтепереработка» ЛУКОЙЛ, Газпромнефть-Битумные материалы, Роснефть Битум и СИБУР. Преимуществом при продажах для автомобильных дорог может служить подбор битума и асфальта под конкретных покупателей, с учетом погодных условий и температур эксплуатации, загруженности дорог и особенностей региона будущей дороги. Подбор рецептур битумов с различными добавками может способствовать увеличению срока службы покрытий.

ФАКТЫ

Полимеры, добавленные в битум, улучшают его связующие свойства и эластичность, что позволяет уменьшить количество деформаций и трещин в дорожном полотне

В настоящее время потребность в данном продукте формируют наиболее растущие экономики мира, где улучшается инфраструктура и дорожное строительство в крупных масштабах, например Китай, Индия. Одними из крупнейших производителей были заводы в Германии и Нидерландах, однако с их принятым вектором развития и переходом на зеленую экономику заводы закрываются, что дает возможности для роста и развития других участников рынка [1].

Объем российского рынка битума ежегодно растет, что видно на графике, приведенном на рисунке 1.

Несмотря на большое количество производителей, рынок в РФ растет, векторами роста рынка являются основные направления развития этого рынка, начиная от пятилетней программы дорожного строительства, утвержденной правительством РФ, реализация национального проекта «Безопасные качественные дороги», развитие стратегии России по строительству дорог.

РИСУНОК 1. Выпуск полимерно-битумных вяжущих продуктов с прогнозом до 2025 года

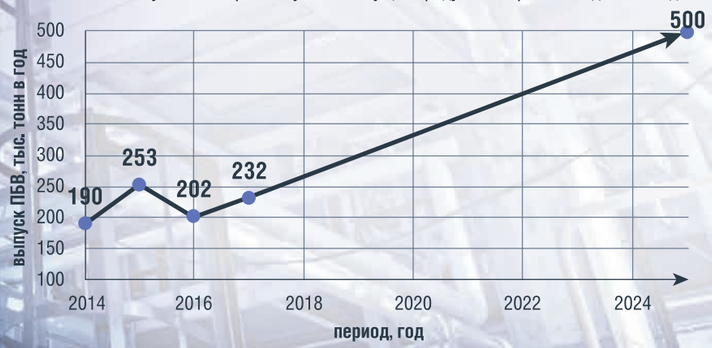


РИСУНОК 2. Индекс цен в России с 2012 по 2023 годы

РИСУНОК 3. Индекс цен в России с 2020 по 2023 годы

РИСУНОК 4. Индекс цен в Узбекистане

Благодаря традиционным конференциям, таким как «PRO Битум и ПБВ», ставшей XI межотраслевой конференцией, специалисты и эксперты в данной области обмениваются своим опытом и оценивают перспективы развития [2]. Такие мероприятия дают толчок в развитии рынка, позволяют подписать ряд решений, которые благотворно повлияют на дальнейшее развитие отрасли и обратят внимание на текущие проблемы.

Изобилие количества патентов показывает, что существует достаточное разнообразие способов, форм и рецептур приготовления битумов вяжущих из различного рода компонентов [3–6].

Что касается рецептур приготовления битумов вяжущих для дорожного строительства, необходимо отметить, что основой является стирол-бутадиен-стирола (далее – СБС). СБС является единственным модифицированным вяжущим компонентом, для которого разработан ГОСТ Р 52056 «Вяжущие полимерно-битумные дорожные на основе блоксополимеров типа стирол-бутадиен-стирол. Технические условия». Применение СБС уточнено в нормативных документах ГОСТ 31015, ГОСТ 9128, ГОСТ Р 54401. Единственный производитель в РФ – ОАО «Воронежсинтезкаучук» (ПАО «СИБУР Холдинг»), которое может оказывать непосредственное влияние на цены и формировать рынок, отметим, что добавление всего 5% СБС в битум увеличивает его себестоимость в два раза.

ФАКТЫ

300-400

тыс. руб. за тонну

составила стоимость добавки в 2023 году

В 2012 году стоимость добавки составляла в среднем порядка 100 тысяч рублей за тонну, тогда как к 2023 году эту цифра возросла до 300–400 тысяч рублей за тонну, рост цен приведен на рисунках 2, 3 [7].

На рисунке 2 показан индекс цен с начала реализации добавок к битуму, который начинал рост цен от 100 тысяч рублей за тонну, а на рисунке 3 показаны более точно колебания цен за последние три года, колебания представлены в диапазоне 250–400 тысяч рублей за тонну. Что интересно, цены в разных странах намного отличаются, так на рисунке 4 приведены цены в Узбекистане.

На рисунке 4 цены приведены в долларах за тонну, при переводе по нынешнему курсу порядок цен составляет примерно 200–250 тысяч рублей за тонну в 2023 году, что дешевле, чем в России [7].

На китайском рынке промышленный бутадиен-стирольный каучук продается по цене 1300–2100 долларов на 1 тонну, что по курсу 1 доллар = 80 рублей, составит 104 000–168 000 рублей за 1 тонну, без учета логистических и таможенных затрат [8].

С целью удешевления стоимости продукции белорусские ученые подобрали рецептуру для замены части СБС на дешевые полимерные модификаторы, основной практический интерес представляла замена на полиэтилен. В результате были подобраны оптимальные рецептуры для битума марки БНД 70/100 [9].

Битумные смеси широко экспортируются на мировые рынки, объем экспорта приведен на диаграмме (рисунок 5).

На рисунке 5 приведен экспорт по коду КОД ТН ВЭД 271500 Битумные смеси на основе природного асфальта, природного битума, нефтяного битума, по данным Федеральной таможенной службы, Comtrade [10]. Экспорт продукции разворачивается на восток, рынки сбыта меняются в новых реалиях, в 2023 году были подписаны важные контракты с Китаем на экспорт битумов. Однако и на внутреннем рынке достаточно быстро развивается потребность в битумах, появляются новые направления применения тяжелых нефтяных продуктов, которые раньше не были востребованы.

РИСУНОК 5. Динамика экспорта из России

Как один из ярких и новых примеров от индийских ученых – это использование в качестве источника пластика медицинских отходов клиник после пандемии COVID-19, как способ безопасной утилизации [11].

Строительство установки деасфальтизации в Краснодарском крае с учетом растущих потребностей региона более выгодно, чем строительство установки замедленного коксования. В регионе стартовали крупнейшие мега проекты по строительству автодорог, например, одним из крупнейших проектов стало строительство дублера трассы А-147 «Джубга–Сочи», с оцененной стоимостью проекта, 1,4 трлн рублей. Данный проект одобрен президентом РФ в 2020 году со сроками реализации до 2036 года.

При развитии ООО «Афипский НПЗ» и проведением полной модернизации возможна дальнейшая оптимизация установок, перераспределение потоков со старой битумной установки и нагрузкой установки деасфальтизации дополнительным сырьем. Расчетные данные по перераспределению технологических сырьевых потоков приведены в таблице 1.

По проектным данным технологии Amec Foster Wheeler производительность составляет 1 960 000 т/год, диапазон работы установки – 60–110%. по расчетным данным программы PIMS загрузка установки по сырью достигает 1,7 млн т/год с учетом текущего качества сырья, таким образом из Таблицы 1 можно сделать вывод, что существует потенциал для увеличения показателей энергоэффективности установки деасфальтизации до 1,9 млн т/год. При отсутствии необходимости в работе битумной установки достигается значительная экономия энергоресурсов (таблица 2). Расчетная экономия по основным энергоресурсам, как видно из таблицы 2, может достигать до 32 млн руб./год.

Как известно, при дополнительной нагрузке по сырью установки деасфальтизации также уменьшается и себестоимость получаемой продукции, что в свою очередь позволит увеличить конкурентноспособность на рынке.

Исходя из вышеизложенного, перспективы работы в направлении реализации продукции установки деасфальтизации весьма широкие, также не ограничены возможности расширения спектра продукции и научных исследований по подбору оптимальных рецептур и поиска различных добавок с учетом мирового опыта при необходимости реализации не полупродукта, а товарного продукта под конкретного покупателя.

ТАБЛИЦА 1. Расчетные данные по материальным балансам установок (по сырью)*

Материальный баланс по установке битумная	Объем, тыс. тонн в год
Гудрон ВТ (КНПЗ)	50
Остаток гидрокрекинга	150
ИТОГО	**200**
Материальный баланс по установке деасфальтизации	**Объем, тыс. тонн в год**
Гудрон ВТ (КНПЗ)	300
Гудрон ВТ (АНПЗ)	1400
ИТОГО	**1700**

*показаны укрупненные данные.

ТАБЛИЦА 2. Расчетная экономия энергоресурсов при отсутствии работы битумной установки

Энергоресурсы	Экономия*, тыс. руб. в год
Топливо	7 200
Электроэнергия	8 600
Теплоэнергия	15 800
Оборотная вода	400
ИТОГО	**32 000**

*показаны укрупненные данные.

ФАКТЫ

32

млн руб./год

составляет расчетная экономия по основным энергоресурсам

Литература

1. *Shell прекратит переработку нефти на немецком заводе. Новый park // Деловой журнал «Neftegaz.RU» / [Электронный ресурс]: – URL: https://neftegaz.ru/news/neftechim (дата обращения: 05.11.2021).*
2. *[Электронный ресурс]: – URL: https://bitum.gazprom-neft.ru/press-center/ (дата обращения 19.04.2023).*
3. *Тюкилина П.М., Поздняков В.В., Андреев А.А., Егоров А.Г., Карпухин А.К., Соловьев Р.Е. Полимерно-битумное вяжущее с повышенной устойчивостью к сдвиговым деформациям и способ его получения / Свидетельство о государственной регистрации ПрЭВМ, рег. № 2 765 646 от 01.02.2022 – М.: Роспатент, 2022. Дата последнего изменения: 17.05.2023.*
4. *Тыщенко В. А., Мельников В.Н., Зиновьева Л.В., Тюкилина П. М., Шейкина Н.А., Рудяк К.Б. Полимерно-битумное вяжущее для дорожного покрытия и способ его получения / Свидетельство о государственной регистрации ПрЭВМ, рег. № 2 639 902 от 25.12.2017 – М.: Роспатент, 2017. Дата последнего изменения: 06.04.2023.*
5. *Котов С.В., Тыщенко В.А., Погуляйко В.А., Зиновьева Л.В., Рудяк К.Б. Полимерно-битумное вяжущее для дорожного покрытия и способ его получения / Свидетельство о государственной регистрации ПрЭВМ, рег. № 2 477 736 от 20.03.2013 – М.: Роспатент, 2013. Дата последнего изменения: 21.03.2023.*
6. *Лейтланд В.Г., Юмашев В.М., Гохман Л.М., Лапшин В.А., Броницкий Е.И. Полимерно-битумное вяжущее для дорожного покрытия и способ его получения / Свидетельство о государственной регистрации ПрЭВМ, рег. № 2 038 360 от 27.06.1995.*
7. *[Электронный ресурс]: – URL: https://proplast.ru/poly-index/ABS.*
8. *[Электронный ресурс]: – URL: https://russian.alibaba.com/g/styrene-butadiene-rubber.html*
9. *Ю.А. Степанович, А.О. Шрубок. Влияние добавок полиэтилена на структуру и свойства СБС-модифицированных битумов / Труды БГТУ, 2022, серия 2, № 2, с. – 49–55.*
10. *[Электронный ресурс]: – URL: https://exportv.ru/zavod/stirol-ot-proizvoditelya.*
11. *Экспериментальные исследования применение отходов связанных с COVID-19 в асфальтобетоне / T. Dadwal, V. Kumar и др., Materials Today: Proceedings, 2023.*

KEYWORDS: *de-asphalting, modernization, asphalt, bitumen.*

Neftegaz.RU
номер 9/2023 г.

УДК 665.73

БЕНЗИН из олигомеризата

Шевляков Федор Борисович
доцент кафедры «Газохимии и моделирования химико-технологических процессов», Уфимский государственный нефтяной технический университет, ведущий специалист ООО «РН-БашНИПИнефть», к.т.н.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛЕГКИХ ОЛЕФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ ПИРОЛИЗА, ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА, ДЕГИДРИРОВАНИЯ ПАРАФИНОВ, И НЕКОТОРЫХ ДРУГИХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НАШЛО ПРИМЕНЕНИЕ В СИНТЕЗЕ ОЛИГОМЕРИЗАТА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В КАЧЕСТВЕ ВЫСОКООКТАНОВОЙ ДОБАВКИ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА. ИСПОЛЬЗОВАТЬ ОЛИГОМЕРИЗАТ В КАЧЕСТВЕ АВТОМОБИЛЬНОГО БЕНЗИНА МЕШАЕТ ВЫСОКОЕ СОДЕРЖАНИЕ ОЛЕФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ. ПРЕДЛАГАЕТСЯ ДОВЕСТИ КАЧЕСТВО ОЛИГОМЕРИЗАТА ДО НОРМИРУЕМЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ БЕНЗИНА АВТОМОБИЛЬНОГО ПУТЕМ ЧАСТИЧНОГО ГИДРИРОВАНИЯ С ВОВЛЕЧЕНИЕМ ВЫСОКООКТАНОВЫХ КОМПОНЕНТОВ

THE USE OF LIGHT OLEFINIC HYDROCARBONS FROM PYROLYSIS, THERMAL CRACKING, DEHYDROGENATION OF PARAFFINS, AND SOME OTHER OIL REFINING PROCESSES HAS FOUND APPLICATION IN THE SYNTHESIS OF OLIGOMERIZATE USED AS A HIGH-OCTANE ADDITIVE FOR MOTOR GASOLINE. THE USE OF THE OLIGOMERIZATE AS MOTOR GASOLINE IS HINDERED BY THE HIGH CONTENT OF OLEFINIC HYDROCARBONS. IT IS PROPOSED TO BRING THE QUALITY OF THE OLIGOMERIZATE TO THE NORMALIZED INDICATORS OF MOTOR GASOLINE BY PARTIAL HYDROGENATION WITH THE INVOLVEMENT OF HIGH-OCTANE COMPONENTS

Ключевые слова: *олигомеризат, гидрирование, бензин автомобильный, октановое число, метил-трет-бутиловый эфир, абсорбент очищенный.*

Сырьем олефиносодержащих фракций являются продукты вторичных процессов переработки нефти, таких как пиролиз, термический крекинг, дегидрирование парафинов, процессы Фишера-Тропша и некоторых других процессов нефтепереработки [1]. Важно, чтобы в сырье не было примесей: сероокиси углерода, арсина, азотсодержащих соединений, диенов, серы, так как данные соединения дезактивируют катализатор.

Легкие олефины, полученные в результаты вторичной переработки нефти, являются важным сырьем для производства товарных продуктов. Одним из перспективных и распространенных направлений их использования является синтез экологически чистых топлив – автомобильного и авиационного бензина, дизельного топлива в процессе олигомеризации, в которых содержание серы и ароматических углеводородов составляет минимальные значения. Существуют различные катализаторы для проведения процесса олигомеризации: силикофосфатные катализаторы, алюмосиликаты, ионнообменные смолы и цеолиты.

Наиболее экологически чистые бензины после гидрирования полимербензина получаются при использовании цеолитов типа пентасил отечественным катализатором, содержащим в своем составе высококремнеземный цеолит типа пентасил, модифицированный цинком и галлием, является БАК-70, разработанный ОАО «ВНИИОС НК». Процесс проводят в двух последовательных реакторах (при наличии двух других для регенерации) при температуре 420–470 °С с получением смеси аренов и алканов с октановым числом 94–95 по исследовательскому методу (80–81 по моторному методу). Модифицированный катализатор БАК-70У имеет больше кислотных центров, в отличие от других, и образует меньше ароматических соединений [2]. Отличием процесса олигомеризации в присутствии цеолитов являются высокие температуры и давления, вследствие чего возрастает количество побочных продуктов крекинга, циклизации, изомеризации, ароматизации, приводящие к дезактивации катализатора. Несмотря на относительно стабильную работу катализаторов на основе цеолитов со средним размером пор, в настоящее время межрегенерационный пробег промышленных катализаторов составляет не более 30 суток [3]. Процесс осуществляют в двух последовательных реакторах, заполненных катализаторами. Важной характеристикой сырья для проведения олигомеризации бутанбутиленовой фракции является содержание бутадиена в сырье не более 0,3 % массовых.

ФАКТЫ

420–470 °С

температура процесса олигомеризации в двух последовательных реакторах с получением смеси аренов и алканов с октановым числом 94–95

Основным продуктом процесса является олигомеризат, являющийся компонентом моторного топлива [4]. На выходе в большей степени получают линейные, разветвленные димеры, тримеры бутилена, которые в дальнейшем отправляют на гидрирование с целью получения изооктанов.

Недостатком процесса олигомеризации в присутствии цеолитов являются высокие температуры и давления, вследствие чего возрастает количество побочных продуктов крекинга, циклизации, изомеризации, ароматизации, приводящих к дезактивации катализатора [1].

Другой причиной получения побочных продуктов является наличие в сырье диеновых углеводородов, а именно, бутадиена. Дивинил содержит две двойные связи, способствующие высокому росту цепи до длинноцепочного продукта – полимера.

Бутадиен и пропадиен в сырье являются нежелательными компонентами, так как они содержат две двойные связи, способствующие росту цепи до получения полимера, что приводит к образованию тяжелых смолообразующих продуктов синтеза. Оптимальным составом бутан-бутиленовой фракции считается тот, в котором содержится от 30 до 45 % массовых α- и β-бутилены, бутана от 24 до 31 % массовых, изобутана от 10

до 15 % массовых, пропана и пропилена менее 0,1 % массовых, бутадиена менее 0,3 % массовых [5].

Авторы [6] считают, что очистка от диенов возможна с применением процесса Alkyfining, разработанного компанией IFP и лицензируемого Axens. В основе процесса лежит технология селективного гидрирования диенов, содержащихся во фракции С4.

Проведенный ранее анализ работы реакторов установки синтеза олигомеризата в ОАО «Стерлитамакский нефтехимический завод» [6] показал, что после пропускания бутадиена в количестве 850 кг катализатор закоксовывается, что приводит к сокращению межрегенерационного пробега катализатора. В результате проводятся частые регенерации катализатора, что увеличивает выработку менее ценного продукта тяжелых углеводородов, способствует повышению температуры в первом реакторе до 400 °С для устранения высококипящих углеводородов, что способствует увеличению выхода смеси бутанов и газовотдувок и увеличению расходной нормы на получение полимербензина-олигомеризата по бутиленам. Была предложена усовершенствованная технологическая схема с изменением режимных параметров и схемы, в соответствии с которой первый реактор выполняет роль фильтра бутадиена. За счет его полимеризации были получены следующие результаты: выработка ВУ снизилась до 0 кг/ч; уменьшился выход газовотдувок на 112,15 кг/ч, увеличился выход олигомеризата на 86,40 кг/ч и смеси бутанов на 112,10 кг/ч, подаваемый на рецикл.

Олигомеризат по показателям качества соответствует требованиям, предъявляемым для автомобильного бензина АИ-92, но фактором, ограничивающим его использование в качестве бензина, является высокое содержание олефиновых углеводородов, которое достигает 60 % об. Соответственно олигомеризат может быть реализован как высокооктановая добавка и во всей технологической цепочке производства автомобильного бензина выступает как полупродукт.

ТАБЛИЦА 1. Требования к товарным бензинам экологических марок Евро-5

Показатели	Значение
Содержание бензола, % об., не более	1,0
Содержание серы, мг/кг, не более	10
Содержание ароматических углеводородов, % об., не более	35
Содержание олефиновых углеводородов, % об., не более	18
Содержание оксигенатов (эфиры C_5 и выше), % масс., не более	15

ФАКТЫ

БАК-70У

модифицированный катализатор, имеющий больше кислотных центров по сравнению с другими катализаторами и образующий меньше ароматических соединений

Требования к товарным бензинам экологического класса Евро-5 по ГОСТ 32513-2013 по контролируемым примесям представлены в таблице 1. Как видно, автомобильный бензин не должен содержать олефиновых углеводородов более 18 %об.

Целью работы являлась оценка возможности получения олигомеризата соответствующего по показателям качества автомобильному бензину АИ-92 с остаточным содержанием олефиновых углеводородов не более 18 % об.

Методология

Исходный олигомеризат был предоставлен с промышленной установки производства АО «Стерлитамакский нефтехимический завод».

Гидрирование проводили на лабораторной установке с использованием катализатора палладий на угле:

расход олигомеризата	300 мл/час
количество подаваемого водорода	5 л/час
рабочее давление в реакторе	3 кгс/см^2
рабочая температура в реакторе	150 °С
реакционный объем реактора	370 мл
объем катализатора	50 мл

Компонентный состав исходного олигомеризата и продукт гидрирования определялись на хроматографе Хромос-ГХ-1000 с капиллярной колонкой Petrocol DH длина 100 м, диаметр 0,25 мм, толщина пленки 0,5 мкм, детектор ПИД.

ТАБЛИЦА 2. Групповой углеводородный состав олигомеризата

Группа	Парафины	Изопарафины	Ароматика	Нафтены	Олефины	Оскигенаты	Итого
C_4	1,23	0,09	0	0	0,12	0,04	**1,48**
C_5	2,13	4,58	0	0,04	22,37	1,25	**30,37**
C_6	1,06	2,64	0,80	0,22	16,09	0	**20,81**
C_7	0,42	3,13	0,73	0,31	11,39	0	**15,98**
C_8	0,90	2,07	1,47	2,93	4,52	0	**11,89**
C_9	0,13	3,79	1,53	1,50	1,71	0	**8,66**
C_{10}	0,19	1,80	1,24	0,50	0,51	0	**4,24**
C_{11}	0,06	0,58	1,05	0,09	0	0	**1,78**
C_{12}	0,03	0,10	0,23	0,04	0	0	**0,40**
C_{13}	0,02	0	0	0	0	0	**0,02**
C_{14}	0,01	0	0	0	0	0	**0,01**
C_{15}	0,003	0	0	0	0	0	**0,003**
Итого	**6,183**	**18,78**	**7,05**	**5,63**	**56,71**	**1,29**	**95,64**

ТАБЛИЦА 3. Октановые числа олигомеризата

Группа	Исследовательский метод	Моторный метод
Парафины	2,74	3,32
Изопарафины	13,90	12,84
Ароматика	9,13	8,34
Нафтены	5,61	3,50
Олефины	49,98	44,91
Оксигенаты	1,49	1,39
Неидентифицированные	3,87	3,54
Итого	**86,71**	**77,84**

ТАБЛИЦА 4. Углеводородный состав олигомеризата с остаточным содержанием олефиновых углеводородов 4,5 % об.

Группа	Парафины	Изопарафины	Ароматика	Нафтены	Олефины	Оскигенаты	Итого
C_4	0,15	0,01	0	0	0	0	**0,16**
C_5	2,83	6,40	0	0,06	0,44	0,08	**9,81**
C_6	2,70	9,63	0,04	0,91	0,42	0	**13,70**
C_7	2,74	9,87	0,35	4,78	0,68	0	**18,42**
C_8	2,16	10,07	0,93	5,08	0,60	0	**18,84**
C_9	1,84	6,22	1,84	3,55	1,36	0	**14,81**
C_{10}	1,63	3,77	2,10	0,62	1,01	0	**9,13**
C_{11}	1,45	1,87	2,73	0,16	0	0	**6,21**
C_{12}	0,25	0,15	0,88	0,05	0	0	**1,33**
C_{13}	0,97	0,17	0	0	0	0	**1,14**
C_{14}	0,76	0	0	0	0	0	**0,76**
C_{15}	0,54	0	0	0	0	0	**0,54**
Итого	**18,02**	**48,16**	**8,87**	**15,21**	**4,51**	**0,08**	**94,85**

ТАБЛИЦА 5. Октановые числа олигомеризата с остаточным содержанием олефиновых углеводородов 4,5 % об.

Группа	Исследовательский метод	Моторный метод
Парафины	8,41	10,57
Изопарафины	30,25	31,68
Ароматика	10,36	10,32
Нафтены	13,15	9,16
Олефины	3,86	2,90
Оксигенаты	0,09	0,08
Неидентифицированные	5,09	4,80
Итого	**71,21**	**69,51**

Обсуждение

Установка производства олигомеризата предназначена для каталитического превращения бутан-бутиленовой фракции в высокооктановые газовые бензины на катализаторах БАК-70у. Основными технологическими стадиями процесса, осуществляемыми на установке, являются:

- испарения сырья;
- перегрев сырья и синтез олигомеризата;
- утилизация тепла реакционных газов и газов регенерации;
- охлаждение и конденсация реакционного газа, стабилизации бензиновой фракции, олигомеризата;
- выделение олигомеризата.

Групповой углеводородный состав исходного олигомеризата представлен в таблице 2. Октановые числа, рассчитанные по базе хроматографа, по исследовательскому методу составило 86,71 п., а по моторному методу 77,84 п. (таблица 3).

Результаты детального углеводородного состава олигомеризата после гидрирования и его октанового числа представлены в таблицах 4 и 5 соответственно.

Емельянов В.Е. в монографии [7] утверждает, что определение октанового числа на газовом хроматографе, основанного на углеводородном составе, не имеют точности, как на моторных установках. Это объясняется тем, что при определении октанового числа на хроматографе не учитывается межмолекулярное взаимодействие, возникающее за счет дипольных моментов углеводородов, в частности олефинов и ароматических углеводородов [8]. Поэтому итоговый результат в исследовании для получения бензина автомобильного марки Евро-5 будет использоваться фактическое полученное октановое число, определенное на установке УИТ-85.

По полученным результатам содержания объемных долей олефиновых в олигомеризате 56,71 % октановые числа по данным базы хроматографа составили 86,71 п. по исследовательскому методу и 77,84 п. – по моторному. Измерение октановых чисел образца исходного олигомеризата на установке УИТ-85 показало результат 94,1 п. по исследовательскому методу и 85,2 п. – по моторному. Разность октановых чисел по базе хроматографа и установки УИТ-85 составила 7,36–7,39 п.

Октановые числа олигомеризата после гидрирования с содержанием объемной доли олефиновых углеводородов 4,51% по данным базы хроматографа составили 71,21 п. по исследовательскому методу и 69,51 п. по моторному методу. Измерение октановых чисел образца исходного олигомеризата на установке УИТ-85 показало результат 78,9 п. и 77,5 п. соответственно. Разность октановых чисел по базе хроматографа и установки УИТ-85 составила 7,66–7,99 п.

Фракционный состав продукта гидрирования олигомеризата с остаточным содержанием объемной доли олефиновых углеводородов 4,51% не претерпел существенных изменений и соответствует требованиям для автомобильного бензина марки АИ-92.

С учетом нормируемого значения по показателю содержания олефиновых углеводородов не более 18% об. целесообразно оставить запас по качеству в 2% об. Предполагая линейной характер зависимости октанового числа олигомеризата от содержания олефиновых углеводородов при остаточном содержании олефиновых 16,0% об., октановое число по исследовательскому методу составит 74,9 п., а с добавочной разницей методов 82,3 п., по моторному методу составит 71,2 п., а с добавочной разницей методов – 78,9 п.

Полученный продукт гидрирования олигомеризата будет иметь относительно низкие значения октановых чисел. Для улучшения детонационной устойчивости моторного топлива к ним добавляются высокооктановые добавки. В АО «Стерлитамакский нефтехимический завод», помимо олигомеризата, также производят метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ), октановое число которого составляет 110 п. по исследовательскому методу и 105 п. по моторному методу. По ГОСТ 32513-2013 содержание эфиров C_{5+} в бензине не должно превышать 15% об.

В холдинг АО «Росхим», наряду с АО «Стерлитамакский нефтехимический завод», входит АО «Синтез-каучук», расположенное на смежной производственной площадке, в котором получают вторичный продукт производства изопрена – высокооктановую добавку Абсорбент очищенный, состоящий из ароматических углеводородов, с октановым числом равным 115 п. по исследовательскому методу. Предлагается вовлечь Абсорбент очищенный к продукту гидрирования олигомеризата для получения бензина автомобильного марки АИ-92.

В результате компаундирования продукта гидрирования олигомеризата с содержанием олефиновых углеводородов 16 % об. в количестве 0,66 объемных долей, МТБЭ с 0,14 объемными долями и абсорбента очищенного с 0,20 объемных долей расчетным способом по правилу аддитивности получается автомобильный бензин с октановым числом 92,72 п. по исследовательскому методу.

В связи с динамическим колебанием конъюнктуры рынка нефти и продуктов нефтяных и нефтехимических производств оценить технико-экономические показатели предлагаемого способа представляется заведомо ошибочным, и может быть реализован при экономически оправданной маржинальности.

ФАКТЫ

Недостаток

процесса олигомеризации в присутствии цеолитов – высокие температуры и давления, вследствие чего возрастает количество побочных продуктов крекинга, циклизации, изомеризации, ароматизации, приводящих к дезактивации катализатора

Улучшение

детонационной устойчивости моторного топлива возможно за счет включения в их состав высокооктановых добавок

Заключение

Одним из перспективных и распространенных направлений использования легких олефиновых углеводородов, полученных в результате вторичной переработки нефти, является синтез экологически чистых топлив в процессе олигомеризации, в которых содержание серы и ароматических углеводородов составляют минимальные значения.

В соответствии с рассмотренным способом высокое содержание олефиновых углеводородов в олигомеризате может быть снижено до нормируемого значения путем гидрирования. Полученный продукт с остаточным содержанием олефиновых 16% об. характеризуется октановым числом по исследовательскому методу равным 82,3 п., а по моторному методу – 78,9 п. Доведение продукта до требований бензина марки АИ-92 класса Евро-5 предлагается путем компаундирования с МТБЭ и Абсорбентом очищенным.

Литература

1. *Бубеннов С.В., Зайнуллин И.И., Байтеряков В.С., Баширова Г.М. Олигомеризация смесей изопентенов: анализ современного состояния и перспективы развития гетерогенных катализаторов олигомеризации // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2020. № 1. С. 170–194. DOI: 10.17122/ogbus-2020-1-170-194.*
3. *Касьянова Л.З., Сафаргалиев И.И., Каримов О.Х. Олигомеризация фракции С4 на цеолитосодержащих катализаторах // Башкирский химический журнал. 2016. Т. 23. № 1. С. 59–62.*
4. *Попов А.Г., Ефимов А.В., Иванова И.И. Влияние локализации кислотных центров на дезактивацию цеолита MFI в процессе олигомеризации легких алкенов // Нефтехимия. 2019. Т. 59. № 4. С. 405–409. DOI: 10.1134/S0028242119040166.*
5. *Давлетшин А.Р., Ипатова Е.А., Хамзин Ю.А. Сечение межслоевого пространства, как один из факторов, определяющих селективность интеркалированных монтмориллонитов в реакциях олигомеризации // Бутлеровское сообщение. 2018. Т. 55. № 7. С. 31–36.*
6. *Шевляков Ф.Б., Тимербулатова Г.Ш. Проведение процесса олигомеризации бутан-бутиленовой фракции, содержащей бутадиен // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». 2022. № 2. С. 155–173. http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2022-2-155-173.*
7. *Крымкин Н.Ю., Федоров А.А., Шураев М.В. Переработка пропанпропиленовой фракции на установке олигомеризации с получением высокооктановых компонентов топлив // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 1 (38). С. 62–65.*
8. *Емельянов, В.Е. Все о топливе. Автомобильный бензин. Свойства, ассортимент, применение. – М: ООО «Издательство Астрель», 2003. – 79 с.*
9. *Смышляева Ю.А., Иванчина Э.Д., Кравцов А.В., Зыонг Ч.Т., Фан Ф. Разработка базы данных по октановым числам для математической модели процесса компаундирования товарных бензинов // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 318. № 3. С. 75–80.*

KEYWORDS: *oligomerizate, hydrogenation, motor gasoline, octane number, methyl tert-butyl ether, purified absorbent.*

РЕКЛАМА 18+

XII Петербургский международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

31 октября — 3 ноября 2023

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ В TELEGRAM-КАНАЛЕ @GASFORUMSPB

GAS-FORUM.RU

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
МИНПРОМТОРГ РОССИИ
МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ПРАВИТЕЛЬСТВО САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

ПАРТНЕРЫ
ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД
ГАЗПРОМБАНК БАНК ГПБ (АО)
Комита ГРУППА КОМПАНИЙ
БАНК РОССИЯ АО «АБ «РОССИЯ»
Концерн ВКО Алмаз - Антей
ГМС ГРУППА

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР
ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ОМК
ГАЗПРОМ БУРЕНИЕ
Салаватский Катализаторный Завод
ГАЗПРОМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ

ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР
Ростелеком Бизнес

ОДК
РУМО
ФРАНДЖЕТ-ВОЛГА
Bunter group

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АМИДОПОЛИУРЕТАНОВЫХ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

для дизельных топлив

УДК 665.7.03

ИЗВЕСТНЫ РАЗЛИЧНЫЕ ПОЛИКОНДЕНСАЦИОННЫЕ ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ, ПОЛУЧАЕМЫЕ КОНДЕНСАЦИЕЙ МНОГОАТОМНЫХ СПИРТОВ, СИНТЕТИЧЕСКИХ ЖИРНЫХ КИСЛОТ И ДИКАРБОНОВЫХ КИСЛОТ, РАЗЛИЧНЫХ АМИНОВ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТАКИХ ПРИСАДОК ОГРАНИЧИВАЕТСЯ НЕФТЯМИ И НЕФТЕПРОДУКТАМИ, СОДЕРЖАЩИМИ ВЫСОКОПЛАВКИЕ ТВЕРДЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ. В ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВАХ ТАКИЕ ПРИСАДКИ НЕЭФФЕКТИВНЫ. ПОЭТОМУ ПРЕДСТАВЛЯЛО ИНТЕРЕС СИНТЕЗИРОВАТЬ КОНДЕНСАЦИОННЫЕ АМИДОПОЛИУРЕТАНОВЫЕ ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ, ИСПОЛЬЗУЯ ДЛЯ ЭТОГО СИНТЕТИЧЕСКИЕ ЖИРНЫЕ КИСЛОТЫ, ПОЛИЭТИЛЕНПОЛИАМИНЫ И ТОЛУИЛЕНДИИЗОЦИАНАТ

VARIOUS POLYCONDENSATION DEPRESSANT ADDITIVES ARE KNOWN, OBTAINED BY CONDENSATION OF POLYHYDRIC ALCOHOLS, SYNTHETIC FATTY ACIDS AND DICARBOXYLIC ACIDS, AND VARIOUS AMINES. THE EFFECTIVENESS OF SUCH ADDITIVES IS LIMITED TO OILS AND OIL PRODUCTS CONTAINING HIGH-MELTING SOLID HYDROCARBONS. SUCH ADDITIVES ARE NOT EFFECTIVE IN DIESEL FUELS. THEREFORE, IT WAS OF INTEREST TO SYNTHESIZE CONDENSATION AMIDOPOLYURETHANE DEPRESSANTS USING SYNTHETIC FATTY ACIDS, POLYETHYLENE POLYAMINES AND TOLUENE DIISOCYANATE

Ключевые слова: *дизельное топливо, депрессорные присадки, синтетические жирные кислоты, температура застывания.*

Глазунов Александр Михайлович
доцент, к.т.н.

Мозырев Андрей Геннадьевич
доцент, к.т.н.

Землянский Евгений Олегович
доцент, к.т.н.

Жданович Михаил Францевич
доцент, к.т.н.

ФГБОУ ВО Тюменский индустриальный университет

Синтезы депрессорных присадок (ДП) проводили по реакциям амидирования синтетических жирных кислот (СЖК) фракции C_{21}–C_{25} полиэтиленполиаминами (ПЭПА) с последующей конденсацией полученных промежуточных продуктов с толуилендиизоцианатом (ТДЦ).

При синтезе амидополиуретановых присадок исходили из следующего химического строения ПЭПА – **$H[NHC_2H_4]_3NH_2$** [1, 2]. В зависимости от соотношения исходных реагентов и принятого химического строения ПЭПА реакции конденсации СЖК и ПЭПА могут быть представлены следующей схемой (рисунок 1).

С учетом присутствия в полиэтиленполиаминах циклических структур, а следовательно, третичных аминогрупп (ТУ 6-02-594), конденсация СЖК и ПЭПА возможна также по следующей схеме (рисунок 2).

РИСУНОК 1

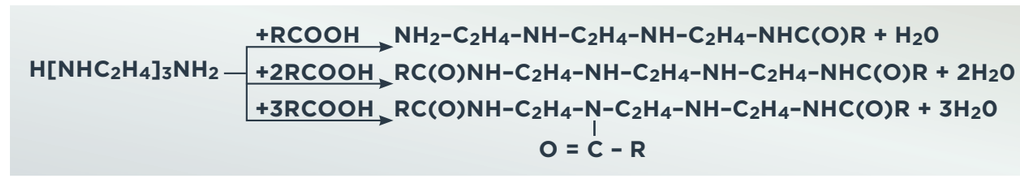
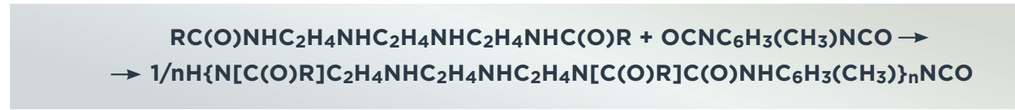


РИСУНОК 2

РИСУНОК 3



Конденсация полученных полупродуктов с ТДЦ в зависимости от их соотношения может происходить по нескольким направлениям, например, рисунок 3.

Депрессорные присадки синтезировали в две стадии – ацилированием полиэтиленполиаминов синтетическими жирными кислотами (первая стадия) и последующей конденсацией полученного продукта с ТДЦ (вторая стадия). Для синтеза присадок использовали разработанную лабораторную установку. На первой стадии конденсацию СЖК и ПЭПА проводили в расплаве исходных реагентов при мольном отношении СЖК к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ в пределах от 1,18 до 2,6. Стадию взаимодействия полученных амидов СЖК с ТДЦ (вторая стадия) проводили в присутствии растворителя (депмасло 4-й фракции) при мольном соотношении реагентов СЖК : ПЭПА : ТДЦ = (1,18–2,6) : 1,0 : (0,1–3,0). Массовое соотношение СЖК:ПЭПА составляло соответственно от 2,5 : 1,0 до 5,5 : 1,0. Температура стадии конденсации СЖК и ПЭПА с образованием амидов СЖК обеспечивалась этиленгликолевой баней ($t_{\text{кип}}$ 198 °С). На стадии взаимодействия амидов СЖК с ТДЦ использовали более низкую температуру – 144 °С (баня – о-ксилол). Продолжительность конденсации синтетических жирных кислот с полиэтиленполиаминами равнялась 3, 6, 9, 12 ч в зависимости от $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$-мольного отношения СЖК к ПЭПА. Параметры стадии конденсации СЖК и ПЭПА и соотношения этих реагентов приняты на основе данных [1, 2, 3]. Продолжительность конденсации амидов СЖК с ТДЦ составляла 2 ч. Параметры второй стадии синтеза ДП – температура 144 °С, время 2 ч – приняты предварительно исходя из реакционной способности ТДЦ [4, с. 226–235]. Во всех синтезах на второй стадии использовался растворитель – депмасло 4-й фракции в количестве 90 % масс. от полной загрузки реактора. Для полупродуктов стадии конденсации СЖК и ПЭПА определялись кислотные числа. Условия синтеза амидополиуретановых присадок и мольные соотношения исходных реагентов представлены в таблице 1.

Для синтезированных амидополиуретановых ДП были определены некоторые физико-химические характеристики, которые предположительно могли позволить установить взаимосвязь между физико-химическими и депрессорными свойствами ДП. При этом исходили из того, что эксплуатационные свойства депрессорных присадок в значительной степени определяются их молекулярными характеристиками, такими как средняя молекулярная масса, молекулярно-массовое распределение, содержание различных звеньев в высокомолекулярной цепи присадки, разветвленность цепи присадки, композиционная неоднородность и т.д. [5].

С целью выяснения влияния молекулярных характеристик синтезированных присадок на депрессорные свойства были проведены исследования вязкости их 10%-ных растворов в депмасле 4-й фракции и температуры застывания при различном мольном (массовом) отношении СЖК к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ и различном мольном отношении ТДЦ к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$. Проведены также исследования вязкости и температуры застывания 10%-ных растворов присадок в зависимости от температуры их синтеза при постоянном соотношении исходных продуктов. Вязкость растворов присадок определяли при температуре 70 °С. При оценке относительной молекулярной массы присадок исходили из того, что большему значению вязкости растворов присадок соответствовала большая молекулярная масса.

Для растворов присадок в депмасле 4-й фракции определяли температуру застывания. При этом также исходили из того, что большей температуре застывания растворов присадок соответствует большая молекулярная масса присадок [6]. Полученные данные представлены в таблице 2 и на рисунке 1.

Анализ данных таблицы 2 показывает, что при равном отношении ТДЦ к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ вязкость синтезированных ДП увеличивается с уменьшением соотношения СЖК к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$. Так, например, при постоянном мольном отношении ТДЦ к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ = 0,75 и при уменьшении мольного соотношения СЖК : ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ от 2,6 до 2,13 и далее до 1,66 вязкость растворов присадок возрастает от 27,8 до 34,6 и затем до 95,1 мм^2/с соответственно.

ТАБЛИЦА 1. Условия синтеза амидополиуретановых депрессорных присадок

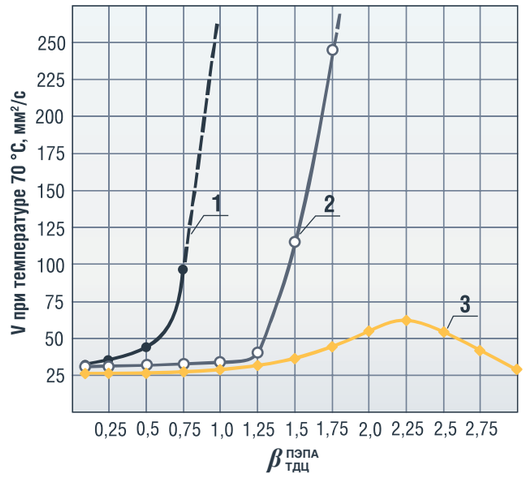
Синтез №	Массовое соотношение			Мольное соотношение			Температура синтеза, °С		Время синтеза, ч		к.ч. после 1-й стадии, мг КОН/г	Растворитель на 2-й стадии
	СЖК C_{21}–C_{25}	ПЭПА	ТДЦ	СЖК C_{21}–C_{25}	ПЭПА	ТДЦ	1 стадия СЖК + ПЭПА	2 стадия СЖК + ПЭПА + ТДЦ	1 стадия СЖК + ПЭПА	2 стадия СЖК + ПЭПА + ТДЦ		
5	5,5	1,0	–	2,6	1,0	0,1	198	144	12	2	–	депмасло 4-й фракции
4			–	2,6	1,0	0,25						
3			–	2,6	1,0	0,5						
2			–	2,6	1,0	0,75						
1			–	2,6	1,0	1,0						
8			–	2,6	1,0	1,25						
7			–	2,6	1,0	1,5						
12			–	2,6	1,0	1,75						
13			–	2,6	1,0	2,0						
68			–	2,6	1,0	2,25						
69			–	2,6	1,0	2,5						
70			–	2,6	1,0	2,75						
71			–	2,6	1,0	3,0						
14	5,5	1,0	–	2,13	1,0	0,1	198	144	9	2	–	
15			–	2,13	1,0	0,25						
16			–	2,13	1,0	0,5						
17			–	2,13	1,0	0,75						
18			–	2,13	1,0	1,0						
19			–	2,13	1,0	1,25						
20			–	2,13	1,0	1,5						
21	5,5	1,0	–	2,13	1,0	1,75	198	144	9	2	–	90 % депмасло 4-й фракции
22			–	2,13	1,0	2,0						
33			–	2,13	1,0	2,25						
34				2,13	1,0	2,5						
23	3,5	1,0	–	1,66	1,0	–	198	–	6	–	5,0	
24			–	1,66	1,0	0,1	198	144	6	2	–	
25			–	1,66	1,0	0,25						
26			–	1,66	1,0	0,5						
27			–	1,66	1,0	0,75						
28			–	1,66	1,0	1,0						
29			–	1,66	1,0	1,25						
30			–	1,66	1,0	1,5						
31			–	1,66	1,0	1,75						
32				1,66	1,0	2,0						
9	2,5	1,0	–	1,18	1,0	–	198	–	3	–	2,0	
–				1,18	1,0	0,1	Образуется нерастворимый продукт					

Данные таблицы 2 показывают, что независимо от отношения $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ вязкость синтезируемых присадок увеличивается с ростом $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ вплоть до значений $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ = 2,25. Причем для всех трех серий синтезов при различных соотношениях СЖК:ПЭПА существует критическое отношение ТДЦ к ПЭПА $\beta^{\text{К}}_{\text{ТДЦ}}$, при котором вязкость присадок с ростом отношения $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ резко возрастает. При $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ в исходной смеси значительно более $\beta^{\text{К}}_{\text{ТДЦ}}$ синтезируемые присадки теряют способность течь в капиллярах вискозиметров.

Образуется нерастворимый продукт. При этом температура застывания $t_з$ растворов присадок в депмасле 4-й фракции значительно ниже температуры, при которой определяется вязкость растворов присадок (см. табл. 2). Как правило, $t_з$ растворов присадок изменяется незначительно или остается неизменной. Однако при уменьшении отношения $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ средняя температура застывания $t_{ср}$ растворов присадок возрастает.

Проиллюстрируем это на примере серии синтезов при мольном отношении $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ = 1,66. В этом случае при $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ = 0,1–0,75 наблюдается монотонное повышение $t_з$, связанное, очевидно, с образованием высокомолекулярных соединений линейной структуры. При $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ = 0,75–1,25 происходит резкое возрастание значений температур застывания присадок, предположительно определяемое поперечной сшивкой линейных молекул ВМС с образованием высокомолекулярных соединений с одномерными структурами. Очевидно, это является причиной

РИСУНОК 4. Зависимость вязкости ν 10%-ных растворов амидополиуретановых ДП в депмасле 4-й фракции от мольного отношения ТДЦ к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ при мольном отношении СЖК к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$:1 – 1,66; 2 – 2,13; 3 – 2,6



образования присадок, внешне имеющих вид гелеобразных продуктов. Измерение вязкости присадок становится невозможным при $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ более 1,25, что, возможно, связано с образованием пространственных трехмерных структур присадок за счет поперечной сшивки плоских одномерных молекулярных структур. В этом случае образуются частично растворимые и частично нерастворимые в масле продукты конденсации исходных реагентов. В результате происходит расслоение твердых нерастворимых продуктов конденсации реагентов и масла, в котором синтезировались присадки. Температура застывания растворов таких присадок заметно понижается.

При еще большем увеличении $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ в процессе синтеза происходит образование полностью нерастворимых в масле продуктов конденсации исходных реагентов (см. табл. 2). Предположительно, и для двух других серий синтезов присадок ($\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ = 2,13 и 2,6) существуют некоторые значения $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$, при превышении которых также возможно образование нерастворимых в масле продуктов синтеза. Эти значения $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ являются предельными значениями $\beta^{\text{п}}_{\text{ТДЦ}}$.

Таким образом, синтезированы амидополиуретановые присадки со значительно различающимися физико-химическими характеристиками – растворимостью в масле и вязкостью, а следовательно, молекулярной массой.

Депрессорные свойства присадок оценивали при их введении в компонент дизельного топлива с температурой застывания минус 16 °С. Присадки считались тем более эффективными, чем выше депрессия температуры застывания $t_з$ и температуры помутнения $t_п$ нефтепродукта в их присутствии и чем меньше их расход для достижения оптимальных $t_з$ и $t_п$. Температуру застывания определяли по ГОСТ 20287-91. Температуру помутнения определяли по ГОСТ 5066-91.

Данные по температуре застывания компонента дизельного топлива в присутствии амидополиуретановых ДП, приведенные в таблице 3, показывают, что большинство присадок имеют достаточно высокую эффективность в ДТ. В присутствии разработанных присадок при мольном отношении СЖК к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ = 2,6 депрессия $t_з$ в компоненте ДТ составляет 5 °С при содержании ДП 0,005 % масс. (синтез 12) и 24 °С при содержании ДП 0,5 % масс. (синтез 8). При увеличении мольного отношения ТДЦ к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{ТДЦ}}$ от 0,1 до 3,0 происходит смещение эффекта депрессии температуры застывания в область низких концентраций.

Уменьшение мольного соотношения СЖК к ПЭПА $\beta^{\text{ПЭПА}}_{\text{СЖК}}$ от 2,6 до 2,13 (см. табл. 3) приводит к некоторому улучшению депрессорных свойств синтезированных присадок. Введение в состав присадки уретановых звеньев способствует увеличению эффекта депрессии $t_з$ до 13 °С при содержании присадки 0,005 % масс. и до 24 °С при 0,025 % масс. (синтез 21). Избыток ТДЦ (синтезы 33, 34) понижает депрессорные

ТАБЛИЦА 2. Характеристики 10%-ных растворов (вязкость и температура застывания) амидополиуретановых присадок в депмасле 4-й фракции

Мольное соотношение		Мольное соотношение $СЖК_{21-25}$:ПЭПА					
		2,6:1,0		2,13:1,0		1,66:1,0	
ПЭПА	ТДЦ	Вязкость ν_{70}, мм²/с	Температура застывания, °С	Вязкость ν_{70}, мм²/с	Температура застывания, °С	Вязкость ν_{70}, мм²/с	Температура застывания, °С
1,0	0,1	27,6	+22	28,6	+27	30,8	+32
1,0	0,25	27,6	+23	30,5	+19	35,9	+32
1,0	0,5	27,7	+24	31,5	+22	44,3	+35
1,0	0,75	27,8	+17	34,6	+18	95,1	+45
1,0	1,0	27,9	+15	38,7	+26	не определяется	+63
1,0	1,25	31,4	+15	35,6	+25	не определяется	+88
1,0	1,5	36,4	+14	134,1	+15	не определяется	+44
1,0	1,75	48,9	+15	247,1	+19	–	–
1,0	2,0	60,4	+18	не определяется	+19	–	–
1,0	2,25	61,2	+17	не определяется	+19	–	–
1,0	2,5	55,2	+15	не определяется	+19	–	–
1,0	2,75	40,6	+16	–	–	–	–
1,0	3,0	29,6	+17	–	–	–	–

ТАБЛИЦА 3. Температура застывания компонента дизельного топлива в присутствии амидополиуретановых депрессорных присадок

Синтез №	Массовое соотношение		Мольное соотношение			Температура застывания ДТ (оС) при содержании активного начала присадки, % масс.							
	СЖК C_{21}–C_{25}	ПЭПА	СЖК C_{21}–C_{25}	ПЭПА	ТДЦ	0,0	0,005	0,01	0,025	0,05	0,1	0,2	0,5
5	4,5	1,0	2,6	1,0	0,1	-16	-14	-16	-20	-19	-21	-24	-31
4			2,6	1,0	0,25	-16	-16	-14	-19	-24	-27	-28	-27
3			2,6	1,0	0,5	-16	-17	-17	-25	-30	-30	-32	-26
2			2,6	1,0	0,75	-16	-17	-18	-31	-35	-35	-33	-27
1			2,6	1,0	1,0	-16	-21	-21	-31	-34	-38	-34	-30
8			2,6	1,0	1,25	-16	-15	-18	-37	-35	-36	-34	-40
7			2,6	1,0	1,5	-16	-15	-20	-35	-33	-37	-36	-40
12			2,6	1,0	1,75	-16	-21	-22	-33	-35	-38	-34	-37
13			2,6	1,0	2,0	-16	-17	-20	-31	-37	-38	-35	-37
68			2,6	1,0	2,25	-16	-22	-26	-25	-39т	$-39_т$	$-39_т$	-28
69			2,6	1,0	2,5	-16	-18	-17	-25	-31	-34	-33	-31
70			2,6	1,0	2,75	-16	-20	-23	-29	-39т	$-39_т$	$-39_т$	$-39_т$
71			2,6	1,0	3,0	-16	-22	-22	-26	-36	$-39_т$	$-39_т$	-35
14			2,13	1,0	0,1	-16	-17	-19	-23	-30	-29	-35	-25
15			2,13	1,0	0,25	-16	-21	-24	-33	-32	-32	-31	-38
16			2,13	1,0	0,5	-16	-19	-24	-29	-35	-33	$-41_т$	-29
17			2,13	1,0	0,75	-16	-29	-26	-36	-35	-39	-35	-37
18			2,13	1,0	1,0	-16	-25	-27	-39	-37	-40	-40	-40
19			2,13	1,0	1,25	-16	-18	-25	-32	-32	-36	-31	-30
20			2,13	1,0	1,5	-16	-14	-18	-30	-35	-38	$-40_т$	-33
21			2,13	1,0	1,75	-16	-29	-31	-40	-38	-40	$-40_т$	$-40_т$
22			2,13	1,0	2,0	-16	-19	-21	-32	-40	-40	-40	-40
33			2,13	1,0	2,25	-16	-16	-15	-16	-35	-35	-38	-38
34			2,13	1,0	2,5	-16	-17	-15	-22	-35	-36	-37	-40
24	3,5	1,0	1,66	1,0	0,1	-16	-17	-16	-17	-17	-24	-26	-30
25			1,66	1,0	0,25	-16	-19	-21	-25	-33	-35	-32	-28
26			1,66	1,0	0,5	-16	-22	-25	-28	-29	-32	-31	-40
27			1,66	1,0	0,75	-16	-17	-20	-30	-35	-36	-31	-28
28			1,66	1,0	1,0	-16	-18	-21	-25	-32	-34	-31	-29
29			1,66	1,0	1,25	-16	-21	-19	-29	-32	-32	-32	-32
30			1,66	1,0	1,5	-16	-17	-20	-20	-36	-34	-33	-31
31			1,66	1,0	1,75	-16	Образуется продукт не растворимый в ДТ						

свойства присадок на низких концентрациях. Однако уменьшение мольного отношения СЖК к ПЭПА $\beta_{СЖК}^{ПЭПА}$ от 2,13 до 1,66 заметно ухудшает депрессорные свойства.

При мольном соотношении СЖК к ПЭПА $\beta_{СЖК}^{ПЭПА}$ 1,18 и введении небольшого количества ТДЦ образуется нерастворимый продукт, предположительно, из-за резкого повышения молекулярной массы присадок и их полярности.

Таким образом, с точки зрения эффективности амидополиуретановых ДП по депрессии $t_з$ в ДТ можно сделать вывод о том, что оптимальным является мольное соотношение исходных компонентов СЖК : ПЭПА : ТДЦ соответственно 2,13 : 1,0 : (0,25–1,75).

Также определялась температура помутнения компонента дизельного топлива в присутствии амидополиуретановых ДП (в статье данные не приводятся). Депрессия температуры помутнения компонента ДТ при введении синтезированных ДП за редким исключением отсутствует. Однако следует отметить, что в присутствии некоторых присадок обнаруживается эффект депрессии tп, составляющий от 2 до 4 °С. Таким образом, азотсодержащие конденсационные ДП являются перспективными, что подтверждается полученными результатами. ●

Литература

1. *Никитина Е.А., Лерман А.Г., Корсакова Н.С., Акимов С.В. Оптимальные условия ацилирования полиаминов для получения присадок к бензинам // Химия и технология топлив и масел. – 1982. – № 9. – С. 40–41.*
2. *Акимов С.В., Корсакова Н.С., Никитина Е.А., Эстрин О.В. Исследование кинетики ацилирования триэтилентетрамина для получения эффективных Никитина Е.А. док к топливам // Присадки к топливам. Сб. трудов ВНИИНП. – 1980. – Вып. 37. – С. 50–55.*
3. *Пат. 2106395 РФ, МКИ С 10 М 149/14, С 10 М 149/22. Депрессатор для нефтепродуктов / Агаев С.Г., Халин А.Н. – № 96114541; Заявл. 22.07.96; Опубл. 10.03.98. Бюл. № 7.*
4. *Григорьев А.П., Федотова О.Я. Лабораторный практикум по технологии пластмасс. Ч. I. Полимеризационные пластические массы. – М.: Высшая школа. – 1977. – 248 с.*
5. *Р.А. Тертерян. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. – М.: Химия, 1990. – 238 с.*
6. *Gilby G.W. The Use of Ethylene-Vinyl Acetate Copolymers as Flow Improvers and Wax Deposition Inhibitors in Waxy Grude Oil // Chem. Oil and Proc. Symp. Manchester, 22nd-23rd. March. – 1983. – P. 108–124.*

KEYWORDS: *diesel fuel, depressants, synthetic fatty acids, pour point.*

BAPTEEC LTD

ПРЕЖНЕЕ НАЗВАНИЕ «BEIJING AEROSPACE PETROCHEMICAL TECHNOLOGY AND EQUIPMENT ENGINEERING CORPORATION LIMITED»

Высокоскоростной центробежный насос со встроенным редуктором (API 610 OH6)

Вертикальный насос (OH6)

Насосные агрегаты • Запасные части • Сервис

- **Расход** 1~360 м³/ч, напор: 80~3600 м
- **Мощность двигателя** 5,5~2000 кВт
- **Температура** -130~+340 °C
- **Область применения:** нефтеперерабатывающая, нефтехимическая, химическая отрасли
- **Типичное применение:** этилен, пропилен, ПЭ, ПП, ТФК и др.
- **ISO Сертификаты:** ISO9001, ISO14001, OHSAS 18001
  EAC Сертификаты: ТР ТС 010/2011, ТР ТС 012/2011, ТР ТС 020/2011
- **Квалифицированный поставщик:** BASF, BP, CTCI, Daelim, Enter, Fluor, Foster Wheeler, GS, Hyundai, Saipem, Samsung, Tecnimont, Toyo
- **Насосы применялись** в процессах, лицензированных Invista, BP,Univation, Technip, UOP, Axens, Fluor, Siemens и Johnson Matthey
- **Конечные потребители в СНГ:** ООО «Амурский газохимический комплекс» (Сибур), Иркутская нефтяная компания, АО «ПОЛИЭФ» (Сибур), Русоксо и ПКОП Шымкентский НПЗ

Цех

Испытательный стенд

Сервис на площадке Сибур

РЕКЛАМА

Штаб-квартира
г. Пекин, Китай
Контактное лицо: Лю Сяо
Тел: +86-10-87094356, 87094328
+8617319371970
E-mail: liux@calt11.cn, burw@calt11.cn

Авторизованный дилер
ООО «Юникс Инжиниринг»
Тел/Факс: +7(495) 648-62-78
E-mail: office@unix-eng.ru

www.calt11.com

ДЕПРЕССОРНЫЕ ПРИСАДКИ:

оптимальная концентрация различного состава для дизельного топлива

Киргина Мария Владимировна
к.т.н., доцент,
Инженерная школа природных ресурсов,
Отделение химической инженерии

Морозова Яна Павловна
Исследовательская школа химических и биомедицинских технологий,
эксперт, аспирант

Лакизо Татьяна Александровна
Инженерная школа природных ресурсов,
Отделение химической инженерии,
студент

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В ДАННОЙ РАБОТЕ ИССЛЕДОВАНЫ И ПРОАНАЛИЗИРОВАНЫ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБРАЗЦОВ ПРЯМОГОННОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА И ИХ СМЕСЕЙ С ДЕПРЕССОРНЫМИ ПРИСАДКАМИ В РАЗЛИЧНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ. ВЫЯВЛЕНО, ЧТО КОНЦЕНТРАЦИЯ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК, РЕКОМЕНДОВАННАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЯМИ, НЕ ВСЕГДА ЯВЛЯЕТСЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК В ОПТИМАЛЬНОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ, ОТЛИЧНОЙ ОТ РЕКОМЕНДОВАННОЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЕМ, В РЯДЕ СЛУЧАЕВ ПОЗВОЛИЛО СНИЗИТЬ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ОБРАЗЦОВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА. ВЫРАБОТАНЫ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА РАЗЛИЧНЫХ МАРОК

IN THIS WORK, THE CHARACTERISTICS OF SAMPLES OF STRAIGHT-RUN DIESEL FUEL AND THEIR BLENDS WITH DEPRESSANT ADDITIVES IN VARIOUS CONCENTRATIONS WERE STUDIED AND ANALYZED. IT WAS REVEALED THAT THE CONCENTRATION OF DEPRESSANT ADDITIVES RECOMMENDED BY MANUFACTURERS IS NOT ALWAYS OPTIMAL FOR USE. IT WAS ESTABLISHED THAT THE USE OF DEPRESSANT ADDITIVES IN AN OPTIMAL CONCENTRATION, DIFFERENT FROM THAT RECOMMENDED BY THE MANUFACTURER, IN A NUMBER OF CASES MADE IT POSSIBLE TO REDUCE THE LOW-TEMPERATURE PROPERTIES OF DIESEL FUEL SAMPLES. RECOMMENDATIONS HAVE BEEN DEVELOPED FOR THE USE OF DEPRESSANT ADDITIVES FOR THE PRODUCTION OF DIESEL FUEL OF VARIOUS BRANDS

Ключевые слова: *дизельное топливо, депрессорная присадка, углеводородный состав, предельная температура фильтруемости, температура застывания.*

УДК 665.7.038

В настоящее время происходит активное освоение северных территорий ведущими нефтедобывающими компаниями. К таким территориям можно отнести континентальный шельф, богатый полезными ископаемыми. Ввиду суровых климатических условий освоение данных территорий является затруднительным из-за проблем с эксплуатацией различной техники, работающей на дизельном топливе (ДТ). Решить данную проблему и достичь необходимых показателей в отношении низкотемпературных характеристик, согласно [3, 15], помогает использование депрессорных присадок (ДП). По данным [13], наблюдается стабильное увеличение производства и потребления ДП, что говорит о повышении популярности данного метода на территории РФ. Однако эффективность работы депрессорных присадок зависит от многих факторов. Так, на эффективность присадки значительно может повлиять изменение фракционного и группового углеводородного состава топлива. Установлено, что улучшить температуру застывания (Тз) смеси ДТ с депрессорной присадкой возможно вовлечением небольшого количества тяжелых дизельных фракций, а вовлечение средних

ТАБЛИЦА 1. Состав ДП

ДП	Состав
ДП № 1	Дистилляты нефти, бутилгликоль, нафталин
ДП № 2	Дистилляты нефти, гликолевый эфир, кондиционер металла SMT2, функциональные добавки
ДП № 3	Уайт-спирит > 30 %, пакет депрессорно-диспергирующих присадок 15–30 %, смазывающие компоненты < 5 %, цетаноповышающие компоненты < 5 %
ДП № 4	Олефины, содержащие галогены и сложные эфирные группы, растворенные в органическом растворителе
ДП № 5	Алифатические углеводороды > 30 %, пакет присадок

и легких фракций может приводить к ухудшению предельной температуры фильтруемости (ПТФ) ДТ [10]. Также установлено, что при введении депрессоров на основе сополимеров этилена с винилацетатом в топлива, отличающиеся по групповому химическому составу, одна из присадок проявляет более универсальные свойства, в то время как другая ДП эффективно снижает ПТФ в топливе с меньшим содержанием высокоплавких н-парафинов. В то же время в топливе с повышенным содержанием данной группы углеводородов проявляет практически сравнимую с первой ДП депрессию Тз [1].

Также влиять на эффективность действия присадки может состав и физико-химические свойства самих депрессорных присадок. Установлено, что для снижения Тз ДТ наиболее эффективными считаются ДП на основе полиакрилатов, поливиниацетатов и их сополимеров, а для снижения температуры помутнения (Тп) и ПТФ наиболее эффективны азотсодержащие присадки. Также наиболее высокой эффективностью обладают присадки с относительно высокой температурой плавления, со средней характеристической вязкостью и низкой разветвленностью алифатических звеньев в структуре полимеров [16].

Однако наиболее часто повышения эффективности действия ДП можно достичь, варьируя концентрацию добавляемой в ДТ присадки. Установлено, что увеличение концентрации ДП приводит к улучшению низкотемпературных характеристик ДТ. Но положительная тенденция роста депрессорного эффекта наблюдается до достижения оптимальной концентрации ДП, выше которой улучшения низкотемпературных характеристик не происходит [11, 12]. Также стоит отметить, что оптимальная концентрация индивидуальна для каждой присадки. Для определения оптимальной концентрации ДП, дающей максимальный депрессорных эффект при ее минимальном расходе, необходимо проводить экспериментальные исследования, результатом которых является разработка рецептуры получения низкозастывающего ДТ.

Таким образом, целью работы является определение оптимальной концентрации депрессорных присадок различного состава для двух образцов ДТ.

Объекты и методы

Объектом исследования в работе служат два образца прямогонного ДТ, полученные разгонкой нефти с различных месторождений (ДТ № 1 и ДТ № 2).

В ходе работы были приготовлены смеси образцов прямогонного ДТ с пятью различными ДП (ДП № 1, ДП № 2, ДП № 3, ДП № 4, ДП № 5). Состав используемых ДП, в соответствии с данными от производителей, представлен в таблице 1.

Используемые в работе ДП были разделены на две группы по составу. В первую группу (Г1) вошли ДП № 1–3 и ДП № 5, имеющие в составе дистилляты нефти, алифатические углеводороды и гликоли. Вторую группу (Г2) образует ДП № 4, в состав которой входят олефины, содержащие галогены и сложные эфирные группы, растворенные в органическом растворителе.

Для приготовления смесей ДТ и ДП были использованы пять доступных на рынке ДП в различной концентрации, выраженной в условных единицах (у.е.). За 1 у.е. была принята концентрация, рекомендованная производителем.

Маркировка полученных смесей, концентрации ДП и объемы компонентов в смесях представлены в таблице 2.

Для определения состава и характеристик ДТ, а также полученных смесей в работе были использованы методы и оборудование, представленные в таблице 3.

Результаты и обсуждения

Состав и физико-химические свойства образцов дизельного топлива

Результаты определения состава и свойств образцов ДТ представлены в таблице 4.

Исходя из данных, представленных в таблице 4, проанализируем некоторые показатели качества

ТАБЛИЦА 2. Концентрации и объем компонентов в смесях

Маркировка	Объем ДП, мл				Объем ДТ, мл			
	0,5 у.е	1,0 у.е.	1,5 у.е.	2,0 у.е.	0,5 у.е	1,0 у.е.	1,5 у.е.	2,0 у.е.
ДТ № 1 / ДТ № 2								
ДТ + ДП № 1	0,13	0,26	0,39	0,52	49,87	49,74	49,61	49,48
ДТ + ДП № 2	0,10	0,20	0,30	0,40	49,90	49,80	49,70	49,60
ДТ + ДП № 3	0,20	0,40	0,60	0,80	49,80	49,60	49,40	49,20
ДТ + ДП № 4	0,25	0,50	0,75	1,00	49,75	49,50	49,25	49,00
ДТ + ДП № 5	0,33	0,65	0,98	1,30	49,67	49,54	49,02	48,70

ТАБЛИЦА 3. Методы исследования и оборудование

Характеристика	Метод и оборудование
Цетановый индекс (ЦИ)	На основании фракционного состава и плотности по формуле из [18]
Содержание серы	[4], анализатор рентгенофлуоресцентный энергодисперсионный «СПЕКТРОСКАН S»
Плотность при температуре 15 °С	[17], [5], вискозиметр Штабингера SVM3000 Anton Paar
Кинематическая и динамическая вязкость при температуре 20 °С	
Фракционный состав	[7], аппарат для определения фракционного состава при атмосферном давлении АРНС-Э
Групповой состав	По методикам, описанным в [14]
ПТФ	[6], термостат жидкостный низкотемпературный КРИО-Т-05-01 и установка определения предельной температуры фильтруемости дизельных топлив на холодном фильтре
Тз	[2], термостат жидкостный низкотемпературный КРИО-Т-05-01

образцов ДТ № 1 и ДТ № 2 на соответствие требованиям [3]:

- *Плотность при 15 °С:* Образец ДТ № 1 соответствует летней, межсезонной, зимней и арктической маркам; образец ДТ № 2 – значение плотности соответствует требованиям для всех марок, кроме арктической.
- *Вязкость кинематическая при 20°С:* Оба образца ДТ соответствуют требованиям для всех марок.
- *ЦИ:* Оба образца ДТ соответствуют требованиям для всех марок.
- *Содержание серы:* Образцы ДТ № 1 и ДТ № 2 по данному показателю не соответствуют требованиям ни для одной марки согласно стандарту [3]. Данные образцы могут быть использованы в качестве товарного топлива при условии проведения гидроочистки.
- *Фракционный состав:* Образец ДТ № 1 соответствует требованиям для всех марок; образец ДТ № 2 – для всех, кроме арктической.
- *ПТФ:* Значение ПТФ образца ДТ № 1 не соответствует требованиям стандарта [3] ни для одной из марок; значения ПТФ образца ДТ № 2 соответствуют требованиям для летней марки. Использование данных образцов в зимних или арктических условиях без смешения с депрессорными присадками невозможно.

Результаты определения низкотемпературных свойств смесей образцов дизельного топлива с депрессорными присадками

Результаты определения низкотемпературных характеристик смесей образцов ДТ № 1 и ДТ № 2 с ДП первой группы представлены на рисунках 1–2.

По данным, представленным на рисунке 1, видно, что удалось получить ДТ летней марки при добавлении ДП № 1 и ДП № 2 в образец ДТ №1 в концентрациях 1,0; 1,5; 2,0 у.е., ДП № 3 в концентрациях 1,5; 2,0 у.е. и добавлении ДП № 5 в концентрациях 0,5; 1,0; 1,5 у.е. Также летняя марка ДТ была получена при добавлении ДП № 2 в образец ДТ № 2 в концентрациях 1,0; 1,5; 2,0 у.е. ДТ межсезонной марки было получено при добавлении ДП № 1, ДП № 3, ДП № 5 в образец ДТ № 2 во всех исследуемых концентрациях и при добавлении в тот же образец ДП № 2 в концентрации 0,5 у.е.

По данным, представленным на рисунке 2, видно, что добавление ДП № 2, ДП № 3, ДП №5 в концентрации 2,0 у.е. максимально снижает Тз всех образцов ДТ. Следовательно, для более точного определения наименьшей достижимой Тз необходимо дальнейшее повышение концентрации ДП. При добавлении ДП № 1 наименьшая Тз составила -52 °С, при использовании присадки в концентрации 1,5 у.е. Рост Тз при дальнейшем увеличении концентрации присадки связан с наличием в составе ДП высокомолекулярных соединений, кристаллизация которых при пониженных температурах в случае их повышенного содержания приводит к ухудшению низкотемпературных характеристик топлива.

По данным, представленным на рисунках 1–2, видно, что добавление присадок первой группы в исследуемые образцы ДТ улучшает ПТФ. Данный эффект можно объяснить механизмом действия депрессоров, который заключается в модификации структуры кристаллизующихся парафинов и предотвращении агломерации кристаллов.

ТАБЛИЦА 4. Состав и свойства образцов ДТ

Характеристика	ДТ № 1	ДТ № 2
ЦИ, пункты	50,7	50,1
Содержание серы, мг/кг	2865	5781
Плотность при 15 °С, кг/м³	822,0	837,3
Вязкость динамическая при 20 °С, мПа·с	2,5774	3,3033
Вязкость кинематическая при 20 °С, мм²/с	3,1492	3,9629
Фракционный состав, % об.	Температура, °С	
• начало кипения	149	145
• 50	242	261
• 90	348	329
• 95	352	338
Содержание, % мас.		
• парафинов	60,29	49,62
• нафтенов	17,55	23,74
• ароматических углеводородов	22,16	26,64
ПТФ, °С	-2	-7
Тз, °С	-15	-11

Также стоит отметить, что ДП Г1 имеют схожие тренды в отношении Тз и ПТФ. Это можно объяснить наличием в них нефтяных дистиллятов и гликолей, которые содержат полярные гидроксильные группы, препятствующие агломерации кристаллов парафинов, а также регулирующие молекулярную массу присадок [8]. Ввиду наличия данных групп эти присадки можно отнести к типу поликонденсационных ДП. Стоит отметить, что с увеличением молекулярной массы эффективность присадок данного типа повышается [8, 9].

ДП Г1 в отношении ПТФ проявляют более выраженный эффект на образце ДТ № 2. Это обусловлено тем, что образец ДТ № 2 содержит в составе на 10,67% мас. меньше парафинов, чем образец ДТ №1, а именно наличие в составе парафинов влияет на низкотемпературные свойства топлива.

Низкотемпературные свойства смесей ДТ № 1 и ДТ № 2 с ДП второй группы представлены на рисунках 3–4.

По данным, представленным на рисунке 3, видно, что удалось получить ДТ летней марки при добавлении ДП № 4 в образец ДТ № 1 в концентрациях 1,0; 1,5 у.е. и в образец ДТ № 2 во всех концентрациях. ДТ межсезонной марки было получено при добавлении ДП № 4 в образец ДТ № 1 в концентрации 2,0 у.е. Также стоит отметить, что при добавлении данной ДП в образец ДТ № 2 ПТФ достигает минимума и выходит на стационар в концентрации 0,5 у.е. и составляет -10 °С. Следовательно, можно сделать вывод, что ДП, содержащие галогены и сложные эфирные группы, более эффективны для образцов ДТ, имеющих более высокое содержание парафинов.

РИСУНОК 1. Зависимость ПТФ смесей от концентрации присадок группы Г1

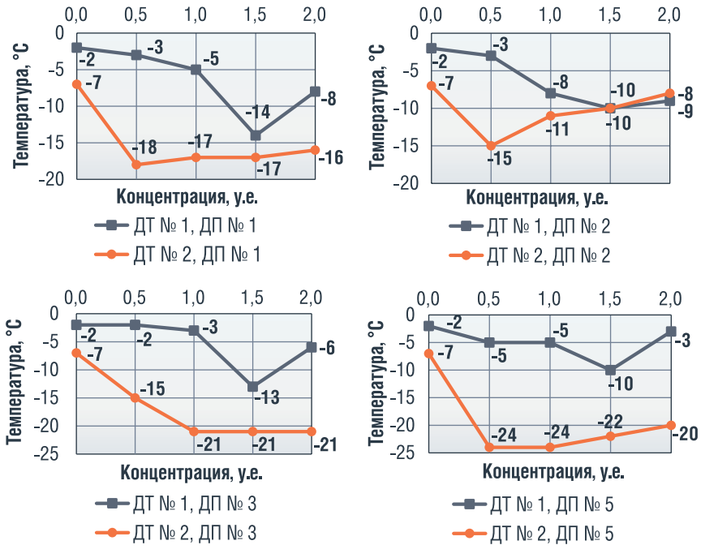


РИСУНОК 2. Зависимость Тз смесей от концентрации присадок группы Г1

РИСУНОК 3. Зависимость ПТФ смесей от концентрации присадки группы Г2

РИСУНОК 4. Зависимость Тз смесей от концентрации присадки группы Г2

По данным, представленным на рисунке 4, видно, что наименьшее значение Тз для всех образцов ДТ при добавлении ДП № 4 составляет -39 °С и достигается при добавлении присадки в концентрации 2,0 у.е. для образца ДТ №1 и в концентрациях 1,5–2,0 у.е. для образца ДТ № 2.

По данным, представленным на рисунках 3–4, видно, что минимальные значения ПТФ и Тз соответствуют концентрации 2,0 у.е. Следовательно, для более точного определения минимально достижимых значений ПТФ и Тз необходимо дальнейшее повышение концентрации ДП.

Положительное влияние добавления присадок второй группы в отношении Тз и ПТФ аналогично можно объяснить механизмом действия депрессоров.

Рекомендации по использованию депрессорных присадок

На основе проделанной работы выработаны следующие рекомендации по производству товарных топлив при варьировании концентрации присадок:

На базе некондиционного ДТ № 1:

- для получения ДТ летней марки использовать ДП № 1, ДП № 2 и ДП № 4 в концентрации 1,0 у.е., ДП № 3 – в концентрации 1,5 у.е., ДП № 5 – в концентрации 0,5 у.е.
- для получения ДТ межсезонной марки рекомендуется использовать ДП № 4 в концентрации 2,0 у.е.
- для получения ДТ зимней марки перспективным является использование ДП № 4 при условии вовлечения в концентрации более 2 у.е.

На базе летнего ДТ № 2:

- для получения ДТ межсезонной марки рекомендуется использовать ДП № 1, ДП № 2, ДП № 3, ДП № 5 в концентрации 0,5 у.е.
- для получения ДТ зимней марки перспективным является использование ДП № 3 и ДП № 4 при условии вовлечения в концентрации более 2 у.е.

Выводы

По результатам работы можно сделать следующие выводы:

- Были выявлены закономерности влияния концентрации различных по составу групп депрессорных присадок на эффективность их действия и низкотемпературные свойства дизельного топлива.
- Показано, что эффективность действия депрессорных присадок, содержащих в составе дистилляты нефти, алифатические углеводороды и гликоли (группа Г1) в отношении ПТФ имеет экстремум в области концентраций 0,5–1,5 у.е., повышение концентрации присадок до 2,0 у.е. приводит к снижению эффективности действия. Вместе с тем эффективность действия депрессорных присадок группы Г1 в отношении Тз прямо пропорциональна концентрации. Установлено, что присадки группы Г1 проявляют более выраженный эффект на образце ДТ №2, что связано с меньшим содержанием в составе данного образца парафинов.
- Показано, что эффективность действия депрессорных присадок группы Г2 (в составе олефины, содержащие галогены и сложные эфирные группы, растворенные в органическом растворителе) в отношении как ПТФ, так и Тз прямо пропорциональна концентрации. Выявлено, что оптимальная концентрация ДП Г2 преимущественно находится в исследуемом интервале концентраций. Для более точного определения минимально достижимых значений низкотемпературных свойств смесей ДТ с ДП Г2 необходимо дальнейшее повышение концентрации присадки. ●

Исследование выполнено при поддержке программы развития ТПУ «Приоритет 2030» (Приоритет-2030-НИП/ЭБ-116-375-2023).

Литература

1. *Буров Е.А. Влияние группового углеводородного состава дизельных топлив на эффективность действия депрессорных присадок / Е.А. Буров, Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев, А.С. Сорокина / Химия и технология топлив и масел. – 2020. – № 2. С. 16–20.*
2. *ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru.*
3. *ГОСТ 305-2013. Топливо дизельное. Технические условия. – М.: Стандартинформ, 2014. – 12 с.*
4. *ГОСТ 32139-2013 «Нефть и нефтепродукты. Определение содержания серы методом энергодисперсионной рентгенофлуоресцентной спектрометрии» URL: http://docs.cntd.ru/document/1200108321 – свободный (дата обращения: 06.04.2023).*
5. *ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости». [Электронный ресурс] – URL: https://docs.cntd.ru/document/1200145229 (дата обращения 06.05.2023).*
6. *ГОСТ EN 116-2013 «Топлива дизельные и печные бытовые. Метод определения предельной температуры фильтруемости» [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru.*
7. *ГОСТ ISO 3405-2013 «Нефтепродукты. Определения фракционного состава при атмосферном давлении (с Изменением № 1)» [Электронный ресурс] – URL: http://docs.cntd.ru/document/1200108426 – свободный (дата обращения 06.03.2023).*
8. *Глазунов А.М. Поликонденсационные депрессорные присадки для нефтяных продуктов с использованием высших жирных спиртов в топливах / А.М. Глазунов, А.Г. Мозырев, С.П. Семухин, Е.О. Землянский / Химия и химические технологии. – 2019. – № 5 , вып. 137. – С. 125-131.*
9. *Глазунов А.М. Разработка поликонденсационных депрессорных присадок для дизельных топлив: дис. канд. техн. наук / Глазунов А.М. – Тюмень, 2004. – 213 с.*
10. *Богданов И.А. Исследование влияния узких дизельных фракций на эффективность действия депрессорных присадок / И.А. Богданов, А.А. Алтынов, Я.П. Морозова, М.В. Киргина / Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. – 2020. – № 9. – С. 27-33.*
11. *Кондрашева Н.К. Низкотемпературные свойства смесевых дизельных топлив с депрессорными присадками / Н.К. Кондрашева, Д.О. Кондрашев, В. Насиф [и др.] / Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2007. – № 1. – С. 43.*
12. *Павлова А.А. Экспериментальные исследования влияния концентрации депрессорной присадки на изменение низкотемпературных свойств дизельных фракций / А.А. Павлова, В.В. Машнич, Е.В. Франдина / Техника и технология нефтехимического и нефтегазового производства: Материалы 10-й Международной научно-технической конференции, Омск, 26–29 февраля 2020 года / Редколлегия: В.А. Лихолобов [и др.]. – Омск: Омский государственный технический университет, 2020. – С. 19-20.*
13. *Статистический сборник «ТЭК России – 2017, Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.ac.gov.ru (дата обращения: 12.09.2023)*
14. *Сухинина О.С. Методические рекомендации к лабораторной работе «Определение группового и структурно-группового составов нефтяных фракций». Образовательная программа «Химическая технология топлива и углеродных материалов» / О.С. Сухинина, А.И. Левашова – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 22 с.*
15. *ТР ТС 013/2011 О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docs.cntd.ru/document/902307833 (дата обращения: 11.09.2023).*
16. *Яковлев Н.С. Влияние физико-химических свойств депрессорных присадок на их эффективность в дизельных топливах / Н.С. Яковлев, С.Г. Агаев / Известия вузов. Прикладная химия и биотехнология. 2022. – Т. 12. – № 4. – С. 612–619.*
17. *ISO 12185:1996 «Нефть сырая и нефтепродукты. Определение плотности. Метод с применением осциллирующей U-образной трубки» [Электронный ресурс] – URL: http://www.gostinfo.ru/catalog/Details/?id=3630660 – свободный (дата обращения: 11.09.2023).*
18. *ISO 4264 «Petroleum products – Calculation of cetane index of middledistillate fuels by the four-variable equation» [Электронный ресурс]. – Электрон. дан. URL: https://www.iso.org, свободный (дата обращения: 11.09.2023).*

KEYWORDS: *diesel fuel, depressant additive, fractional composition, hydrocarbon composition, cold filter plugging point, pour point.*

КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

2–5 октября

Международная выставка и конференция нефтегазовой отрасли

ADIPEC 2023

ОАЭ, Абу-Даби, ADNEC

2–6 октября

X Международная конференция

Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа

г. Томск

8–9 октября

Международный саммит по цифровым технологиям

Technology in Government Summit 2023

Канберра, Австралия

16–18 октября

Выставка технологий добычи нефти и газа на море

SPE Technical Exhibition 2023

ОАЭ, Дубай, Dubai International Convention and Exhibition Centre

26–27 октября

XVI конференция

Нефтегазшельф 2023

г. Москва

30 октября

VI Всероссийская научно-практическая конференция

Трубопроводный транспорт углеводородов

г. Омск

31 октября

XII Петербургский международный газовый форум

ПМГФ 2023

Россия, Санкт-Петербург, ЭКСПОФОРУМ

ОКТЯБРЬ

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

Neftegaz.RU
номер 9/2023 г.

УДК 66.011

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА СРЕДНЕТЕМПЕРАТУРНОЙ ИЗОМЕРИЗАЦИИ прямогонных бензиновых фракций

Копычева Ульяна Николаевна
аспирант отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов

Вакалова Снежана Евгеньевна
аспирант отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов

Чузлов Вячеслав Алексеевич
доцент отделения химической инженерии Инженерной школы природных ресурсов, к.т.н.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

ОСНОВУ БЕНЗИНОВОГО ПУЛА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ТРАДИЦИОННО СОСТАВЛЯЕТ ПРОДУКТ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО РИФОРМИНГА ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВ [1, 2], ОДНАКО ДАННЫЙ КОМПОНЕНТ ТОВАРНЫХ БЕНЗИНОВ ХАРАКТЕРИЗУЕТСЯ ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ И, В ТОМ ЧИСЛЕ, БЕНЗОЛА, ЧТО НЕ СООТВЕТСТВУЕТ СОВРЕМЕННЫМ ЭКОЛОГИЧЕСКИМ СТАНДАРТАМ. ПРОЦЕСС ИЗОМЕРИЗАЦИИ ПРЯМОГОННЫХ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ ПОЗВОЛЯЕТ ПОЛУЧАТЬ КОМПОНЕНТЫ АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ, НЕ СОДЕРЖАЩИЕ БЕНЗОЛ И ДРУГИЕ АРОМАТИЧЕСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ, ЧТО ДАЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ ВОВЛЕКАТЬ В ПЕРЕРАБОТКУ БЕНЗОЛОБРАЗУЮЩИЕ КОМПОНЕНТЫ С ПОЛУЧЕНИЕМ БОЛЕЕ ВЫСОКОМАРЖИНАЛЬНЫХ ПРОДУКТОВ. ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ УСТАНОВОК ИЗОМЕРИЗАЦИИ В СТРУКТУРУ ДЕЙСТВУЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ, А ТАКЖЕ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ДАННОЙ ТЕХНОЛОГИЕЙ В РАМКАХ ЕЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ НАДЕЖНЫМ ИНСТРУМЕНТОМ ЯВЛЯЕТСЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, УЧИТЫВАЮЩАЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОЦЕССОВ, ПРОТЕКАЮЩИХ В ПРОМЫШЛЕННЫХ АППАРАТАХ. ПОДОБНЫЕ МОДЕЛИ ПОЗВОЛЯЮТ РАССЧИТЫВАТЬ СОСТАВ, СВОЙСТВА, А ТАКЖЕ ВЫХОД ТОВАРНОЙ ПРОДУКЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНОМ КОМПОНЕНТНОМ СОСТАВЕ ПЕРЕРАБАТЫВАЕМОГО СЫРЬЯ, А ТАКЖЕ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРАХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОЦЕССА

THE BASIS OF THE GASOLINE POOL OF DOMESTIC OIL REFINERIES IS TRADITIONALLY THE PRODUCT OF THE CATALYTIC REFORMING PROCESS OF STRAIGHT-RUN GASOLINE [1, 2], HOWEVER, THIS COMPONENT OF COMMERCIAL GASOLINE IS CHARACTERIZED BY A HIGH CONTENT OF AROMATIC HYDROCARBONS, INCLUDING BENZENE, WHICH DOES NOT MEET MODERN ENVIRONMENTAL STANDARDS. THE PROCESS OF ISOMERIZATION OF STRAIGHT-RUN GASOLINE FRACTIONS MAKES IT POSSIBLE TO OBTAIN COMPONENTS OF MOTOR GASOLINE THAT DO NOT CONTAIN BENZENE AND OTHER AROMATIC HYDROCARBONS, WHICH MAKES IT POSSIBLE TO INVOLVE BENZENE-FORMING COMPONENTS IN PROCESSING TO OBTAIN HIGHER-MARGIN PRODUCTS. TO ASSESS THE EFFECTIVENESS OF INTRODUCING ISOMERIZATION UNITS INTO THE STRUCTURE OF EXISTING ENTERPRISES, AS WELL AS FOR THE EFFECTIVE MANAGEMENT OF THIS TECHNOLOGY WITHIN THE FRAMEWORK OF ITS INDUSTRIAL OPERATION, A MATHEMATICAL MODEL THAT TAKES INTO ACCOUNT THE PHYSICOCHEMICAL FEATURES OF THE PROCESSES OCCURRING IN INDUSTRIAL DEVICES IS A RELIABLE TOOL. SUCH MODELS MAKE IT POSSIBLE TO CALCULATE THE COMPOSITION, PROPERTIES, AS WELL AS THE YIELD OF MARKETABLE PRODUCTS FOR DIFFERENT COMPONENT COMPOSITIONS OF PROCESSED RAW MATERIALS, AS WELL AS FOR DIFFERENT PARAMETERS OF THE TECHNOLOGICAL REGIME OF THE INDUSTRIAL PROCESS

Ключевые слова: *математическое моделирование, каталитический риформинг, прямогонный бензин, нефтепереработка, установка изомеризации.*

Авторы статьи в своей работе исследовали реактор среднетемпературной изомеризации прямогонных бензиновых фракций, схема которого представлена на рис. 1. Сырьем реактора является прямогонная бензиновая фракция, преимущественно содержащая алканы C_5-C_6 нормального строения. Продуктом реактора является газопродуктовая смесь, содержащая разветвленные алканы C_5-C_6 и являющаяся компонентом смешения товарных бензинов.

Сырье – фракция алкановых углеводородов C_5-C_6 линейного строения, пройдя стадию гидроочистки, поступает на смешение с водородсодержащим газом, затем газосырьевая смесь подогревается до температуры процесса (250–260 °С) и поступает в реактор. Реактор среднетемпературной изомеризации содержит две полки катализатора. После первой полки обеспечивается подача квенча водородсодержащего газа для регулирования температурного профиля реактора.

Методы исследования

При описании реактора среднетемпературной изомеризации была выбрана модель идеального вытеснения. Математическая модель реактора среднетемпературной изомеризации представлена в виде системы дифференциальных уравнений материального и теплового балансов. Моделирование кинетики процесса среднетемпературной изомеризации было выполнено с учетом механизма протекания реакций изомеризации нормальных алканов на поверхности бифункциональных катализаторов в среде водородсодержащего газа.

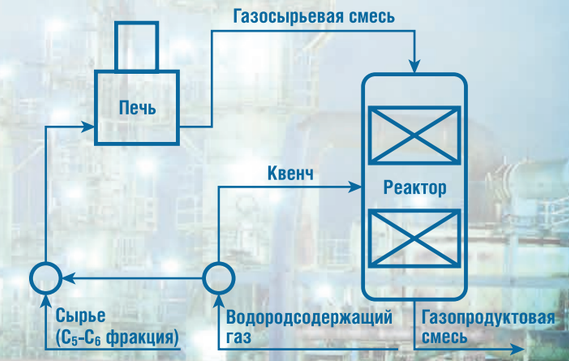
Механизм протекания реакций изомеризации нормальных алканов состоит из следующих стадий [1, 3]:

- дегидрирование алкана нормального строения на металлическом центре катализатора с образованием соответствующего олефина;

ФАКТЫ

Продуктом реактора является компонент смешения товарных бензинов – газопродуктовая смесь, содержащая разветвленные алканы C_5–C_6

РИСУНОК 1. Схема реакторного блока процесса среднетемпературной изомеризации



- образование карбений-иона на кислотном центре катализатора;
- изомеризация карбений-иона (кислотный центр);
- отщепление протона с образованием олефина изо-строения;
- гидрирование олефина изо-строения с образованием соответствующего разветвленного алкана.

Для учета специфики механизма реакции изомеризации алканов рассматривались как сложные, по этой причине для описания кинетики данных реакций были записаны следующие уравнения:

$$nC_5H_{12} + C_5H_{10} + H_2 \rightarrow iC_5H_{12} + C_5H_{10} + H_2 \quad (1)$$

$$nC_6H_{14} + C_6H_{12} + H_2 \rightarrow CH_3CH(CH_3)(CH_2)_2 + C_6H_{12} + H_2 \quad (2)$$

$$nC_6H_{14} + C_6H_{12} + H_2 \rightarrow CH_3CH_2CH(CH_3)CH_2CH_3 + C_6H_{12} + H_2 \quad (3)$$

$$CH_3CH(CH_3)(CH_2)_2 + C_6H_{12} + H_2 \rightarrow (CH_3)_4CH_2C + C_6H_{12} + H_2 \quad (4)$$

$$CH_3CH(CH_3)(CH_2)_2 + C_6H_{12} + H_2 \rightarrow (CH_3)_4(CH)_2 + C_6H_{12} + H_2 \quad (5)$$

$$CH_3CH_2CH(CH_3)CH_2CH_3 + C_6H_{12} + H_2 \rightarrow (CH_3)_4CH_2C + C_6H_{12} + H_2 \quad (6)$$

$$CH_3CH_2CH(CH_3)CH_2CH_3 + C_6H_{12} + H_2 \rightarrow (CH_3)_4(CH)_2 + C_6H_{12} + H_2 \quad (7)$$

Кинетические уравнения для описания приведенных выше реакции были записаны следующим образом:

$$r_1 = k_1 \cdot [nC_5H_{12}]^{\alpha_1} \cdot [C_5H_{10}]^{\beta_1} \cdot [H_2]^{\gamma_1} \quad (8)$$

$$r_2 = k_2 \cdot [nC_6H_{14}]^{\alpha_2} \cdot [C_6H_{12}]^{\beta_2} \cdot [H_2]^{\gamma_2} \quad (9)$$

$$r_3 = k_3 \cdot [nC_6H_{14}]^{\alpha_3} \cdot [C_6H_{12}]^{\beta_3} \cdot [H_2]^{\gamma_3} \quad (10)$$

$$r_4 = k_4 \cdot [CH_3CH(CH_3)(CH_2)_2]^{\alpha_4} \cdot [C_6H_{12}]^{\beta_4} \cdot [H_2]^{\gamma_4} \quad (11)$$

$$r_5 = k_5 \cdot [CH_3CH(CH_3)(CH_2)_2]^{\alpha_5} \cdot [C_6H_{12}]^{\beta_5} \cdot [H_2]^{\gamma_5} \quad (12)$$

$$r_6 = k_6 \cdot [CH_3CH_2CH(CH_3)CH_2CH_3]^{\alpha_6} \cdot [C_6H_{12}]^{\beta_6} \cdot [H_2]^{\gamma_6} \quad (13)$$

$$r_7 = k_7 \cdot [CH_3CH_2CH(CH_3)CH_2CH_3]^{\alpha_7} \cdot [C_6H_{12}]^{\beta_7} \cdot [H_2]^{\gamma_7} \quad (14)$$

где r_i – скорость i-ой химической реакции; k_i – константа скорости i-ой химической реакции; $\alpha_i,\beta_i,\gamma_i$ – частные порядки i-ой реакции по компонентам.

Константа скорости в уравнениях (8)–(13) вычисляется в зависимости от температуры процесса с использованием уравнения Аррениуса:

$$k_i = k_{i0} \cdot exp\left(\frac{-E_{ai}}{R \cdot T}\right),$$

где k_{i0} – предэкспоненциальный множитель i-ой реакции; E_a – энергия активации i-ой реакции, Дж/моль; R – универсальная газовая постоянная, 8,314 Дж/моль K; T – температура процесса, K.

Помимо реакций изомеризации нормальных алканов, предложенная математическая модель учитывает реакции обратной изомеризации разветвленных алканов в алканы нормального строения, дегидрирование парафиновых углеводородов, гидрирование олефиновых углеводородов, гидрокрекинг парафинов с образованием легких газов, размыкание нафтеновых колец с образованием парафиновых и олефиновых углеводородов, гидрирование ароматических углеводородов до циклоалканов, а также изомеризацию нафтенов.

Кинетические параметры основных реакций изомеризации нормальных алканов C_5-C_6 представлены в таблице 1.

Точность математической модели была оценена путем сравнения расчетных значений концентраций углеводородных компонентов с фактическими данными работы промышленного реактора среднетемпературной изомеризации (рис. 2).

ТАБЛИЦА 1. Кинетические параметры среднетемпературной изомеризации пентан-гексановой фракции

Номер реакции	Предэкспоненциальный множитель (k_{i0})	Энергия активации (E_{ai}), кДж/моль
1	2,22e + 5	86,0
2	5,28e + 5	86,0
3	6,15e + 8	117,0
4	7,90e + 8	117,0
5	1,05e + 6	110,0
6	1,06e + 6	97,0
7	2,26e + 5	95,0

ФАКТЫ

Математическая модель,

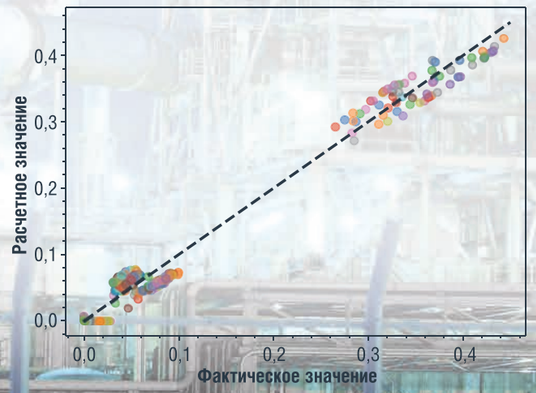
учитывающая физико-химические особенности процессов, протекающих в промышленных аппаратах, является надежным инструментом для оценки эффективности внедрения установок изомеризации в структуру предприятий

По результатам оценки точности предложенной математической модели реактора среднетемпературной изомеризации пентан-гексановой фракции, ошибка расчета состава изомеризата не превышает 3% масс. (абсолютное значение), что говорит о возможности применения данной модели для исследования и совершенствования работы данного аппарата.

Результаты и обсуждение

В условиях промышленной эксплуатации реактора среднетемпературной изомеризации пентан-гексановой фракции существует необходимость непрерывного мониторинга углеводородного состава исходного сырья с целью поддержания оптимальных технологических параметров, при которых достигаются поставленные производственные задачи. Так, в исследованных составах исходного сырья содержание

РИСУНОК 2. Оценка точности модели реактора среднетемпературной изомеризации



н-пентана находилось в пределах 54–66% масс., а содержание н-гексана – в пределах 14–32% масс. Изменение содержания целевых компонентов сырья процесса среднетемпературной изомеризации в столь широких пределах, несомненно, требует оперативных корректировок технологического режима промышленных аппаратов.

Исследование влияния состава перерабатываемой пентан-гексановой фракции было проведено с использованием разработанной математической модели реактора среднетемпературной изомеризации при постоянных технологических параметрах, представленных в таблице 2.

На рис. 3 представлен выход алканов C_5-C_6 изо-строения при различном составе исходной пентан-гексановой фракции.

По результатам проведенных исследований, высокое содержание алканов C_5-C_6 нормального строения приводит к высокому выходу соответствующих разветвленных алканов. Таким образом, максимальный выход изоалканов наблюдается для состава № 99, равный 61,12% масс., при этом содержание алканов нормального строения для данного состава составляло 77,73 % масс. Минимальный выход изомеров C_5-C_6 наблюдается для состава № 11. Для данного состава характерно низкое содержание алканов C_6 нормального строения, равное 14,14 % масс.

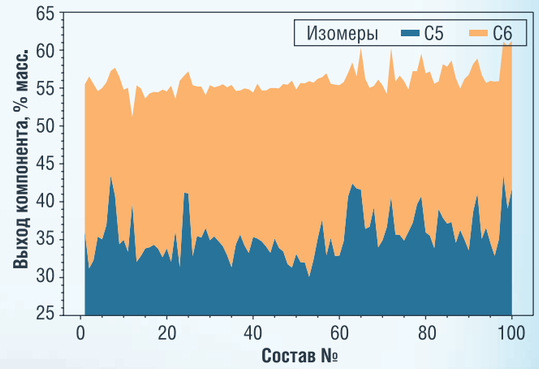
Исследование влияния температуры на выход алканов изостроения проводилось с использованием предложенной математической модели реактора среднетемпературной изомеризации для составов № 11 и № 99. Выход изоалканов C_5-C_6 при различной температуре представлен на рис. 4.

По результатам исследований, представленных на рис. 4, увеличение температуры процесса изомеризации сначала приводит к увеличению выхода алканов изострения вследствие увеличения константы скорости реакций изомеризации, однако в последствии увеличение температуры приводит к обратному эффекту в силу термодинамического ограничения – реакции изомеризации являются равновесными и слабо экзотермическими, следовательно, увеличение температуры смещает равновесие данных реакций влево, в сторону образования исходных веществ.

ТАБЛИЦА 2. Технологические параметры реактора среднетемпературной изомеризации

Параметр	Значение
Объемная скорость подачи сырья, $ч^{-1}$	2,5
Температура на входе в реактор, °C	250
Давление на входе в реактор, МПа	2,98
Мольное соотношение H_2/CH	3

РИСУНОК 3. Выход алканов изостроения при различном составе исходного сырья (расчет на модели)

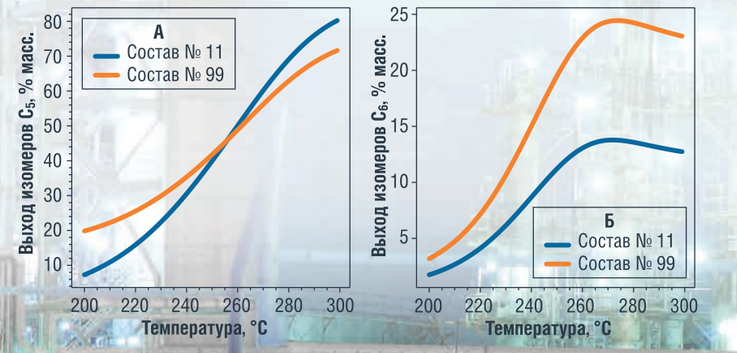


ФАКТЫ

3 % масс.

составляет максимальная ошибка расчета состава изомеризата предложенной математической моделью реактора среднетемпературной изомеризации пентан-гексановой фракции

РИСУНОК 4. Выход изоалканов C_5 (А) и C_6 (Б) при различной температуре процесса (расчет на модели)



С использованием предложенной математической модели реактора среднетемпературной изомеризации было проведено исследование влияния объемной скорости подачи сырья на выход алканов C_5-C_6 изостроения. Результаты исследований представлены на рис. 5.

По результатам исследований, представленных на рис. 5, оптимальное значение объемной скорости подачи сырья составляет 1,5–2,0 $ч^{-1}$ при температуре 250 °C. При низких значениях объемной скорости подачи сырья наблюдается высокий выход алканов изостроения, вместе с тем происходит увеличение вклада побочных реакций гидрокрекинга углеводородного сырья с образованием легких газов, что приводит к снижению выхода изомеризата в целом. При высоких значениях объемной скорости подачи сырья наблюдается низкий выход разветвленных алканов вследствие малых значений времени пребывания компонентов исходного сырья в зоне реакции.

Исследование влияния мольного соотношения H_2/углеводороды было выполнено с использованием разработанной математической модели реактора

РИСУНОК 5. Выход изоалканов C_5 (А) и C_6 (Б) при различной объемной скорости подачи сырья (расчет на модели)

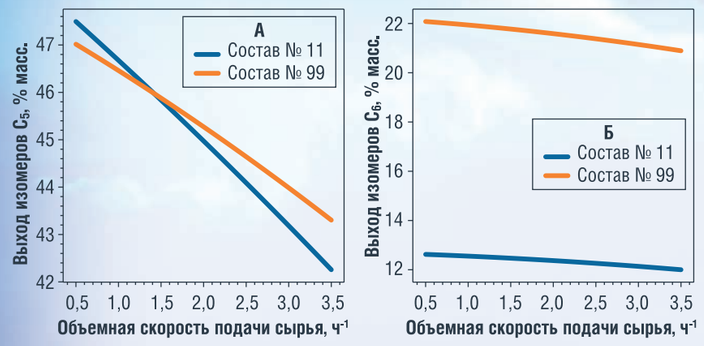
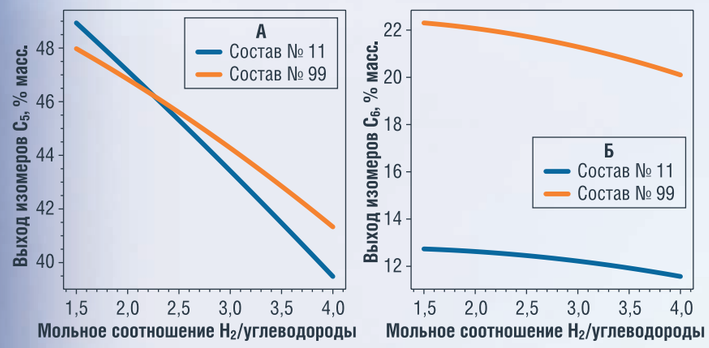


РИСУНОК 6. Выход изоалканов C_5 (А) и C_6 (Б) при различном мольном соотношении H_2/углеводороды



среднетемпературной изомеризации легких бензиновых фракций при прочих постоянных параметрах технологического режима работы промышленного аппарата для составов исходного сырья № 11 и № 99. Результаты проведенных исследований представлены на рис. 6.

По результатам исследований, представленных на рис. 6, увеличение мольного соотношения H2/углеводороды приводит к снижению выхода алканов изостроения в результате снижения общего времени пребывания исходного сырья в зоне реакции. Кроме того, повышенная подача водородсодержащего газа в реактор среднетемпературной изомеризации приводит к увеличению вклада побочных реакций гидрокрекинга компонентов исходного сырья, вследствие чего наблюдается снижение выхода товарного продукта – изомеризата и увеличение выхода побочных продуктов – легких углеводородных газов.

ФАКТЫ

54–66 % масс.

предел содержания н-пентана в исследованных составах исходного сырья, содержание н-гексана – в пределах 14–32 % масс.

Заключение

В данной работе предложено математическое описание реактора среднетемпературной изомеризации пентан-гексановой фракции. Предложенная математическая модель реактора позволяет проводить исследования промышленного процесса среднетемпературной изомеризации с целью определения оптимальных технологических режимов работы аппаратов, при которых достигаются поставленные технологические задачи.

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- Состав сырья, перерабатываемого в процессе среднетемпературной изомеризации, может варьироваться в широких пределах: по н-пентану – 54–66 % масс., по н-гексану – 14–32 % масс. Подобные колебания вызывают необходимость корректировки параметров технологического режима с целью обеспечения требуемого качества и количества товарной продукции.
- Повышение температуры на входе в реактор среднетемпературной изомеризации сначала приводит к увеличению выхода целевых компонентов изомеризата – разветвленных алканов, а затем, наоборот, к снижению. Подобный эффект связан с термодинамическими ограничениями процесса изомеризации пентан-гексановой фракции.
- Оптимальное значение объемной скорости подачи сырья при 250 °С составляет 1,5–2,0 $ч^{-1}$ в зависимости от состава перерабатываемого сырья. Снижение объемной скорости подачи сырья приводит к более жесткому режиму работы реактора изомеризации – повышается выход изоалканов, однако вместе с тем происходит увеличение вклада побочных реакций образования легких углеводородных газов.
- Повышенное значение мольного соотношения H_2/углеводороды приводит к снижению выхода изоалканов и изомеризата в целом в силу интенсификации побочных реакций гидрокрекинга компонентов исходного сырья. ●

Работа выполнена при финансовой поддержке гранта Президента Российской Федерации МК-2911.2022.4.

Литература

1. *Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: Учеб. пособие для ВУЗов. – Уфа: Изд. – «Гилем», 2002. – 672 с.*
2. *Ахметов С.А., Ишмияров М.Х., Верёвкин А.П, Докучаев Е.С., Малышев Ю.М. Технология, экономика и автоматизация процессов переработки нефти и газа: Учеб. пособие / Под ред. С.А. Ахметова. – М.: «Химия», 2005. – 736 с.*
3. *Meyers R. A. Handbook of petroleum refining processes. – McGraw-Hill Education, 2004.*

KEYWORDS: *mathematical modeling, catalytic reforming, straight-run gasoline, oil refining, isomerization unit.*

Ведущая технология защиты от избыточного давления с использованием аэрокосмических разработок

HT11®

Переключающий клапан серии HTKH-B
Размеры: 1"~18"
Диапазон давления: 150~1500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

Пружинный предохранительный клапан с прямой нагрузкой серии HTO/B HTDO/B
Размеры: 1"D2"~20"BB24"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+816° C

Линейная заглушка быстрого действия серии HTLB
Размеры: 1/2"~48"
Диапазон давления: 150 ~ 2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+650° C

Клапан сброса давления при гидроударе серии HTSJ (сертифицирован Saudi Aramco)
Размеры: 2"~16"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -40° C~+320° C

Пилотный предохранительный клапан модуляционного типа серии HTXD
Размеры: 1"×2"~10"×14"
Диапазон давления: 150~2500 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

Устройство сброса давления игольчатого разрушительного типа серии HTBP (сертифицировано Saudi Aramco)
Размеры: 1"~78"
Диапазон давления: 150~900 фунтов
Диапазон температур: -196° C~+538° C

EAC CE

BAPTEEC LTD
Beijing Aerospace Petrochemical Technology and Equipment Engineering Corporation Limited
Адрес: Китай, г. Пекин, район Дасин, Пекинская зона экономического и технического развития, третья улица Тайхэ, № 2
Вебсайт: en.safetyvalvechina.com
e-mail: chenxy3@caltl1.cn
Тел.: +86-13811709811 +86-10 87094555
Факс: +86-10 87094561
Почтовый индекс: 100176

РЕКЛАМА

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ РОССИЙСКИМИ ВИНК

в условиях перехода к экономике больших данных

Дмитриевский Анатолий Николаевич
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, д.г.-м.н., академик РАН

Мастепанов Алексей Михайлович
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.э.н.

Еремин Николай Александрович
ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, д.т.н.

Сафарова Елисавета Александровна
научный сотрудник, лаборатория нефтегазовой геофлюиддинамики, ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

Столяров Владимир Евгеньевич
научный сотрудник, ФГБУН Институт проблем нефти и газа РАН

В СТАТЬЕ АНАЛИЗИРУЕТСЯ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ВЕРТИКАЛЬНО ИНТЕГРИРОВАННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ РОССИИ. СОЗДАНИЕ ВИНК РАНЕЕ СПОСОБСТВОВАЛО СОХРАНЕНИЮ ОТЕЧЕСТВЕННОГО РЫНКА НЕФТЕДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ, А В СЛОЖИВШИХСЯ УСЛОВИЯХ ОБЕСПЕЧИВАЕТ УСКОРЕНИЕ ЦИФРОВОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ НЕ ТОЛЬКО В ОТРАСЛИ, НО И В СМЕЖНЫХ ОТРАСЛЯХ, ФОРМИРУЕТ СОЗДАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В СТРАНЕ. В СТАТЬЕ ИДЕНТИФИЦИРОВАНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРОГРАММ ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ С 2017 ПО 2022 ГГ., ВЫЯВЛЕНЫ ДОСТИЖЕНИЯ И КЛЮЧЕВЫЕ ПРОБЛЕМЫ, КОТОРЫЕ ЛЕГЛИ В ОСНОВУ ПРОГРАММ ЦИФРОВИЗАЦИИ КРУПНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ НА ПЕРИОД ДО 2030 Г.

THE ARTICLE ANALYZES THE STATE AND PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF DIGITAL TECHNOLOGIES IN VERTICALLY INTEGRATED OIL AND GAS COMPANIES IN RUSSIA. THE CREATION OF VIOCS PREVIOUSLY CONTRIBUTED TO THE PRESERVATION OF THE DOMESTIC MARKET FOR OIL PRODUCTION AND REFINING, AND UNDER THE CURRENT CONDITIONS, IT ENSURES THE ACCELERATION OF DIGITAL MODERNIZATION, NOT ONLY IN THE INDUSTRY, BUT ALSO IN RELATED INDUSTRIES; FORMS THE CREATION AND APPLICATION OF THE LEGAL FRAMEWORK FOR INTELLECTUAL TECHNOLOGIES IN THE COUNTRY. THE ARTICLE IDENTIFIES THE RESULTS OF THE IMPLEMENTATION OF DIGITAL TRANSFORMATION PROGRAMS FROM 2017 TO 2022, IDENTIFIES THE ACHIEVEMENTS AND KEY PROBLEMS THAT FORMED THE BASIS OF THE DIGITALIZATION PROGRAMS OF LARGE OIL AND GAS COMPANIES FOR THE PERIOD UP TO 2030

Ключевые слова: *большие данные, цифровизация, ВИНК, управление, зернет, цифровой полигон, суперкомпьютинг, гига- и тера моделирование.*

УДК: 622.276

Особенностью развития нефтедобывающей отрасли России является концентрация и успешное функционирование вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК), деятельность которых охватывает все этапы технологического процесса. Неотъемлемым элементом их развития является цифровая модернизация. Ее сутью является структурное изменение нефтяного бизнеса, основанное на получаемых с объектов или вычисляемых больших данных, а также широкая цифровизация и интеллектуализация производственных объектов и процессов на месторождении.

Для обеспечения контроля и мониторинга результатов политики цифровой трансформации во всех министерствах и ведомствах РФ действуют рабочие группы, приняты концепции развития. Отличительной чертой современной цифровой экономики является возможность достижения компаниями высокой рыночной капитализации на основе управления активами, генерирующими большие данные, и замены товаров сервисами. К 2025 году, согласно данным Oxford Economics, мировой ВВП может вырасти на 0,8% (или на 816 млрд долл.) за счет использования нефтегазового Интернета вещей.

В цифровой нефтегазовой экономике делается упор на широкое внедрение методов искусственного интеллекта и роботизации, благодаря которым производительность труда начала расти впервые за десять лет, повышается эффективность экономики, растет маржинальность бизнеса.

По данным Rystad Energy, объем извлекаемых мировых запасов нефти за 2022 год увеличился на 52 млрд барр. – до 1,624 трлн барр., в основном за счет снижения себестоимости от внедрения цифровых технологий.

Ведущие российские компании, в числе которых ПАО «Газпром», ПАО «Газпром нефть», АО «Зарубежнефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «НОВАТЭК», АО «Росгеология», ПАО «СИБУР Холдинг», ПАО «Татнефть», ПАО «Транснефть» и ПАО «Сургутнефтегаз», планируют создание индустриального консорциума, который обеспечит стопроцентное покрытие отечественными решениями ИТ-ландшафта нефтегазовой и нефтехимической промышленности, а также сферы недропользования.

Целью работы индустриального консорциума станет достижение полного суверенитета по основным ключевым направлениям к 2026–2028 годам, которые должны закрывать всю производственную цепочку: от геологоразведки до переработки углеводородов.

ПАО «НК «Роснефть»

По итогам 2022 года объем интеллектуальной собственности ПАО «НК «Роснефть» пополнился 68 изобретениями, а общее число используемых патентов в производстве приблизилось к 1 тыс. Компания увеличила среднесуточную добычу углеводородов до 5,50 млн барр. н.э. Применение собственных инновационных технологий привело к открытию семи месторождений и 153 залежей УВ. Крупнейшее из них – Мадачагское месторождение на шельфе Печорского моря с извлекаемыми запасами нефти 82,3 млн т по категории АВ1С1 + В2С2. Повышение операционной эффективности компании напрямую связано с внедрением инновационных цифровых решений. Объем капитальных вложений ПАО «НК «Роснефть» в 2022 году превысил 1,1 трлн руб.

В области «Разведка и добыча» доля использования собственного ПО в компании составила 74%, а по таким направлениям, как гидродинамическое моделирование, проектирование ГРП и геонавигация, – 100%.

Среди наиболее востребованных на рынке цифровых продуктов ПАО «НК «Роснефть»:

- программный комплекс «РН-ГРИД», который обеспечивает выполнение операций и инженерных расчетов для проектирования ГРП;
- «РН ПЕТРОЛОГ», применяемый для обработки и интерпретации данных геофизических исследований скважин;
- комплекс геомеханического моделирования при бурении «РН-СИГМА»;
- программный комплекс для геологического моделирования с технологиями искусственного интеллекта «РН-ГЕОСИМ»;
- программный инструмент геологического сопровождения бурения скважин и стволов «РН-Горизонт+»;
- гидродинамический симулятор для создания и анализа трехмерных цифровых моделей месторождений «РН-КИН».

100%
составила доля использования собственного ПО «Роснефти» в области гидродинамического моделирования, проектирования ГРП и геонавигации

Отдельно стоит сказать о разработанном специалистами ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» программном алгоритме на основе нейронной сети, позволяющем в 10 раз сократить время на обработку сложных сейсмических данных.

Среди совместных разработок «РН-БашНИПИнефть» и Ижевского нефтяного научного центра программное обеспечение «РН-Нейросети». На основе комплекса технологий ИИ и гидродинамического моделирования создана самообучающаяся система, которая предлагает оптимальные варианты размещения новых скважин и параметры проведения ГРП. Система учитывает геологическое строение, физико-химические свойства и текущее состояние месторождения. ПО позволяет кратно снизить объем расчетов на конкретном месторождении, а также подобрать оптимальные варианты разработки каждого участка, увеличив тем самым нефтедобычу и снизив операционные затраты

Компания на практике занимается внедрением технологий ИИ. Специалисты АО «Новокуйбышевский НПЗ» (входит в Самарскую группу предприятий «Роснефти»), разработали и внедрили программу мониторинга вопросов охраны труда, где применена обучающаяся нейросеть. Принцип работы базируется на технологии ИИ, который захватывает видеопоток с камер наблюдения, выделяет зоны производства и распознает нарушение правил техники безопасности.

В 2023 году появились два новых продукта: «РН-ВЕГА» и «РН-Буровые расчеты». Первый программный комплекс позволяет проводить весь процесс интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС): от подготовки «сырых» данных до выдачи заключения. Второй ПК предназначен для проектирования и строительства высокотехнологичных скважин и позволяет планировать их траектории, анализировать

риски пересечений стволов, рассчитывать устойчивость бурильной колонны. Функционал ПО включает также гидравлические расчеты, прогнозирование выноса бурового шлама, проектирование процессов крепления ствола скважины и автоматизированное создание отчетной документации. Корпоративное ПО способно работать в отечественных операционных системах семейства Linux.

Внедрение цифровых технологий позволило сократить время простоя скважин на 56%, потери нефти – на 63%. Эффективность производственных процессов повысилась на 10%.

ПАО «Газпром нефть»

Цифровая модернизация компании представлена в программе «Стратегия-2030».

В ее задачи входит создание Центров цифровых инноваций и кроссфункционального управления проектами добычи, цифровых двойников и интеллектуальных помощников, дистанционно управляемых муфт ГРП, систем интегрированного планирования и управления производством в нефтепереработке с использованием инструментов интегрированного планирования, разработка проекта «Когнитивная геология», промышленное тиражирование коробочных решений ПО, внедрение технологий применения БПЛА и др.

В 2022 году начато полномасштабное внедрение цифрового двойника сейсморазведки, который объединяет данные поисковых проектов компании. ИИ используется во всех крупных проектах ГРР на этапах камеральной обработки и интерпретации больших геоданных. Это обеспечивает возможность кратно сократить сроки работ. Инструменты интегрированы в платформу «Геомейт».

Совместно с AIQ компания разрабатывает цифровые решения, в том числе продукты для оптимизации бурения, включая самообучающуюся программу для оптимизации затрат при строительстве высокотехнологичных скважин. Технология позволяет в режиме реального времени по косвенным параметрам работы бурового оборудования определять тип горных пород на глубине в несколько километров.

В 2022 году прошли стендовые испытания отечественного комплекса для ГРП, разработанного специалистами ПАО «Газпром нефть» совместно с Московским институтом теплотехники. В 2023 году флот ГРП был протестирован на Южно-Приобском месторождении. Для цифровизации операций гидроразрыва пласта разработан специализированный комплекс ПО «Кибер ГРП», созданный ПАО «Газпром нефтью» совместно с МФТИ для расчета параметров подземных операций ГРП.

В Санкт-Петербурге компания открыла Центр управления добычей на шельфе, который вошел в состав НТЦ компании. Цифровая модель Приразломного месторождения и другие IT-инструменты помогают вести онлайн-контроль за ключевыми этапами добычи и отгрузки нефти на танкеры, сопровождать строительство скважин, контролировать целостность оборудования и отслеживать движение судов.

В 2023 году флот ГРП компании «Газпром нефть» был протестирован на Южно-Приобском месторождении

Цифровые технологии ПАО «Газпромнефть» включают в себя бесконтактные технологии внутрипластового мониторинга разработки, управляемые «микрокапсулы» для предупреждения пальцеобразования в слоистых нефтяных пластах, скважинный фильтр на основе полимера с памятью формы, методы переработки ПНГ в углеродные наноматериалы, умное заводнение на карбонатных коллекторах, квантовые вычисления для моделирования молекулярных взаимодействий и др.

ПАО «ЛУКОЙЛ»

Долгосрочная программа стратегического развития ПАО «ЛУКОЙЛ» на 2018–2027 годы включает около 100 инициатив.

Базовым элементом планирования производства в ПАО «ЛУКОЙЛ» является комплексный «цифровой двойник». Расчеты выполняются на программном комплексе «Инженерный симулятор технологических процессов» для определения наиболее эффективного способа разработки, который берется за основу при формировании режимов работы скважин и среднесрочной программы добычи. Цифровые модели сегодня используют специалисты трех центров интегрированных операций. Создание интегрированных моделей месторождений позволило увеличить добычу в среднем на 2%. Общее количество интегрированных моделей месторождений в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» достигло 40. На Аспинском месторождении специалисты реализовали пилотный проект по дистанционному мониторингу нефтегазового оборудования на базе технологии LoRaWAN. Партнерами по проекту выступила компания «Ростелеком». Беспроводная технология позволяет передавать небольшие по объему данные на расстояние до 15 км, обладает высокой проникающей способностью и действует в нелицензируемом диапазоне частот.

Более 1,6 тыс. добывающих и нагнетательных скважин на месторождениях ЛУКОЙЛ в Западной Сибири контролируются с помощью цифрового инструмента

В Чернушинском районе на базе инфраструктуры LTE компании «МТС» развернута сеть из 22 базовых станций NB-IoT. Технология позволяет снизить затраты на сбор телеметрии с территориально распределенного фонда скважин, а также обеспечивает безопасную передачу данных, высокую радиочувствительность и долгий срок службы оборудования.

На территории цеха добычи нефти и газа № 7 в Частинском округе организован удаленный контроль объектов нефтедобычи с использованием технологии NB-IoT. В результате по защищенной сети оператора сотни датчиков автоматически измеряют и отправляют параметры работы скважин на серверы корпоративной сети. Компания приступила к строительству лабораторного центра для исследований керна и пластовых флюидов со сроком ввода объекта в эксплуатацию в 2023 году.

На месторождениях Западной Сибири внедрен современный цифровой инструмент, с помощью которого ведется контроль 12 объектов разработки и более 1,6 тыс. добывающих и нагнетательных скважин. Один из наиболее успешных примеров – тестирование нейронных сетей для управления заводнением на пилотных участках зрелых нефтяных месторождений.

Важным проектом в области цифровизации является внедрение концепции интеллектуального месторождения (Life-Field). Ее суть в системной интеграции процессов управления месторождением на основе автоматизированных компьютерных систем и высокотехнологичных систем сбора больших геоданных. Эта концепция была применена на месторождении им. В. Филановского, где на фазе реализации с использованием интегрированной модели эффективно корректировались решения по размещению и конструкции эксплуатационных скважин. Это позволило менее чем за два года вывести месторождение на проектную мощность.

На объектах ПАО «ЛУКОЙЛ» применяется мобильный сервис «Культура безопасности 4.0», технологии цифровых моделей, инженерные симуляторы, мобильное приложение для мониторинга процесса добычи. Совместно с пермским НОЦ «Рациональное недропользование» был создан программно-аппаратный комплекс «Мобильный обходчик», позволяющий с помощью гаджетов автоматизировать обмен информацией при обслуживании скважин и следить за состоянием здоровья работников через смарт-браслеты.

Компания использует такие цифровые технологии, как: инновационный датчик для бурения нефтяных скважин на основе оптоволоконных гироскопов, обеспечивающий автоматический контроль направления бурения без остановки работы; ПК «Инженерный симулятор технологических процессов», позволяющий анализировать информацию о работе трубопроводов и скважинного оборудования, поступающую с месторождений, производить среднесрочное планирование и учитывать перспективные изменения параметров системы для обеспечения эффективной добычи нефти и предупреждения возможных осложнений.

ПАО «Татнефть»

В начале 2020 г. ПАО «Татнефть» создала новое подразделение «Татнефть-Цифровое развитие» – единый центр компетенций по ключевым цифровым решениям. Роботизация части производственных операций позволила высвободить 15% сотрудников и повысить эффективность принимаемых решений на 10%.

На 10% повышена эффективность принимаемых решений в компании «Татнефть» за счет роботизации части производственных процессов

В ПАО «Татнефть» успешно применяются решения с использованием искусственного интеллекта, среди которых:

- «ГисНейро» – программный нейросетевой комплекс автоматической интерпретации геофизических исследований;
- программный комплекс по локализации остаточных запасов;
- сервис по автоматическому распознаванию по фото и видеоматериалам «опасных» деревьев вблизи линий электропередачи;
- система предиктивной аналитики наработки катализатора на заводе «ТАНЕКО»;
- система контроля усталости водителя – «Антисон»;
- ПК «Система управления персоналом ALFA hrms», включенный в цифровые HR-процессы;
- комплексы программно-аппаратного дистанционного контроля для проведения предсменных и послесменных медицинских обследований.

В центре моделирования ПАО «Татнефть» созданы 3D геолого-гидродинамические модели 70% объектов нефтеразработки, дающих 65% добычи, в том числе крупнейших – Ромашкинского и Ново-Елховского. На Ромашкинском месторождении благодаря внедрению технологий «цифрового двойника» и «цифрового месторождения» себестоимость добычи нефти снизилась на 30%.

Усовершенствованы цифровые сервисы контроля и роботизированного управления скважинами сверхвязкой нефти. По итогам выполненных работ экономический эффект в результате применения моделей увеличен на 25%.

В 2022 г. выполнена программа моделирования более чем на тысяче новых скважин. Корпоративная информационная система «Автоматизированное рабочее место инженерно-технологической службы» является основной системой оперативного контроля и управления процессами нефтедобычи компании. Она содержит полный перечень показателей добычи и эксплуатации нефтепромысловых объектов, доступна таким системам, как ТОиР, ТННД, «NGT smart», «ГТМ Expert», «Учет ГНО». Количество пользователей за последние 5 лет выросло с 2,5 тыс. до 5 тыс. Более 2 тыс. из них работают в полевых условиях и пользуются системой в мобильном приложении. Оптимизация затрат в часовом эквиваленте превысила 40 000 час/год в 2022 г.

Запущен проект «Интегрированная цифровая платформа геолого-технологического мониторинга разработки нефтяных месторождений». Его планируют внедрить до конца 2023 года. В результате будет создана цифровая экосистема, которая обеспечит оцифровку информационных потоков по отслеживанию, управлению, анализу выполняемых процедур на протяжении всего цикла геофизических и гидродинамических исследований скважин.

«Стратегия 2030» ПАО «Татнефть» включает в себя создание Центра технологического развития и завершение внедрения системы КПЭ в Группе Татнефть, что должно обеспечить прирост добычи на

20 % и экономию затрат в размере 10 млрд руб. в ближайшие 5 лет за счет цифровизации.

Совместно с университетом «Иннополис» на основе анализа больших данных методами искусственного интеллекта создается система, способная синтезировать новые рецептуры битумов и смазочных материалов.

На завершающей стадии находится проект по созданию современного защищенного ядра корпоративной сети передачи больших данных – высокопроизводительного кластера сетевого оборудования. Отказоустойчивость доступа к локальной корпоративной сети обеспечивается за счет использования нескольких ведущих операторов связи, предоставляющих услуги передачи данных. Глобальная цель – объединить в единое информационно-коммуникационное пространство все подразделения и дочерние общества компании.

АО «Зарубежнефть»

Наиболее интересные решения в области цифровизации АО «Зарубежнефть» связаны с разработкой ТрИЗ: технологии ГРР, горизонтального бурения, МУН, «сквозными» цифровыми технологиями, обеспечивающими общее сокращение издержек (цифровое месторождение, Big Data, цифровые двойники, VR/AR).

Всего в портфеле АО «Зарубежнефть четыре комплексных проекта цифровой трансформации компании: цифровое месторождение, цифровая оценка новых проектов, цифровой офис и цифровые компетенции персонала.

0,07 %
от выручки составляет доля затрат на цифровизацию в АО «Зарубежнефть»

В рамках цифрового проекта SmartFlooding, планируется реализовать проект умного заводнения на стадии апробации в лабораторных условиях.

В частности, в рамках проекта запланирована работа по двум направлениям: разработка симулятора керна для планирования работ в области МУН, исследования низкопроницаемых коллекторов, снижение объема отбираемого керна, а также автоматизация лабораторного оборудования корпоративного научно-исследовательского центра АО «ВНИИнефть», используемого для рутинных и специальных исследований керна. Цель работ – переход на режим работы лабораторного оборудования 24/7, снижение рутинной нагрузки на персонал, повышение качества документирования экспериментов.

Система «Цифровая геология» предназначена для сбора и работы с большими данными с применением технологий ИИ. Цифровая модель недр будет доступна в режиме реального времени. Успешная разработка удаленных, сложнопостроенных месторождений возможна при использовании методов и технологий управления в реальном времени, инструментов моделирования и поддержки принятия решений в условиях риска и неопределенности. В этом контексте реализация комплексного проекта «цифровое месторождение» становится мощным драйвером повышения эффективности разработки, поскольку позволяет дистанционно управлять эксплуатацией производственных объектов в режиме онлайн, существенно снижая производственные затраты и повышая степень безопасности технологических операций.

Реализация проекта «цифровое месторождение» позволит решить такие задачи, как: повышение доступности и скорости обработки первичной производственной информации, передаваемой с месторождения, моделирование сценариев добычи, увеличение добычи и достижение максимальных КИН, выбор рационального варианта разработки, принятие решений на основе прогноза аналитических систем и выполнение работ по повышению безопасности персонала.

Одним из основных направлений развития АО «Зарубежнефть» в рамках проекта «Эффективные скважинные операции» является цифровая трансформация процессов строительства, реконструкции и ремонта скважин. Комплексный проект «Цифровая оценка новых проектов» направлен на обеспечение эффективного наращивания портфеля активов на различных стадиях жизненного цикла.

Проект «Цифровой офис» поддерживает стратегический фокус «Корпоративная эволюция» и продолжает работу по созданию эффективной модели управления процессами и системами.

Проект «Цифровые компетенции персонала» нацелен на развитие системы управления знаниями, умениями и навыками в области цифровых технологий.

Доля затрат на цифровизацию от выручки АО «Зарубежнефть» составляет 0,07 %.

ПАО «Транснефть»

ПАО «Транснефть» одна из первых среди госкомпаний разработала стратегию цифровой трансформации. В нее вошли решения, направленные на повышение надежности и эффективности работы магистральных трубопроводов, за счет внедрения средств интеллектуальной и бесконтактной диагностики, предиктивного анализа технического состояния объектов, создания цифровых двойников, централизованного сбора и хранения технологических и производственных данных.

В рамках стратегии цифровой трансформации компания внедряет проект цифровой бэк-офис, аналитику больших данных для развития закупочной деятельности, цифровые двойники для эффективной работы магистральных трубопроводов и цифровое управление человеческими ресурсами. В цифровом бэк-офисе будет осуществляться цифровизация управления архивами, делопроизводством, ИТ-обеспечением и автоматизация внешних коммуникаций. В перечень программ входят цифровое строительство, цифровой инжиниринг, цифровизация управления финансами.

В Центре промышленной автоматизации компании проводят полигонные испытания с использованием технологии машинного зрения и искусственного интеллекта. Система имитирует работу инженера, выполняя рутинные операции.

Для внутритрубного обследования технологических трубопроводов с наружным диаметром 530 мм и 1220 мм специалисты АО «Транснефть – Диаскан» создали магнитную измерительную систему и бортовую аппаратуру для работы в составе роботизированного комплекса.

5,2 тыс. км
нефтепроводов было обследовано сотрудниками «Транснефти» с использованием воздушно-лазерного сканирования

ООО «Транснефть – Технологии» – корпоративный ИТ-интегратор, центр технической поддержки и сопровождения информационных систем разработал платформу «ЭВОСКАДА» для систем диспетчерско-технологического управления, на базе которой можно создавать любые ИТ-продукты. В перспективе она станет фундаментом для формирования экосистемы управления производством, позволит координировать работу трубопроводов, нефтеперекачивающих станций, резервуаров, железнодорожных эстакад и портов как компонентов единого технологического ландшафта.

В АО «Связьтранснефть» в 2023 г. завершена модернизация ядра магистральной телекоммуникационной сети с коммутацией пакетов (IP MPLS). Сеть представляет собой основу, на которой развернута вся ИТ-инфраструктура системы ПАО «Транснефть», где осуществляется информационный обмен между предприятиями компании. В ходе реализации проекта на 46 узлах связи установлены высокотехнологичные маршрутизаторы сети IP MPLS. Завершенные на магистральной сети трубопроводов работы позволят последовательно развивать скорость передачи данных до 400 Гбит/с без необходимости глубокой модернизации с заменой оборудования, обеспечив потребность развития информационных и технологических сервисов системы ПАО «Транснефть». Для всех сервисов установлены транспортные мультиплексоры DWDM (оборудование спектрального уплотнения). Это создает базис для организации гибких высокоскоростных интеллектуальных сетей, обеспечивая прозрачную передачу постоянно растущего трафика больших данных, в том числе – чувствительного к временным задержкам. Новое оборудование дает возможность одновременно передавать несколько десятков информационных каналов по одному оптическому волокну, что в 16 раз увеличивает пропускную способность сети с 2,5 до 40 Гбит/с без необходимости физической прокладки новых кабельных линий.

Корпоративная информационная система «Паспортизация и контроль технического состояния» обеспечивает сбор и хранение на единой цифровой площадке данных об эксплуатации энергетического оборудования, в автоматическом режиме формирует графики его техобслуживания и ремонта, контролирует сроки исполнения назначенных работ.

Специалисты ООО «НИИ Транснефть» разработали программный модуль автоматизированного анализа планово-высотного положения объектов магистральных трубопроводов и их динамики по данным воздушно-лазерного сканирования. В 2022 году он был интегрирован в корпоративную геоинформационную систему компании. Модуль позволяет контролировать планово-высотное положение линейной части магистральных нефтепроводов, отклонение линий опор от вертикали, кренов ростверков опор магистральных нефтепроводов надземной прокладки. Применение программного модуля повышает оперативность получения значений контролируемых параметров объектов линейной части нефтепровода по данным воздушно-лазерного сканирования, обеспечивая необходимую точность и исключение влияния оператора на результаты измерений. В 2022 году было проведено обследование 5,2 тыс. км нефтепроводов с использованием воздушно-лазерного сканирования.

Результатом стал сбор 3D-массива точек лазерных отражений, что позволяет строить карты уклонов местности и определять по цифровой модели рельефа, карте уклонов и ортофотоплану проявления экзогенных геологических процессов, а также выделять их местоположение и границы.

До 2025 г. «Транснефть» намерена направить на цифровую трансформацию компании 32 млрд руб.

ПАО «Сургутнефтегаз»

На нефтепромыслах ПАО «Сургутнефтегаз» эксплуатируется 78 унифицированных систем телемеханики «АСУТП Нефтепромысла». Уровень телемеханизации эксплуатационного фонда скважин, оснащения нагнетательных скважин счетчиками учета закачиваемой воды составляет 100 %. На объектах нефтегазодобывающих промыслов смонтированы и введены в эксплуатацию цифровые системы возбуждения синхронных двигателей и генераторов. Экономический эффект от проведения мероприятий, связанных с цифровизацией, составил 174 млн руб.

174 млн руб.
составил экономический эффект от проведения мероприятий связанных с цифровизацией в компании «Сургутнефтегаз»

В 2022 году была разработана функция автоматического централизованного распределения автотранспорта по заявкам на перевозку грузов, что позволило высвободить в течение года 170 единиц техники.

В секторе добычи нефти и газа контроль за технологическими процессами в компании осуществляется с помощью средств телемеханики, интегрированных с информационными системами «ОКО», «видеостена», «Единая система оперативной работы с фондом скважин».

Компания запустила в промышленную эксплуатацию высокопроизводительный вычислительный кластер для гидродинамического моделирования месторождений, который позволит обеспечить круглосуточный режим расчетов и повысить точность прогнозирования.

В секторе нефтепереработки реализован ряд проектов по разработке, совершенствованию и модификации программного и информационного обеспечения основного производства, модернизации и развитию технических средств автоматизированной системы управления предприятием. В сбытовых предприятиях компании на АЗС установлены программные комплексы, обеспечивающие управление технологическими процессами, отпуск нефтепродуктов по топливным картам, формирование отчетности. На предприятиях проведены работы по внедрению программного и аппаратного обеспечения, позволяющего использовать новые технологии обработки, анализа и передачи больших данных, модернизированы система видеонаблюдения и интегрированная система документооборота.

Вывод

Успешное внедрение технологий искусственного интеллекта в нефтегазовой отрасли обеспечивает получение дополнительных объемов добычи нефти за счет внедрения масштабируемого инструментального базиса, прикладных методических основ модельно-предиктивного управления цифровым производством в режиме реального времени, оптимизацию кинематики и динамики движения потоков в интегрированной системе цифровой нефтегазодобычи и обеспечение требуемого качества продукции.

Создание цифровой нефтяной отрасли в России позволит решить не только важнейшие проблемы отрасли, но и создать задел для будущего эффективного развития прикладных производств и технологий в условиях экономики больших данных. Основной задачей при цифровизации и интеллектуализации нефтегазового производства является снижение капитальных и эксплуатационных затрат, увеличение эффективности добычи не менее 10%, уменьшение времени простоев скважин порядка 50% и сокращение операционных затрат порядка 10–25%. ●

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», номер гос. Рег. № НИОКТР в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. *О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года: Указ Президента Российской Федерации от 07.05.2018 г. № 204. URL: http://kremlin.ru/acts/bank/43027/page/1.*
2. *О Стратегии развития информационного общества в Российской Федерации на 2017–2030 годы: Указ Президента Российской Федерации от 09.05.2017 г. № 203. URL: http://www.scrf.gov.ru/documents/6/136.html.*
3. *Об утверждении программы цифровая экономика Российской Федерации: Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2017 г. № 1632-р. URL: https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71634878.*
4. *Еремин Н.А. О возможностях применения методов искусственного интеллекта в решении нефтегазовых задач / Н.А. Еремин, Д.А. Селенгинский // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. – 2023. – № 1. – С. 201–211. – EDN LGOGCA.*
5. *Дмитриевский А.Н. Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России / А.Н. Дмитриевский, А.М. Мастепанов, В.В. Бушуев // Вестник Российской академии наук. – 2014. – Т. 84, № 10. – С. 867. – DOI 10.7868/S0869587314100077. – EDN SNWWEF.*
6. *Еремин Н.А. Управление нефтегазовыми активами в эпоху технологий хранения и обработки больших массивов данных / Н.А. Еремин, А.А. Степанян, В.Е. Столяров // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2019. – № 12(557). – С. 5–14. – DOI 10.33285/0132-2222-2019-12(557)-5-14. – EDN EOOJYK.*
7. *Официальный сайт Министерства энергетики РФ. https://minenergo.gov.ru/node/910 Структура нефтедобычи (дата обращения: 10.08.2023 г.).*
8. *Паспорт Стратегии цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса до 2030 года. https://mintrans.gov.ru/documents/8/11374?ysclid=ll6cd8fo3x582369163 (дата обращения: 11.08.2023 г.).*
9. *Р.Х. Азиева. Мониторинг результатов цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли // Международный журнал. Естественно-гуманитарные исследования. № 40 (2), 2022. С. 21–28.*
10. *Козлова Д.В., Пигарев Д.Ю. Цифровая трансформация нефтегазовой отрасли: барьеры и пути их преодоления // Газовая промышленность. 2020. № 7. С. 34–38.*
11. *Азиева Р.Х. Мониторинг результатов цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли // Международнфй журнал. Естественно-гуманитарные исследования № 40 (2), 2022. С. 21–28.*
12. *Д. Пигарев, Д. Козлова. Цифровая добыча нефти // VYGON Cjnsalning. 2018. 61 с.*
13. *Официальный сайт «ПАО НК «Роснефть» http://www.rosneft.ru/. (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
14. *Стратегия «Роснефть-2022». https://neftegaz.ru/tech-library/menedzhment/142430-strategiya-rosneft-2022. (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
15. *Цифровизация производственных процессов. Акционер № 26 от июня 2023 г. https://www.rosneft.ru/upload/site1/document_publication/Rosneft_Gazeta2022_RUS.pdf. (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
16. *Стратегия «Роснефть-2022». URL: https://neftegaz.ru/tech-library/ menedzhment/ 142430-strategiya-rosneft-2022/ (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
17. *Сайт ПАО «Газпром нефть». https://www.gazprom-neft.ru/ (дата обращения 09.08.2023г.)*
18. *Газпром нефть утвердила цифровую стратегию до 2030 г. https://gisprofi.com/gd/documents/gazprom-neft-utverdila-tsifrovuyu-strategiyu-do-2030-goda-klyuchevye.html (дата обращения: 09.08.2023г.)*
19. *Газпром нефть» открыла в Санкт-Петербурге центр цифровой трансформации «Цифергауз». https://www.gazprom-neft.ru/press-center/news/gazprom_neft_otkryla_v_sankt _peterburge_tsentr_tsifrovoy_transformatsii_tsifergauz/ (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
20. *«Газпромнефть-Цифровые решения» https://ds.gazprom-neft.ru/business/ (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
21. *Стратегии цифровой трансформации ПАО «Газпром нефть» до 2030 года // Газпром нефть. URL: https://ar2019.gazprom-neft.ru/strategic-report/digital-transformation.*
22. *Официальный сайт ПАО «Лукойл». https://lukoil.ru (дата обращения 09.08.2023 г.).*
23. *Политика группы «Лукойл» в области устойчивого развития. https://lukoil.ru/FileSystem/9/572546.pdf (дата обращения 09.08.2023 г.).*
24. *Информационнын технологии в Лукойл. https://www.tadviser.ru/index.php/ Статья:Информационные технологии в Лукойл (дата обращения: 09.08.2023г.).*
25. *Официальный сайт ПАО «Татнефть». https://www.tatneft.ru (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
26. *Татнефть. Цифровизация как непрерывное совершенствование https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_management/cifrovizaciya-kak-nepreryvnoe-sovershenstvovanie/ (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
27. *Официальный сайт АО «Зарубежнефть». https://www.zarubezhneft.ru/ru/ (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
28. *Зарубежнефть: Главное о цифровой трансформации компании. https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_management/glavnoe-o-cifrovoj transformacii/ (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
29. *Нефть без границ//Зарубежнефть [Электронный ресурс] URL: https://www.zarubezhneft.ru/media/filer_public/8e/25/8e2555a5-c428-4cd1-aaf0 8632111a9bdb/zn_book_202004.pdf.*
30. *Официальный сайт ПАО «Транс нефть». https://www.transneft.ru/about (дата обращения: 09.08.2023г.)*
31. *https://www.tadviser.ru/index.php/Статья: Информационные_технологии_в_Транснефти (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
32. *https://www.directum.ru/clients/projects/surgutneftegas (дата обращения: 09.08.2023 г.).*
33. *Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Иниватов Д.П. и др. Анализ рисков при использовании технологий искусственного интеллекта в нефтегазодобывающем комплексе // Журнал «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности», № 7 (576). 2021. С.17-27. DOI: 10.33285/0132-2222-2021-7(576)-17–27.*
34. *Пырков И.В. Евдокимов А.Н. Стратегия цифровой трансформации в условиях ограничений отраслевого развития на примере нефтедобывающей отрасли // Московский экономический журнал № 3. 2023 г. С. 344–353. DOI:10.55186.2413046X_2023_8_3_107.*
35. *Мастепанов А.М. Нефтяные рынки в годы великих трансформаций // Журнал «Энергетическая политика». № 4 (182). 2023. С. 18–32. DOI: 1046920/2409-5516_2023_4182_18.*
36. *Санкова Л.В. Нефтегазовый комплекс на современном этапе: проблемы и перспективы цифровой трансформации // Актуальные проблемы экономики и менеджмента. 2021. № 1 (29). С. 97–109.*
37. *Сулова С.Б., Мартынатов В.С. Особенности цифровой трансформации предприятий нефтегазового комплекса // Организатор производства. 2019. № 2. С. 27–36.*

KEYWORDS: *big data, digitalization, VIC, management, esernet, digital polygon, supercomputing, giga- and tera modeling.*

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)

ТРЕУГОЛЬНЫЙ ПОДХОД

к выбору поставщиков логистических услуг в нефтегазовой отрасли: стоимость, компетентность и согласованность

УДК 621.6

Кичигин Юрий Александрович
председатель совета директоров компании АО «ВНОГ»

НЕФТЕГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ, КОТОРУЮ ЧАСТО НАЗЫВАЮТ ОДНОЙ ИЗ САМЫХ СЛОЖНЫХ И ЗАПУТАННЫХ, ТРЕБУЕТ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ В УПРАВЛЕНИИ ЛОГИСТИКОЙ. ВЫБОР ПОСТАВЩИКА ЛОГИСТИЧЕСКИХ УСЛУГ ЯВЛЯЕТСЯ РЕШАЮЩИМ ФАКТОРОМ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ СУЩЕСТВЕННО ПОВЛИЯТЬ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ. НЕФТЯНЫЕ, НЕФТЕСЕРВИСНЫЕ И БУРОВЫЕ КОМПАНИИ ПРЕИМУЩЕСТВЕННО ВЫБИРАЮТ СВОИХ ПАРТНЕРОВ ПО ЛОГИСТИКЕ НА ОСНОВЕ ТРЕХ ОСНОВНЫХ ФАКТОРОВ: СТОИМОСТИ, КОМПЕТЕНТНОСТИ И СОГЛАСОВАННОСТИ. ПОЧЕМУ НЕФТЕГАЗОВЫМ КОМПАНИЯМ СЛЕДУЕТ ВЫБИРАТЬ ПОСТАВЩИКОВ ЛОГИСТИЧЕСКИХ УСЛУГ НА ОСНОВЕ ИХ СТОИМОСТИ, КОМПЕТЕНТНОСТИ И СОГЛАСОВАННОСТИ?

OFTEN DESCRIBED AS ONE OF THE MOST COMPLEX AND COMPLEX INDUSTRIES, THE OIL AND GAS INDUSTRY REQUIRES EXCEPTIONAL STANDARDS IN LOGISTICS MANAGEMENT. THE CHOICE OF LOGISTICS SERVICE PROVIDER IS A DECISIVE FACTOR THAT CAN SIGNIFICANTLY AFFECT THE EFFICIENCY OF AN ENTERPRISE. OILFIELD, OILFIELD SERVICES AND DRILLING COMPANIES PREDOMINANTLY SELECT THEIR LOGISTICS PARTNERS BASED ON THREE MAIN FACTORS: COST, COMPETENCE AND CONSISTENCY. WHY SHOULD OIL AND GAS COMPANIES CHOOSE LOGISTICS SERVICE PROVIDERS BASED ON COST, COMPETENCE AND CONSISTENCY?

Ключевые слова: *логистика, поставщики услуг, операционная эффективность, финансовые показатели, транспортировка.*

В деятельности компаний нефтегазовой отрасли логистика составляет важную часть всех операций. Для отрасли характерны сложные логистические цепочки и высокая степень специализации нефтегазовых операций. Учитывая эту сложность, выбор поставщика логистических услуг становится важным решением, которое имеет далеко идущие последствия для деятельности нефтегазовой компании. Чтобы оптимизировать этот процесс отбора, компании должны сосредоточиться на трех ключевых факторах: стоимости, компетентности и согласованности.

Компания АО «Вайт Найтс Ойл энд Газ» (АО «ВНОГ») является логистической компанией и таможенным представителем, оказывающим услуги по организации перевозок и таможенному оформлению грузов для нефтегазовой промышленности. За время работы с момента основания в 2009 году АО «ВНОГ» зарекомендовало себя надежным партнером для крупнейших российских и международных нефтебуровых и нефтесервисных компаний

СТОИМОСТЬ: достижение операционной эффективности

Волатильный характер цен на нефть и газ требует от компаний быть более гибкими, оптимизируя операционные расходы везде, где это возможно. Одной из таких областей является логистика, где выбор экономичного поставщика логистических услуг может значительно увеличить прибыль компании. Однако очень важно не воспринимать затраты на логистику изолированно. Самый экономичный поставщик логистических услуг не всегда может быть лучшим выбором, если качество услуг, надежность или скорость поставок поставлены под угрозу. Ключевым моментом является поиск логистического подрядчика, который может предоставить необходимые услуги в рамках бюджета, не жертвуя операционной эффективностью. Логистические компании, предлагающие конкурентоспособные цены в сочетании с дополнительными услугами, такими как отслеживание в режиме реального времени, анализ данных и интегрированные решения для цепочки поставок, таможенное оформление, могут значительно снизить затраты в цепочках поставок. Кроме того, гибкость в корректировке затрат, учитывая динамику рынка, также играет жизненно важную роль в процессе выбора логистического подрядчика. Способность поставщика логистических услуг адаптироваться к изменяющимся рыночным условиям может помочь нефтегазовым компаниям сохранить финансовую стабильность в трудные времена.

КОМПЕТЕНТНОСТЬ: обеспечение отраслевых знаний

Логистика в нефтегазовой отрасли является специализированной областью, включающей транспортировку опасных материалов, крупного оборудования и выполнение сложных операций, таких как перевозки большого количества грузов в короткие сроки в период зимнего и летнего завоза в труднодоступные места в Западной и Восточной Сибири и районов Крайнего Севера. Таким образом, выбор компетентного поставщика логистических услуг не подлежит обсуждению. Компании должны отдавать предпочтение поставщикам логистических услуг, которые демонстрируют глубокие отраслевые знания, технические навыки и подтвержденный опыт управления сложными операциями. Компетенция также распространяется на антикризисное управление – нефтегазовые компании работают в непредсказуемых условиях, когда сбои оборудования, экологические опасности или геополитические проблемы могут нарушить работу нефтяной компании. Компетентный поставщик логистических услуг должен иметь эффективные экстренные планы на случай непредвиденных обстоятельств, чтобы обеспечить непрерывность бизнеса перед лицом таких сбоев. Более того, использование передовых технологий, таких как искусственный интеллект и Интернет вещей, в логистических операциях становится все более важным. Логистические компании, предлагающие эти возможности, могут повысить эффективность, уменьшить количество ошибок и предоставлять информацию в режиме реального времени, способствуя более эффективному принятию решений.

СОГЛАСОВАНИЕ: содействие беспрепятственному партнерству

Согласование, фактор, который часто упускают из виду при выборе поставщика логистических услуг, имеет решающее значение для развития долгосрочных партнерских отношений. Это относится к стратегической, операционной и этической совместимости между нефтегазовой компанией и поставщиком логистических услуг. Стратегическое согласование гарантирует, что обе стороны разделяют общие бизнес-цели, помогая им работать вместе для достижения единых целей. Оперативное согласование, с другой стороны, относится к аналогичным процессам, методологиям и стилям общения, что способствует плавной интеграции и сотрудничеству. В сегодняшнюю эпоху корпоративной социальной ответственности, соблюдение этических норм имеет первостепенное значение. Нефтегазовые компании все чаще отдают приоритет устойчивости и социальной ответственности. Поставщики логистических услуг, которые соответствуют этим ценностям, демонстрируя приверженность экологически безопасным методам и соблюдение этических норм, могут повысить репутацию компании и внести свой вклад в достижение ее целей в области устойчивого развития. Кроме того, согласованность способствует общему пониманию и взаимному доверию, что крайне важно для эффективного решения проблем и разрешения конфликтов. Эта гармония может в конечном итоге привести к повышению эффективности работы и производительности на производстве.

Одним из важнейших преимуществ АО «ВНОГ» в организации перевозок и таможенного оформления является:
цифровизация процессов

WNOG **Цифровое решение eWNOG это:**

- Интеграция электронных сервисов ФТС России и перевозчиков
- Информация о статусе таможенного оформления, перевозок грузов в режиме реального времени 24/7
- Предоставление документов в удобном для клиента формате на портале eWNOG, по электронной почте
- Передача необходимых сведений в электронную систему клиента по API в автоматическом режиме

Заключение

В сложных условиях, влияющих на нефтегазовую отрасль, выбор поставщика логистических услуг может существенно повлиять на операционную эффективность, финансовые показатели и репутацию компании. Сосредоточив внимание на стоимости, компетентности и согласованности, компании могут сделать осознанный выбор, выбрав логистического поставщика, который не только отвечает их логистическим потребностям, но и соответствует их стратегическим целям и ценностям. Такой комплексный подход к выбору может помочь нефтяным и газовым компаниям справиться с логистическими трудностями и добиться высоких результатов в работе, способствуя их долгосрочному успеху.

Keywords: *logistics, service providers, operational efficiency, financial indicators, transportation.*

info@wnoglogistics.com www.wnoglogistics.com www.wnogresources.com +7 812 326 56 56

НАЛОГООБЛОЖЕНИЕ НЕФТЕДОБЫЧИ В РОССИИ

УДК: 004:330.322:622.276

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЕТСЯ ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ В РОССИИ. ПРИВЕДЕНА ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЙСТВУЮЩИХ НАЛОГОВЫХ РЕЖИМОВ РФ.ПОКАЗАНО, ЧТО ОСНОВНОЙ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ РФ С ПРИМЕНЕНИЕМ НАЛОГА НА ДОБЫЧУ ПРИРОДНЫХ ИСКОПАЕМЫХ ОБЕСПЕЧИВАЕТ СТАБИЛЬНЫЙ ДОХОД ГОСУДАРСТВУ, ОДНАКО ОН СОСТАВЛЯЕТ БОЛЬШУЮ НАЛОГОВУЮ НАГРУЗКУ ДЛЯ ИНВЕСТОРА, ЧТО ПРЕПЯТСТВУЕТ РАЗРАБОТКЕ МАЛОРЕНТАБЕЛЬНЫХ И ВЫРАБОТАННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. ПОКАЗАНО, ЧТО ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ЦЕЛЕСООБРАЗНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ НАЛОГОВЫЙ РЕЖИМ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАЛОГА НА ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЙ ДОХОД (НДД). НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ, КОТОРЫЕ РАЗРАБАТЫВАЮТСЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ, ЦЕЛЕСООБРАЗНО ИСПОЛЬЗОВАТЬ НАЛОГОВЫЕ РЕЖИМЫ НДД И СОГЛАШЕНИЕ О РАЗДЕЛЕ ПРОДУКЦИИ

THE ARTICLE DISCUSSES THE CURRENT STATE OF THE OIL PRODUCTION TAXATION SYSTEM IN RUSSIA. THE CHARACTERISTIC OF THE CURRENT TAX REGIMES OF THE RUSSIAN FEDERATION IS GIVEN. IT IS SHOWN THAT THE MAIN TAX REGIME OF THE RUSSIAN FEDERATION WITH THE APPLICATION OF THE TAX ON THE EXTRACTION OF NATURAL RESOURCES PROVIDES A STABLE INCOME TO THE STATE, BUT IT CONSTITUTES A LARGE TAX BURDEN FOR THE INVESTOR, WHICH PREVENTS THE DEVELOPMENT OF UNPROFITABLE AND DEPLETED DEPOSITS. IT IS SHOWN THAT FOR DEPOSITS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES IT IS ADVISABLE TO USE THE TAX REGIME USING THE ADDITIONAL INCOME TAX (ATD). USING THE EXAMPLE OF THE SREDNE-NAZYMSKOYE OIL FIELD, IT HAS BEEN ESTABLISHED THAT FOR FIELDS WITH HARD-TO-RECOVER RESERVES THAT ARE DEVELOPED USING ENHANCED OIL RECOVERY METHODS, IT IS ADVISABLE TO USE THE ATD TAX REGIMES AND THE PRODUCTION SHARING AGREEMENT

Ключевые слова: *месторождения, добыча нефти, налоговые режимы, налоговый маневр, выручка, цена нефти, вывозная таможенная пошлина, недропользователь, трудноизвлекаемые запасы.*

Богаткина Юлия Геннадьевна
к.т.н, в.н.с

Лындин Виктор Николаевич
к.э.н, с.н.с.

Сарданашвили Ольга Николаевна
Заведующая лабораторией, к.т.н, с.н.с.

Федеральное государственное бюджетное учреждение науки, Институт Проблем Нефти и Газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН)

Энергетический сектор играет важную роль в формировании доходов бюджета РФ. В России собственником недр является государство, а недропользователи платят налоги за пользование недрами [1,2]. На протяжении многих лет налогообложение нефтяной отрасли в РФ обеспечивало высокий уровень налоговых поступлений в бюджет, что повлекло создание неблагоприятного налогового климата, мешающего интенсивному развитию отрасли и повышению ее эффективности. Главный недостаток существующей системы налогообложения нефтедобычи РФ состоит в том, что ставки налогов и вывозных таможенных пошлин практически полностью зависят от мировой цены Urals и в то же время они слабо зависят от финансового результата добывающих компаний. Разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти и освоение новых месторождений часто нерентабельно в таких налоговых условиях. Для сокращения отрицательного эффекта от большой налоговой нагрузки на нефтедобывающую отрасль и сохранения инвестиционной активности необходимы меры повышения гибкости налоговой системы с дифференцированием ставок налогов в зависимости от показателей технико-экономических показателей при оценке нефтегазовых проектов. Стабильность налоговой системы в нефтедобыче особенно важна из-за высокой капиталоемкости производства, больших сроков окупаемости проектов, высоких геологических рисков, связанных с неопределенностью объемов и качества запасов, а также высокой изменчивостью цен на нефть.

Рассмотрим подробно основной налоговый режим РФ – применение налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [1–8].

В соответствие с Налоговым кодексом РФ НДПИ взымается с объема добычи углеводородов [7]. Налог учитывает мировые цены на нефть, объем запасов, степень их выработанности, особенности месторождения, а также уровень сложности добычи нефти.

Формула для расчета ставки налога на добычу полезных ископаемых (*НДПИ (нефть)*) имеет следующий вид[7]:

$$НДПИ\ (нефть) = К_{ндпи} \times К_{Ц} - Д_{М}, \quad (1)$$

где $К_{ндпи}$ – базовая ставка НДПИ, руб./т (с 1 января 2017 г. ставка установлена в размере 919 руб./т);

$Д_{м}$ – коэффициент особенности добычи, руб./т;

$К_{ц}$ – коэффициент, который характеризует динамику мировых цен на нефть марки Urals, д.ед.

Коэффициент Кц определяется следующим образом [7]:

$$К_{ц} = \frac{(Ц - 15) \times Р}{261}, \quad (2)$$

где *Ц* – средний показатель цены нефти марки Юралс (по итогам работы в налоговом периоде, за один месяц), дол/бар;

Р – средний курс рубля к доллару (по данным ЦБ за последний месяц), руб./ дол.

Коэффициент $К_{цна}$ февраль 2023 года равен 13,98. Формулы расчета этого коэффициента представлены [7].

Основную роль в расчете $Д_{м}$ играет коэффициент, который учитывает особенности конкретной залежи. Для многих залежей этот коэффициент равен 428 руб./т [7]. Для объектов Баженовской свиты, а также Абалакским, Хадумским

РИСУНОК 1. Динамика изменения НДПИ

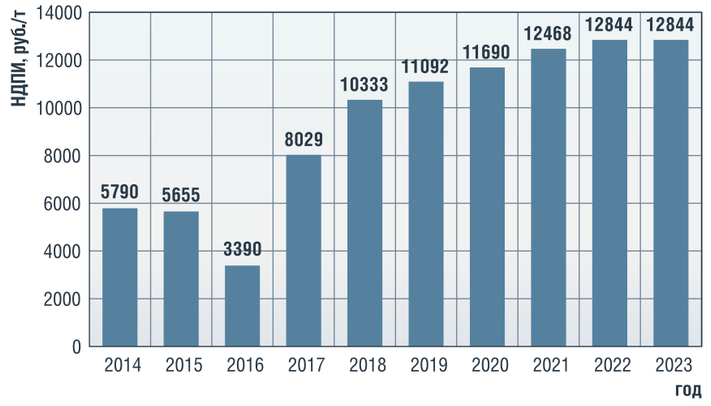
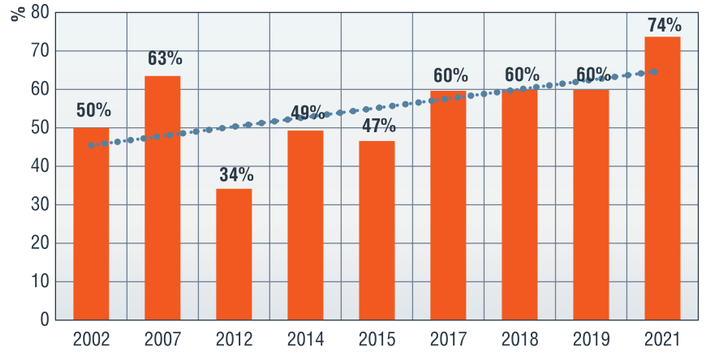


РИСУНОК 2. Доля НДПИ в структуре себестоимости



или Доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными Государственного баланса запасов [7] этот коэффициент равен 0.

Модифицированная формула для расчета ставки НДПИ имеет следующий вид [7]:

$$НДПИ\ (нефть) = К_{ндпи} \times К_{Ц} + К_{К}, \quad (3)$$

где $К_{к}$ – коэффициент конкретной залежи, руб./т.

На основе формулы (3), а также данных [9]определена динамика ставки НДПИ в целом по РФ, которая представлена на рис. 1.

На рис. 2 показана динамика доли НДПИ в структуре себестоимости [10].

Анализ приведенных на рис. 1, 2 данных свидетельствует о постоянном росте налоговой нагрузки на недропользователя при использовании налогового режима с применением НДПИ.

С 1 января 2019 г. в РФ приняты решения об изменении налоговых режимов (налоговый маневр) [11,12]. Сущность налогового маневра состоит в постепенном росте НДПИ при одновременном снижении вывозной таможенной пошлины. В ходе маневра размер пошлины к 2024 году должен уменьшиться с 30 % до нуля, а НДПИ увеличиться на эквивалентную сумму. Цель данного закона в снижении зависимости российского бюджета от цен на нефть. Налоговый маневр начал проводиться с 1 января 2019 года с поэтапным снижением вывозной таможенной пошлины на нефть [13]. Кроме этого был предусмотрен переход от НДПИ к налогу на дополнительный доход (НДД) [12].

В настоящее время вывозная таможенная пошлина ($С_{тнефть}$) определяется следующим образом [13, 14]:

$$С_{тнефть} = К_{нефть} \times 0{,}35 \times (Ц_{нефть} - Ц_{нефть.сред.мировая}) \quad (4)$$

где $К_{нефть}$ – коэффициент нефти, д.е.;

$Ц_{нефть}$ – цена нефти марки Юралс, долл./т;

$Ц_{нефть.сред.мировая}$ – средняя цена на нефть сырую марки «Юралс» на мировых рынках нефтяного сырья (от 109,5 до 182,5), долл./т.

Динамика коэффициента нефти: 2019 г. – 0,833; 2020 г. – 0,667; 2021 г. – 0,5; 2022 г. – 0,333; 2023 г. – 0,167; 2024 г. – 0 [13].

На основании данных [9] была определена динамика вывозной таможенной пошлины на нефть в РФ, которая представлена на рис. 3.

С целью ослабления налоговой нагрузки на недропользователя в 2018 году для некоторых объектов разработки вместо НДПИ был введен НДД. Налоговая ставка НДД составила 50% от чистой прибыли [7]. Основная цель этого налогового режима – перенос налогового бремени с текущей годовой добычи нефти недропользователя на налогообложение его прибыли.

В первую очередь это относится к зрелым месторождениям, не имеющих льгот по выработке запасов, а также к новым месторождениям, затраты на разработку которых достаточно велики.

НДД взимается с дополнительного дохода от добычи нефти, рассчитанного как разница между расчетной выручкой от реализации углеводородного сырья и фактическими и расчетными расходами по его добыче.

Налоговая база для расчета НДД рассчитывается по формуле [15]:

$$Налоговая\ база\ НДД = Выручка - расходы - вывозная\ таможенная\ пошлина - транспортные\ расходы - НДПИ - убытки\ прошлых\ лет \quad (5)$$

где: *Выручка* – доход от реализации нефти, руб;

Расходы – затраты на добычу нефти, руб;

Вывозная таможенная пошлина – платежи в бюджет за экспорт нефти,руб;

Транспортные расходы – платежи за перевозку добытой нефти, руб;

Убытки прошлых лет – расходы, которые переносятся с прошлых налоговых периодов, руб.

К расходам относятся материальные расходы:

- расходы на оплату труда;
- расходы на содержание и эксплуатацию, ремонт и техническое обслуживание основных средств и иного имущества;
- транспортные расходы – тариф на транспорт, умноженный на объем перевозки;
- вывозная таможенная пошлина определяется как умножение экспортной пошлины на объем продажи нефти.

Ставка НДПИ рассчитывается по специальной формуле [15]:

$$НДПИ = (0{,}5 \times (Ц - 15) \times Р \times К_Н \times К_Г - ЭП \times Р), \quad (6)$$

где $Ц$ – цена нефти, дол/бар.

$К_Г$ – коэффициент периода времени с начала добычи,д.е.;

$К_Н$ – коэффициент перевода баррелей в тонны, бар./т (равен 7,3 бар./т);

$ЭП$ – вывозная таможенная пошлина, дол./бар.

$Р$ – курс рубля к доллару, руб./дол.

По коэффициенту периода времени с начала добычи ($К_Г$) дифференциация пилотных групп объектов, применяющих НДД, представлена в таблице 1 [7, 14].

Расчетная годовая выручка от реализации углеводородного сырья ($В_Р$) определяется следующим образом [15]:

$$В_Р = Ц_Н \times V_Н \times Р \times К_Н, \quad (7)$$

где $Ц_Н$ – цена нефти, дол./бар;

$V_Н$ – объем добычи нефти за год, т.

Этот налоговый режим предполагает сохранение НДПИ, но с пониженной ставкой равной 50% от его расчетной среднегодовой ставки. Налоговый режим с применением НДД применяется для некоторых групп месторождений: новые месторождения в Восточной Сибири, зрелые и новые месторождения в Западной Сибири [15]. Под действие данного режима попадают лицензионные участки в Ненецком автономном округе [15].

Преимущество НДД состоит в том, что он призван унифицировать подход к налогообложению проектов и заменить множество льгот по НДПИ прозрачной и понятной налоговой схемой налогообложения. Однако, механизм НДД предусматривает ведение раздельного учета доходов и расходов по каждому месторождению, что требует доступа к информации по затратам компаний по проектам.

При этом со стороны недропользователя этот аспект дает возможность занижать налогооблагаемую базу и платить меньшую сумму налогов, что также является недостатком НДД. Несмотря на очевидные положительные стороны, этот налоговый режим требует доработки, поскольку нефтяная отрасль в России – бюджетообразующая.

В Налоговом кодексе описаны группы участков недр, при разработке которых недропользователи имеют право выбрать уплату НДД [2, 5]:

РИСУНОК 3. Динамика изменения вывозной таможенной пошлины

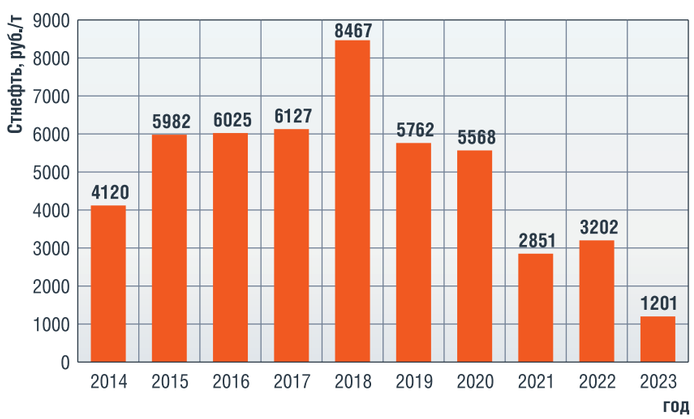


ТАБЛИЦА 1. Дифференциация пилотных групп НДД

Район	Величина $К_Г$ (годы работы месторождения)
1. Новые месторождения Восточной Сибири, НАО, и севере ЯНАО	0,4 с начала добычи до 5 года 0,6 – шестой год 0,8 – седьмой год 1 – с восьмого года
2. Новые месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока	0,4 первые шесть лет 0,6 седьмой год 0,8 восьмой год 1 до конца разработки 1,2 – 1,95 до 2023 года для отдельных месторождений
3. Действующие месторождения Тюменской области, ХМАО, ЯНАО, Коми	Выработанность от 0,1 до 0,8 на 01.01.2017 Кг = 1 на весь период разработки
4. Новые месторождения Тюменской области, ХМАО, ЯНАО, Коми	0,5 – с начала добычи 0,75 – второй год 1 – с третьего года
5. Новые месторождения Севера Красноярского края, Якутии и Чукотки	0 – с начала добычи до 15 года 0,2 – 16 год 0,4 – 17 год 0,6–18 год 0,8 – 19 год 1 – с 20 года
Примечание: при $К_Г$ меньше 1 для 1, 2 и 5 групп ЭП = 0	

1. Новые месторождения в Республике Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярском крае, Ненецком автономном округе, в пределах дна Каспийского моря и частично в ЯНАО. Это «гринфилды» со степенью выработанности 5%;
2. Утвержденный список новых месторождений, преимущественно расположенных в Восточной Сибири и Дальнем Востоке и имеющих льготы по экспортной пошлине;
3. Зрелые месторождения со степенью выработанности от 10 до 80 % в границах Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа – Югры, Ямало-Ненецкого автономного округа, Республики Коми. Это «браунфилды» в Западной Сибири со степенью выработанности от 10% до 80% и совокупным уровнем добычи не более 15 млн т;
4. Новые месторождения в тех же регионах;
5. С 2020 года введены новые месторождения, расположенные полностью или частично севернее 70° северной широты, полностью в границах Красноярского края, республики Саха (Якутия), Чукотского автономного округа.

В конце июня 2022 года президентом был подписан закон о включении в периметр НДД 86 участков недр вцелях стимулирования добычи нефти наистощенных иновых месторождениях. Документ опубликован на официальном портале правовой информации [16].

В сферу действия НДД включено 30 участков, относящихся к третьей группе (выработанные месторождения), и 56 участков изчетвертой группы (вновь вводимые участки).

Таким образом, режим НДД в целом будет расширен на86 участков. Их разработкой занимаются компании «Роснефть», «Сургутнефтегаз», «Лукойл», «Газпром нефть», «Печоранефтегаз» и «Независимая нефтегазовая компания».

В результате на условиях НДД в целом можно будет разрабатывать 69 участков третьей группы и 88 участков четвертой. Эти участки расположены в ХМАО, ЯНАО, Северо-Кавказском федеральном округе, Республике Коми, Сахалинской, Тюменской, Томской, Оренбургской и Самарской областях. В целом переход на НДД должен стимулировать компании к вводу нерентабельных месторождений, что, в свою очередь, увеличило бы инвестиции в разработку этих месторождений.

Пока в России при внедрении механизма НДД сохраняется НДПИ. Это связано с тремя основными причинами [7]:

- НДПИ дает доход вне зависимости от эффективности проекта, соответственно, государство гарантирует себе определенные доходы с самого начала добычи нефти.
- Величина НДПИ более предсказуема и ее легче администрировать;
- Применение НДД, стимулирует излишние затраты, компании могут увеличить расходы, чтобы меньше платить НДД.

Таким образом, можно сформулировать основные преимущества и недостатки применяемых налогов.

Для НДПИ основными преимуществами является то, что он обеспечивает стабильный доход государству, однако он составляет большую налоговую нагрузку для предприятий, что препятствует инвестициям в малорентабельные и выработанные месторождения.

Для НДД основным преимуществом является то, что налог учитывает результаты работы компании, как для прибыльных месторождений, так и для маргинальных. Данный налог взимается только когда окупаются затраты и стимулирует разработку новых и труднодоступных месторождений. При убытке при освоении месторождения в текущем году компания не будет уплачивать налог. К недостаткам относится, то, что государство получит доход только в том случае, когда будет достигнута положительная динамика прибыли проекта.

Кроме рассмотренных налоговых режимах НДПИ и НДД необходимо отметить еще один перспективный налоговый режим – соглашение о разделе продукции (СРП) [3].

Необходимо отметить, что налоговый режим СРП применяется только для нескольких месторождений РФ (Сахалин-1, Сахалин-2, Харьягинское

РИСУНОК 4. Общая схема налогового режима СРП

месторождение). Есть исследования о перспективах применения этого налогового режима для освоения трудноизвлекаемых запасов российских месторождений углеводородов [17,18].

На основании налогового режима СРП инвестору (частной российской или иностранной компании) предоставляются государством на определенный срок предоставляются исключительные права на проведение работ по поиску, разведке и добыче минерального сырья на участках и месторождениях. При этом инвестор освобождается от уплаты налогов, сборов и иных обязательных платежей в государственно-территориальные и местные структуры за исключением НДПИ и налога на прибыль, которые заменяются разделом продукции. Общая схема налогового режима СРП представлена на рис. 4.

Компания-инвестор возмещает понесенные затраты на разработку и эксплуатацию месторождения частью стоимости добытой нефти, которая называется компенсационной продукцией. Получившийся остаток (прибыльная продукция) распределяется в определенном соотношении между государством и инвестором, которое определяется в соглашении о разделе продукции.

Расчет прибыльной продукции ($П_{пt}$) производится по формуле:

$$П_{пt} = B_t - НДПИ \times Q_{нt} - K_{пt}, \quad (8)$$

где B_t – текущая годовая выручка от реализации продукции, руб.;

$Q_{нt}$ – годовая добыча нефти, т;

НДПИ – ставка налога на добычу полезных ископаемых, руб./т;

$K_{пt}$ – стоимость компенсационной продукции, руб.

Для оценки технико-экономической эффективности сохраняется многокритериальный подход, где основными критериями оценки вариантов являются величина дохода недропользователя (ДН), дисконтированный доход недропользователя (ДДН) и дисконтированный доход государства ДДГ.

Доход недропользователя определяется следующим образом:

$$ДН_t = A1 \times П_{пt} - (З_t - K_{пt}), \quad (9)$$

где $A1$ – доля инвестора, д.ед.;

$З_t$ – затраты инвестора на добычу нефти, руб.

Дисконтированный доход недропользоателя рассчитывается по формуле:

$$ДДН_t = ДН_t \times \left(\frac{1}{1+E}\right)^t, \quad (10)$$

где E – норматив приведения, д.е.;

t – текущий год разработки, год.

Доход государства ($Дг_t$) производится по следующей формуле:

$$ДГ_t = A2 \times П_{пt} + НДПИ \times Q_{нt} + Н_{пt}, \quad (11)$$

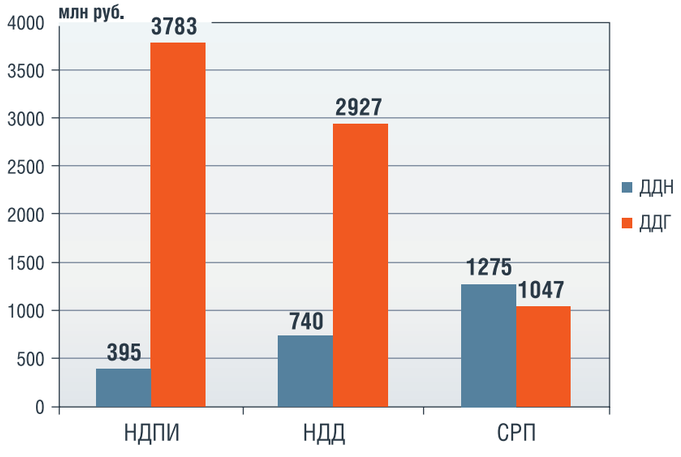
где $A2$ – доля прибыльной продукции государства, д.ед.;

$Н_{пt}$ – налог на прибыль, руб.;

Дисконтированный доход государства ($ДДГ_t$) производится по следующей формуле:

$$ДДГ_t = ДГ_t \times \left(\frac{1}{1+E}\right)^t. \quad (12)$$

РИСУНОК 5. Дисконтированный доход недропользователя (ДДН) и дисконтированный доход государства (ДДГ) с применением различных налоговых режимов при разработке одного из участков Средне-Назымского нефтяного месторождения



Рассмотрим применение налоговых режимов НДПИ, НДД и СРП на примере освоения одного из участков Средне-Назымского нефтяного месторождения с трудноизвлекаемыми запасами. Недропользователем месторождения является ОАО «Ритэк». Месторождение относится к отложениям Баженовской свиты, расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. Его разработка ведется с применением термогазового метода воздействия на пласт [19].

Для этого месторождения были проведены исследования технико-экономической эффективности с применением налоговых режимов НДПИ, НДД, СРП. Результаты расчетов представлены на рис. 5.

Дисконтированный доход недропользователя (ДДН) и дисконтированный доход государства (ДДГ) с применением различных налоговых режимов при разработке одного из участков Средне-Назымского нефтяного месторождения.

Результаты исследований для этого месторождения показали, что налоговый режим НДПИ характеризуется низкой доходностью для инвестора, при этом его доход находится на грани рентабельности. Применение налоговых режимов НДД и СРП значительно повышают доход инвестора, при значительном сокращении дохода государства.

Для данного месторождения оптимальным режимом налогообложения можно считать налоговый режим НДД, который позволяет согласовать интересы инвестора и государства.

На основе анализа результатов проведенных исследований показано, что

- использование налогового режима НДПИ выполняет задачи обеспечения бюджета РФ, однако является значительной налоговой нагрузкой для компаний нефтегазового сектора. Доля НДПИ в себестоимости добычи углеводородов составляет более 70%;
- применение НДПИ недостаточно стимулируют разработку новых месторождений, старых выработанных месторождений, а также месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Для таких месторождений целесообразно использовать налоговый режим НДД;
- для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, которые разрабатываются с применением методов повышения нефтеотдачи, целесообразно использовать налоговые режимы НДД и СРП.

Статья подготовлена по результатам научных исследований, выполненных в рамках в рамках государственного задания по теме: «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)» № в РОСРИД 122022800270-0.

Литература

1. *ФЗ РФ № 2395-1 «О недрах» (редакция от 1.04.2022 г.) от 21.02.1992 г. (редакция от 1.04.2022 г.) [Электронный ресурс] URL: https://legalacts.ru/doc/zakon-rf-ot-21021992-n-2395-1-o/ (дата обращения: 2023-03-11).*
2. *Налоговый кодекс Российской Федерации. Части первая и вторая: текст с посл. изм. и доп. на 1 февраля 2022 г [Электронный ресурс]. URL:https://nalog.garant.ru/fns/nk(дата обращения 2023-03-11).*
3. *Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.*
4. *Налоговый кодекс РФ. Часть вторая НК РФ «Раздел VIII. Федеральные налоги» Глава 26. Налог на добычу полезных ископаемых» Статья 342.5 [Электронный ресурс]. URL: https://legalacts.ru/kodeks/NK-RF-chast-2/razdel-viii/glava-26/ (дата обращения: 2023-03-11).*
5. *Козлова Д., Ежов С. и др. Налоги в нефтедобыче. Реформа 2020 г. Вигон Консалтинг, 2020. [Электронный ресурс]. URL: https://vygon.consulting/upload/iblock/0b6/vygon_consulting_tax_reform_2020.pdf (дата обращения: 2023-03-11).*
6. *Пучкарёв Д. НДПИ. Почему эти 4 буквы так важны для российских нефтяников [Электронный ресурс] URL: https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/ndpi-pochemu-eti-4-bukvy-tak-vazhny-dlia-rossiiskikh-neftianikov (дата обращения: 2023-03-11).*
7. *Налоговый кодекс РФ (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023Статья 342. Налоговая ставка [Электронный ресурс] URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/b0945496f341b2d7e1f79e0bc9dd4e4522a466b1/ (дата обращения: 2023-03-11).*
8. *Письмо ФНС РФ от от 6 февраля 2023 г. № СД-4-3/1343@. Данные, необходимые для исчисления НДПИ в отношении нефти, НДД и акциза на нефтяное сырье, за январь 2023 года.[Электронный ресурс] URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_439641/ (дата обращения: 2023-03-11).*
9. *Ставки налога на добычу полезных ископаемых // Платформа «Косультант Плюс» [Электронный ресурс] URL: https://demo.consultant.ru/cgi/online.cgi?req=doc&ts=K2ftCbTW1RZ0KxkV&cacheid=91D0C524D867525D9B6E847A4DC041F5&mode=splus&rnd=tRBjhg&base=LAW&n=50642&dst=100003#Ftm1EbTfTOA2jbc (дата обращения: 2023-03-11).*
10. *Позднякова Т.С., Маслак О.В. Повышение рентабельности разработки месторождений путем совершенствования системы налогового стимулирования // Сборник трудов V Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», М.: [Электронный ресурс] URL: https://www.ipng.ru/about/council-young-scientists/conference/Youth_Conference_OGRI_RAS_2022.pdf (дата обращения: 2023-03-23).*
11. *Сафонова Т.Ю. Эволюция налогообложения в нефтегазовой отрасли // Экономика, предпринимательство и право. – 2020. – Том 10. – № 11. – С. 2757–2790.*
12. *Федеральный закон № 366 «О внесении изменений в часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 24.11.2014. [Электронный ресурс], URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_171242/ (дата обращения: 2023-03-19).*
13. *Федеральный закон РФ № 507 «О внесении изменений в статью 3.1 закона РФ «О таможенном тарифе» от 28 декабря 2016 г. [Электронный ресурс], URL: https://bazanpa.ru/gd-rf-zakon-n507-fz-ot28122016-h2901195/ (дата обращения: 2023-03-23)*
14. *Постановление Правительства РФ от 29.03.2013 № 276 «О расчете ставок вывозных таможенных пошлин на нефть». Методика расчета ставки вывозных таможенных пошлин на нефть. [Электронный ресурс], URL: http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001201303300011 (дата обращения: 2023-03-23).*
15. *Справочная информация ФНС РФ Налог на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья. https://www.nalog.gov.ru (дата обращения 2023-03-23).*
16. *Закон РФ о включении в периметр НДД 86 участков недр (редакция от 28.06.2022 г.) [Электронный ресурс] URL:https://1prime.ru/energy/20220628/837319563.html?ysclid=l5tk82pmar863095743 (дата обращения: 2023-03-11).*
17. *Джафаров И.С., Иванов К.В., Боксерман А.А. О необходимости использования соглашений о разделе продукции при добыче нефти на низкопродуктивных объектах разработки // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 5. С. 24–28.*
18. *Джафаров И.С., Иванов К.В., Боксерман А.А. О совершенствовании налогообложения в нефтедобывающей отрасли // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 3. С. 36–38.*
19. *Боксерман А.А., Вольпин С.Г., Миронов Д.Т. Эффективность применения термогазового метода увеличения нефтеотдачи для различных геолого-физических условий // Нефтепромысловое дело. 2020. № 12 (624). С. 37–45.*

KEYWORDS: *deposits, oil production, tax regimes, tax maneuver, revenue, oil price, export customs duty, subsoil user, hard-to-recover reserves.*

СПГ-ЗАВОДЫ АВСТРАЛИИ

РАССМОТРЕНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОИЗВОДСТВА СПГ АВСТРАЛИИ, РАСПОЛОЖЕННЫЕ НА ШЕЛЬФАХ В ЗАПАДНОЙ (CARNARVON), СЕВЕРНОЙ (BONAPARTE И КОНТИНЕНТАЛЬНЫЙ AMADEUS), ВОСТОЧНОЙ И ЮЖНОЙ ЧАСТЯХ АВСТРАЛИИ (GIPPSLAND, OTWAY, BASS, COOPER/EROMANGA И BOWEN/SURAT). ПОКАЗАНО, ЧТО ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ THE NORTHWEST SHELF VENTURE, GORGON LNG TERMINAL, GLADSTONE LNG TERMINAL И ПЛАВУЧЕГО СПГ-ЗАВОДА PRELUDE, НЕСМОТРЯ НА РАСПОЛОЖЕНИЕ НА ОДНОМ КОНТИНЕНТЕ, СХОЖИЙ КЛИМАТ И ЭКСПОРТНУЮ СПЕЦИАЛИЗАЦИЮ, СУЩЕСТВЕННО ОТЛИЧАЮТСЯ КАК ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ПАРАМЕТРАМ, ТАК И ПО ПЕРСПЕКТИВАМ ПРОИЗВОДСТВА

THE MAIN AUSTRALIAN LNG PRODUCTION FACILITIES LOCATED ON THE SHELVES IN THE WESTERN (CARNARVON), NORTHERN (BONAPARTE AND CONTINENTAL AMADEUS), EASTERN AND SOUTHERN PARTS OF AUSTRALIA (GIPPSLAND, OTWAY, BASS, COOPER/EROMANGA AND BOWEN/SURAT) ARE CONSIDERED. IT IS SHOWN THAT THE FEATURES OF THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF THE NORTHWEST SHELF VENTURE, GORGON LNG TERMINAL, GLADSTONE LNG TERMINAL AND THE PRELUDE FLOATING FLNG PLANT DIFFER SIGNIFICANTLY BOTH IN OPERATIONAL PARAMETERS AND IN PRODUCTION PROSPECTS, DESPITE THEIR LOCATION ON THE SAME CONTINENT, SIMILAR CLIMATE AND EXPORT SPECIALIZATION

Ключевые слова: *сжиженный природный газ, производство СПГ, плавучий СПГ-завод, Австралия.*

УДК 536.483:665.725 (931/96)

Столярова Полина Сергеевна
студент

Буранбаева Миляуша Мухаметовна
студент

Козлов Андрей Михайлович
доцент, к.т.н.

кафедра газохимии,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Как было указано ранее, предприятия СПГ Австралии расположены на шельфах в западной (поставки газа осуществляются с промысловых комплексов шельфового бассейна Carnarvon, это более 60% газа для всего экспортируемого СПГ) и северной частях Австралии (шельфовый бассейн Bonaparte и континентальный Amadeus, занимающих в добыче не более 3%), а также на востоке и юге (шельфовые бассейны Gippsland (доля в добыче около 10%), Otway (около 5%) и Bass, а также континентальные Cooper/Eromanga (5%) и Bowen/Surat). Несмотря на расположение на одном континенте и экспортную специализацию, это различные предприятия, имеющие свои индивидуальные особенности, преимущества и недостатки, поэтому для их понимания необходимо рассмотреть каждое из них подробнее.

Шельфовое предприятие *The Northwest Shelf Venture*, расположенное на северо-западе Австралии, является крупнейшим проектом страны по разработке ископаемых ресурсов. Оно включает в себя добычу нефти, природного газа и конденсата на морских производственных платформах, переработку и экспорт сжиженного природного газа на суше, а также производство природного газа для промышленного, коммерческого и бытового использования на территории штата Западная Австралия [1].

> Шельфовое предприятие The Northwest Shelf Venture, расположенное на северо-западе Австралии, является крупнейшим проектом страны по разработке ископаемых ресурсов

С начала 1980-х годов общий объем инвестиций в этот проект составил 25 млрд долларов, и в данный момент он является крупнейшим ресурсным проектом в истории Австралии. Для понимания размера промышленных объектов следует отметить, что в конце 1980-х годов это был крупнейший инженерный проект в мире. Предприятие опирается на огромные запасы углеводородов в бассейне Карнарвон, при этом на сегодняшний день добыто лишь около трети от предполагаемых общих запасов в 33 трлн ф3, при этом достигнутая мощность составляет 17 млн тонн СПГ в год.

Проект принадлежит совместному предприятию шести партнеров – BHP, BP, Chevron, Shell, Woodside Petroleum и совместному предприятию Mitsubishi и Mitsui & Co в соотношении 50:50, – каждому из которых принадлежит равная одна шестая доли, оператором проекта от имени других участников является Woodside [2]. Первые поставки СПГ были отправлены в Японию в 1989 году, в настоящее время график предусматривает около двухсот поставок по всему миру в год, что составляет примерно по одной отправке каждые 1,5 дня на специально построенных СПГ-танкерах общим объемом более 7 млн тонн. Основная часть СПГ отправляется по долгосрочным контрактам в Японию, однако СПГ поставляется и спотовым покупателям в Китае, Испании, Южной Корее и США [1, 2].

Следует отметить, что в 2002 году был подписан крупный контракт на поставку 3 млн тонн СПГ в год с Северо-Западного шельфового предприятия в Китай, стоимость контракта составляла 25 миллиардов долларов, и, несмотря на колебания цены, усредненные показатели составили от 700 млн до 1 млрд долларов в год в течение 25 лет, также было гарантировано, что цена не увеличится до 2031 года [2].

При рассмотрении основных покупателей СПГ с Gorgon LNG Terminal следует отметить, что значительную часть составляют долгосрочные контракты, заключенные с покупателями Китая, Индии, Японии и Южной Кореи. Например, соглашение с Petronet LNG (Индия) предусматривает поставку примерно 1,5 млн тонн СПГ в год в течение 20 лет, а соглашение с PetroChina (КНР) предусматривает поставку примерно 2,25 млн тонн СПГ в год в течение 20 лет.

Отдельно следует указать *Gladstone LNG Terminal*, газ для которого добывается из угольных пластов в бассейнах Сурат и Боуэн в восточном Квинсленде, которые окружают региональные центры Рома и Фэрвью. Газ подается по трубопроводу длиной около 520 км на завод по сжижению газа в Гамильтон-Пойнт-Уэст на острове Кертис недалеко от Гладстона, Квинсленд [4].

Первоначальная мощность первой производственной линии этого предприятия, введенного в эксплуатацию в 2015 году, составляла не более 4 млн тонн СПГ, однако мощность производства практически удвоилась после введения второй линии [4].

В рамках рассмотрения СПГ-отрасли Австралии нельзя не остановиться на таком

> В 2002 году был подписан контракт на поставку 3 млн тонн СПГ в год с Северо-Западного шельфового предприятия в Китай, стоимостью 25 млрд долл

Предприятие *Gorgon LNG Terminal* расположено также на западе Австралии, недалеко от острова Барроу, на площадке площадью около 300 га. Строительство началось 1 декабря 2009 года, а первый танкер для перевозки СПГ The Asian Excellence ушел уже 21 марта 2016 года, основные внутренние поставки в Западную Австралию начались в течение 9 месяцев. Мощность трех линий составляет до 5,2 млн тонн. Таким образом, завод может вырабатывать 15,6 млн тонн СПГ ежегодно [3].

уникальном, но в то же время и противоречивом проекте, как плавучий СПГ-завод *Prelude*. На 2022 год он являлся самым большим плавучим объектом на Земле, и для понимания масштаба судна следует уточнить, что ближайшим по размерам судном, порезанным на металлолом в 2010 году, был нефтяной супертанкер Knock Nevis длиной 458 м, шириной 69 м и дедвейтом 564 763 тонны, а на 2022 год сравнимые размеры имеет лишь плавучий самоходный кран-трубоукладчик катамаран Pioneering Spirit, который больше

по тоннажу (403 342 тонны), ширине (124 м) и водоизмещению (900 000 тонн) [5].

Проект технологической линии основан на технологии двойного смешанного хладагента Shell DMR technology (Double Mixed Refrigerant), применение которой было успешно реализовано компанией Shell в России при строительстве и эксплуатации Сахалинского завода СПГ в Пригородном (завод находится в эксплуатации с 2009 года). Тем не менее новизна технологии сжижения газа на заводе Prelude обусловлена адаптацией существующего процесса к эксплуатации в море, а значит, соблюдением требований по повышенной компактности и надежности, и вместо традиционных для наземных заводов газовых турбокомпрессоров в данной версии для сжатия хладагента используются паровые турбины [8].

К особенностям производства можно также отнести процесс электрогенерации, который также происходит при помощи именно паровых турбин и состоит из трех генераторов мощностью 40 мегаватт каждый, при этом пар высокого давления вырабатывается 7 специализированными морскими котлами Kawasaki. Охлаждение же сырьевого газа происходит в две стадии: первоначально газ проходит 3 спирально-витых теплообменника секции предварительного охлаждения (pre-cool), где охлаждается до примерно минус 5 °C PMR-хладагентом (Precool Mixed Refrigerant), а затем частично конденсируется в главном криогенном теплообменнике (MCHE) MR-хладагентом (Mixed Refrigerant).

Водяное охлаждение, в отличие от охлаждения атмосферным воздухом, позволило исключить десятки громоздких вентиляторов и сэкономить площадь для размещения оборудования на палубе [8], что особенно актуально для климата Австралии.

> Электроэнергия генерируется при помощи паровых турбин, мощность каждого из трех генераторов – 40 мегаватт, при этом пар высокого давления вырабатывают 7 специализированных морских котлов

Для экономии средств и времени на монтаж производственная линия разделена на заранее собранные на земле модули, которые крупными узлами монтировались на корпусе судна.

Для увеличения эффективности и для уменьшения эффекта плескания от волнения на море сжижение проходит под давлением 90 бар, что выше, чем на классических заводах. Так как криогенные резервуары для хранения СПГ расположены в корпусе непосредственно под технологической линией, Prelude FLNG не имеет продуктовых насосов, и готовый СПГ дренируется вниз самотеком, где хранится в 6 призматических танках общей емкостью 220 000 м^3. Пары, образующиеся при испарении СПГ, используются в качестве топливного газа.

К особенностям завода следует отнести и особенности отгрузки СПГ плавучим заводом.

> В задней части корпуса судна расположены 3 электрических двигателя Rolls-Royce USL 455 azimuth общей мощностью 6700 л.с., что обеспечивает безостановочное производство даже при тропических циклонах 5-й категории

В свою очередь, охлаждение хладагентов производится с помощью морской воды, забираемой с глубины 150 метров, где температура круглый год неизменна, что исключает суточные колебания атмосферных температур (расход морской моры составляет около 50 тыс. м^3 в час).

Судну при неблагоприятных условиях необходимо позиционирование корпуса относительно направления ветра и течения путем вращения вокруг поворотной причальной каретки в носовой части корпуса, для чего в задней части корпуса три электрических двигателя производства Rolls-Royce USL 455 azimuth общей мощностью 6700 л.с. Такая конструкция позволит безостановочное производство даже при тропических циклонах 5-й категории (ветер более 55 м/с, порывы до 78 м/с), которые нередки в Тиморском море [5].

Таким образом, Австралия проделала очень быстрый и даже скачкообразный путь к лидерству по производству и экспорту СПГ, но интенсивность такого развития, тем не менее, относительно противоречива.

Страна, безусловно, является лидером по производству СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе и крупнейшим поставщиком для Японии и Китая, которые, в свою очередь, инвестируют в австралийские проекты, но случаются и неоднозначные проекты, такие как Prelude FLNG, который при всей своей грандиозности пока создает больше технических и экологических проблем, которые предстоит решать, в том числе, правительству Австралии. ●

Литература

1. *Murray, R. From the Edge of a Timeless Land: A History of the Northwest Shelf Gas Project. Allen & Unwin. – Sydney: 1991. P. 188.*
2. *North West Shelf Venture [Электронный ресурс] // Hydrocarbons technology, 2001. URL: https://www.hydrocarbons-technology.com/projects/northwestshelf/ (дата обращения: 22.09.2022).*
3. *Gorgon project: an Australian icon [Электронный ресурс] // Chevron Australia, 2018. URL: https://australia.chevron.com/our-businesses/gorgon-project (дата обращения: 22.09.2022).*
4. *1-й танкер – газовоз отгружен с СПГ-завода на острове Кертис в Австралии [Электронный ресурс] // NefteGaz.ru, 2015. URL: https://neftegaz.ru/news/transport-and-storage/226702-1-y-tanker-gazovoz-otgruzhen-s-spg-zavoda-na-ostrove-kertis-v-avstralii/ (дата обращения: 22.09.2022).*
5. *Prelude FLNG [Электронный ресурс] // Shell.com, 2018. URL: https://www.shell.com/about-us/major-projects/prelude-flng.html (дата обращения: 22.09.2022).*

KEYWORDS: *liquefied natural gas, LNG production, floating LNG plant, Australia.*

ЕВРОПЕЙЦЫ ВЫБРАЛИ «СВОБОДНЫЙ ГАЗ», НО ОСНОВНОЙ ИХ ПРОБЛЕМЫ ОН НЕ РЕШИЛ

LaCroix

Прошлой зимой в условиях сравнительно невысоких температур и высоких цен, вызвавших снижение спроса, Европа не испытывала недостатка в газе. Но это не помогло ей решить проблему газовой зависимости. К концу лета газохранилища, уровень запасов в которых быстро растет, должны быть полностью заполнены, но есть ли вероятность, что в Европе зимой закончиться топливо, ведь удачное стечение конъюнктурных факторов может и не повториться. Европа сократила потребление газа на 18% по сравнению со средним показателем за последние пять лет.

Цены на газ снизились, что может привести к росту потребления. Европе удалось добиться частичной замены поставщиков. На смену российскому пришел американский газ, в основном сланцевый. Правительство Байдена называет его «газом свободы», и сегодня он покрывает 20% европейского потребления. Европа перешла от зависимости от российского газа к зависимости от американского. Объем американского газа, поступающего в европейские порты, продолжает расти благодаря открытию новых СПГ-терминалов. Однако нет никакой гарантии, что кран снова не перекроют.

НОВАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ВОЙНА С РОССИЕЙ СОЗДАСТ РЕАЛЬНУЮ УГРОЗУ ДЛЯ ЕВРОПЫ

Business Insider

Если зима будет холодной, а Россия с 1 октября 2023 года прекратит поставки трубопроводного газа, могут начаться ценовые скачки. На долю России приходится около 10% от общего объема газового импорта ЕС. Благодаря теплой погоде прошлой зимой у ЕС в газовых хранилищах остались запасы, на 60% превышающие средние показатели за пять лет. Если они будут и дальше заполняться такими темпами, к середине сентября будут заполнены на 100%. Если исходить из того, что зима будет мягкой, а поставки СПГ останутся на прошлогоднем уровне, то к концу отопительного сезона уровень запасов будет составлять более 50% от общего объема хранилищ даже без российского трубопроводного газа, говорится в докладе МЭА. Но если зима окажется холодной, спрос на газ в Евросоюзе может увеличиться на 30 млрд м^3 по сравнению с предыдущим отопительным сезоном.

Ситуация еще больше ухудшится, если в октябре Россия прекратит поставки трубопроводного газа. В этом случае общий объем дефицита газа составит 10 млрд м^3.

ЧЕХИЯ СОТВОРИЛА «МАЛЕНЬКОЕ ЧУДО» С РОССИЙСКИМ ГАЗОМ

iROZHLAS

Безопасность неотделимо связана с экономикой – даже больше, чем мы могли себе представить десять лет назад, говорит соавтор Стратегии безопасности Чешской Республики Д. Мюллер. Сюда входит энергетическая безопасность, то есть поставки нефти, газа и электричества. Также необходима безопасность цепочек поставщиков. Мы стараемся создавать условия, которые позволят компаниям диверсифицировать поставки.

Примером могут служить договоры о свободной торговле с давними стратегическими партнерами Евросоюза. Но следует признать, что самодостаточность Чешской Республики, как и Евросоюза в целом, нереальна. Чехия не слишком богата полезными ископаемыми, и, чтобы что-то экспортировать, надо многое импортировать. Россия и Китай упоминаются в новой Стратегии безопасности представляющие угрозу для Чехии и оспаривают международный порядок. За год Чехии почти удалось справиться с энергетической зависимостью от России, и это маленькое чудо. Примерно половина нефти поступает в Чехию по нефтепроводу «Дружба», а половина – по нефтепроводу IKL-TAL. Чтобы избавиться от зависимости от нефти из России, нужно увеличить мощность нефтепровода TAL, и сейчас правительство работает над этим. Дешевые газ и нефть не само собой разумеющееся. ●

PRIDE

HIGH LIFE

Квартиры с террасами

Авторская отделка

Дизайн лобби S+S

Сад ароматов

Своя школа и детский сад

Рядом с историческим Замоскворечьем

Ультрасовременная архитектура

Вдохновляющие виды на Кремль, МГУ, Москва-Сити

Живописный двор-сад с зонами для прогулок и отдыха

PIONEER

РЕКЛАМА. ЗАСТРОЙЩИК ООО «СЗ «ЛАЙФ САВЕЛОВСКАЯ» ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НА САЙТЕ НАШ.ДОМ.РФ. *ЖК ПРАЙД

ФИНАНСИРОВАНИЕ СТРОИТЕЛЬСТВА
АО «Банк ДОМ.РФ»

РЕКЛАМА. АО «СЗ «ЛАЙФ ПАВЕЛЕЦКАЯ». ПРОЕКТНАЯ ДЕКЛАРАЦИЯ НАШ.ДОМ.РФ *ВЫСОКАЯ ЖИЗНЬ

PIONEER

РЕКЛАМА

Путь к гармонии и здоровью

через древние практики
и современные методики
в The Sun Siyam Iru Fushi
Maldives

Оказаться наедине с удивительной природой и обрести гармонию с собой – мечта каждого жителя мегаполиса. Для ее воплощения в отеле Sun Siyam Iru Fushi гостям предлагают окунуться в мир древних практик, рожденных мудростью Востока и современных оздоровительных методик, основанных на достижениях западной науки.

Ваш отдых начинается еще до приезда в отель. Сотрудники отеля встречают своих гостей в аэропорту и провожают в лаундж, где можно отдохнуть и побаловать себя угощениями в ожидании путешествия в Sun Siyam Iru Fushi Maldives.

Отель Sun Siyam Iru Fushi – это остров, на котором расположились:

- *12 категорий вилл, вы можете выбрать виллу на пляже или на воде, с джакузи или бассейном, с садом или великолепным видом на океан;*
- *15 ресторанов и баров принимают гурманов и просто ценителей хорошей кухни, где каждый найдет для себя что-то новое и особенное;*
- *множество развлечений, подобранных даже на самый притязательный вкус, порадуют гостей любого возраста и интересов.*

А в центре этого утопающего в зелени острова, омываемого теплыми водами Индийского океана, укрылся от шумного мира The Spa by Thalgo – один из самых больших спа не только по размеру занимаемой территории, но и по разнообразию предлагаемых техник и процедур. Собранные с разных уголков Земли эти методики, вкупе с профессиональным подходом к каждой предложенной процедуре, делают спа-меню совершенно уникальным.

Врач-аюрвед проведет консультацию и в зависимости от целей, которых вы хотите достичь, или проблем, от которых хотите избавиться, подберет программу лечения, посоветует подходящие процедуры, как краткие, так и на весь период проживания.

Собственное кафе в спа предложит особенное меню для сторонников здорового питания и детокса.

Первым шагом на пути восстановления душевной гармонии и физического баланса может стать гидромассажная комната. Сауна, стим и два бассейна с горячей и ледяной водой восстановят силы и прекрасное настроение. Кстати, эта услуга может быть совершенно бесплатной, если заранее позвонить и забронировать время.

The Spa by Thalgo отеля Sun Siyam Iru Fushi Maldives неоднократно был отмечен наградами, среди которых «Лучшее Спа в Азии», а также входит в пятерку лучших спа в мире, по мнению Luxury Travel Awards.

РОДНИКИ
БУТИК-ОТЕЛЬ

ПЕРЕЗАГРУЗКА ДЛЯ ТОП-МЕНЕДЖЕРОВ в Подмосковье

БУТИК-ОТЕЛЬ «РОДНИКИ» может стать отличным вариантом для проведения совета директоров, важных переговоров с партнерами или тимбилдинга. Всего несколько дней, проведенных здесь, позволят забыть о суете и спешке большого города и решить все вопросы в комфортной и спокойной обстановке. Отель находится в 80 км от Москвы, в глубине леса на семи гектарах охраняемой территории. Преимущество отеля в его размерах, которые идеально подходят для закрытых мероприятий.

На территории отеля расположено шесть дизайнерских коттеджей площадью 320 метров квадратных каждый. Коттедж состоит из трех спален и двух гостиных. В каждом коттедже есть террасы с видом на лес и панорамные окна. Гостиные оборудованы кухонной и обеденной зоной, зоной для отдыха с живым камином. Итальянский дизайн в интерьере и мебели создает впечатление европейского курорта.

Для переговоров предоставляется все необходимое современное оборудование. Различные варианты кофе-брейков и фуршетного меню дополнят Вашу конференцию. Вертолетная площадка на территории отеля позволяет задействовать аэротранспорт и сокращать время в пути.

После окончания рабочего дня гостей ждет ужин в ресторане отеля. Богатое меню и винная карта удовлетворят самые взыскательные вкусы, а прекрасный вид поможет забыть о делах. Ресторан предлагает бизнес-обеды, которые могут быть накрыты для Вас в ресторане, на террасе или поданы в номер. На территории отеля есть оборудованная зона барбекю.

РЕКЛАМА

Для полноценного отдыха гости отеля могут воспользоваться услугами банного и СПА комплекса. В отеле разработаны программы спа-ухода с применением новейших технологий и линий профессиональной косметики Academie (Франция), Bellefontainen (Швейцария).

При желании можно заказать парильщика в баню, а индивидуальные спа-услуги могут быть предоставлены прямо в номере. Для более активного отдыха есть фитнес-зал для занятий спортом, парковая зона для прогулок и большая спортивная волейбольно-баскетбольная площадка.

Отель располагается в непосредственной близости от городов – Сергиев Посад, Александров, Переславль-Залесский и предлагает своим гостям уникальную возможность познакомиться с величайшими историческими памятниками русской культуры.

В бутик-отеле «Родники» есть уникальная возможность совместить деловое мероприятие и полноценных отдых. Для корпоративных гостей отель предлагает специальные условия размещения.

www.rodniki-hotel.ru
www.rodniki-hotel.com
+7 (495) 212-12-32

Ювелирные трансформации

Оригинальные решения, удивляющие метаморфозы и уникальные механизмы – как в драгоценностях применяются инновации

Технологичность неразрывно связана с именем ювелирного дома CHAMOVSKIKH. Компания расширяет привычные рамки ювелирного искусства, создает, внедряет и патентует собственные разработки в драгоценности High Jewellery.

Одно из новых произведений ювелирного дома – блистательное колье «Мерлион», вдохновленное символом Сингапура, мифическим полульвом-полурыбой. В центре украшения сияет превосходный сапфир no heat цвета Vivid Yellow более 10 ct. Его насыщенный солнечный цвет подчеркнут роскошной инкрустацией из более чем 900 бриллиантов и желтых сапфиров, которая создает восхитительный контраст с премиальным черным жемчугом и нанокерамикой. Несколько замков, скрытых в инкрустации, позволяют менять длину жемчужной нити и носить украшение в формате браслета или чокера.

«Мерлион» входит в коллекцию Discovery, в которой национальное своеобразие, архитектурные шедевры, многовековая культура стран мира раскрываются через яркие образы и ювелирные решения. В центре украшений серии – самоцветы Top Color, привезенные в Россию со всех концов света – из Бразилии, Бирмы, Австралии, Шри-Ланки, Мадагаскара, Мозамбика, Танзании и других стран. Эксклюзивность, продиктованную уникальностью камней, поддерживает авторский дизайн. Художественную и коллекционную ценность драгоценностей подтверждают многочисленные профессиональные награды и высокая оценка авторитетных экспертов.

Так, например, сет «Вечерний Сингапур» с танзанитами получил диплом I степени конкурса международной выставки ювелирных и часовых брендов Junwex. В серьгах-трансформерах использован разработанный и запатентованный CHAMOVSKIKH механизм поворота серьги вокруг центральной оси, позволяющий подобрать максимально выигрышный ракурс.

Серьги «Камбоджа. Ангкор Ват» с редкими австралийскими опалами и жемчугом могут образовывать до шести аксессуаров для дневного, коктейльного и особо торжественного выхода. Каждое украшение коллекции Discovery обладает свойством трансформации, съемные подвесные элементы позволяют интегрировать украшения в различные образы, колье преображаются в подвесы и броши, кольца меняют дизайн, открывая простор для фантастических перевоплощений.

Увидеть уникальные украшения и узнать все подробности вы можете в фирменных салонах CHAMOVSKIKH, на официальном сайте или на персональной встрече с экспертами компании.

РЕКЛАМА

РЕКЛАМА

Икона Мальдивских островов

Безупречная репутация, исключительный сервис и непревзойденный комфорт.

BAROS
MALDIVES

www.baros.com

VILLAGIO
ESTATE

MILLENNIUM PARK

ЭЛИТНЫЙ КОТТЕДЖНЫЙ
ПОСЕЛОК

НА ПРАВАХ РЕКЛАМЫ

НОВЫЕ УЧАСТКИ ДЛЯ ДОМА МЕЧТЫ

19 КМ ПО НОВОЙ РИГЕ

Бетон для подзарядки электромобиля

КОМАНДА ИНЖЕНЕРОВ ИЗ ПИТТСБУРГА РАЗРАБОТАЛА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫЙ БЕТОН ИЗ МЕТАМАТЕРИАЛОВ, способный эффективно проводить электричество. Метаматериал состоит из армированных ауксетических полимерных решеток внутри проводящей цементной матрицы. Проводящий цемент, усиленный графитовым порошком, образует электрод, а механический триггер может генерировать контактную электризацию между слоями. Он не способен производить достаточно энергии для передачи в сеть и его потенциально можно использовать для мониторинга повреждений внутри бетонных конструкций, например в случае землетрясения. Физически сам метаматериал можно точно настроить в соответствии с потребностями сборки, изменив его гибкость, форму и хрупкость, он может сжиматься до 15 % при сохранении своей структурной целостности. Это первый композитный бетон из метаматериала со сверхсжимаемостью и способностью накапливать энергию. Новый материал может широко использоваться в инфраструктуре, поскольку он «масштабируемый, рентабельный и может самостоятельно поддерживать свою деятельность за счет сбора зеленой энергии», утверждают ученые. А в будущем этот интеллектуальный инженерный продукт может питать чипы, встроенные в автомагистрали, чтобы подзаряжать электромобили на автопилоте.

Новая технология добычи в Арктике

УЧЕНЫЕ СИБИРСКОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО УНИВЕРСИТЕТА ПРЕДЛОЖИЛИ ИСПОЛЬЗОВАТЬ ОТЕЧЕСТВЕННЫЕ НАНОВОЛОКНА ОКСИДА АЛЮМИНИЯ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ. Такая добавка позволит снизить износ оборудования и потери раствора, а также эффективнее выкачивать из скважины выбуренную породу. Добавки наночастиц могут значительно менять функциональные свойства буровых растворов. Неизометрические частицы, такие как волокна или нити, уже в малых количествах значительно усиливают стабильность коллоидных растворов, тем самым повышая эффективность бурильных работ. В оптимальном диапазоне концентраций использованные нановолокна не только существенно облегчают откачку выбуренной породы, но и уменьшают коэффициент трения и в 2,5 раза снижают потери раствора. Буровой раствор с добавлением нановолокон может обеспечить стабильность ствола скважины не только в вечной мерзлоте, но и в сланцевых пластах, а также уменьшить воздействие на окружающую среду.

Оптимизация добычи в режиме реального времени

ОДНИМ ИЗ ЭТАПОВ ЦИФРОВИЗАЦИИ НЕФТЕПРОМЫСЛОВ ЯВЛЯЕТСЯ ВНЕДРЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ СТАНЦИЙ, СНИЖАЮЩИХ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЕ И ЗАМЕДЛЯЮЩИХ ИЗНОС ОБОРУДОВАНИЯ. Для автоматического расчета дебита ученые Пермского Политеха разработали модель механистического виртуального расходомера. Ученые применили уникальный комплекс методик, основанный на пяти моделях, оценивающих дебит скважины. Для разработки виртуального расходомера выбрали модель жидкости, позволяющую производить расчеты характеристик флюида, модель добычи нефти и погружного оборудования для получения большого количества исходных данных, а также модель потерь давления в лифтовой колонне, в штуцере и линейном трубопроводе. Особенностью разработанной модели является возможность определять расчетный дебит каждую минуту. Это означает, что измерение объема получаемой нефти будет проводиться регулярно и автоматизированно в режиме реального времени. В течение этого времени дебиты по всем пяти моделям рассчитываются каждые 10 секунд. В результате каждую минуту оператор видит пять замеров виртуального дебита, и при их относительной сходимости (менее 5 %) среднее значение может приниматься за действительный расчетный дебит. Свою модель ученые проверили на реальных промысловых данных нескольких нефтедобывающих скважин, отклонение от фактического дебита не превысило 8,7 %.

Нейронную сеть обучили прогнозировать дебит скважин

ЧТОБЫ ПОВЫСИТЬ ТОЧНОСТЬ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, ученые Пермского Политеха предложили подход, основанный на методах машинного обучения. Первым этапом построения моделей стали сбор и подготовка, предобработка и структуризация цифрового массива информации. Для анализа ученые сформировали базу данных по 178 горизонтальным скважинам 31 нефтяного месторождения: геолого-физические характеристики пластов, исходные данные для гидродинамических исследований скважин, конструктивные особенности скважин и информацию о методе их освоения. Для прогнозирования использовался многомерный регрессионный анализ – набор статистических методов оценки связей между зависимой переменной и одной/несколькими независимыми переменными. Дебит выступал в качестве зависимого признака, а геолого-технологические параметры – в качестве независимых факторов. Для достижения максимальной точности ученые прибегли к использованию нейронных сетей. В качестве модели использовалась полносвязная нейронная сеть прямого распространения. Ее преимуществом является универсальность и адаптивность, способность выделять при этом важные признаки, игнорируя незначительные. Коэффициент детерминации составил более 0,8, что выше значения, полученного по аналитическим формулам на 50 – 90 %.

Катализатор для окисления этилена при комнатной температуре

УЧЕНЫЕ ИНСТИТУТА КАТАЛИЗА СО РАН РАЗРАБОТАЛИ КАТАЛИЗАТОР ДЛЯ ОКИСЛЕНИЯ ЭТИЛЕНА ПРИ КОМНАТНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ И АТМОСФЕРНОМ ДАВЛЕНИИ. Получить его удалось за счет использования материала делафоссита, который рассматривают как перспективную основу для создания катализаторов с заданными свойствами. Делафоссит имеет уникальную кристаллическую структуру на основе серебра или меди. Она позволяет создавать множество вариантов смешанных оксидов различного состава. Подбирая металлы, можно влиять на свойства таких соединений и их каталитические характеристики. Исследователи синтезировали смешанный оксид никеля и серебра для эпоксидирования этилена – одного из самых крупнотоннажных реагентов для химической промышленности. Обычно реакция получения окиси этилена протекает при высоком давлении в 1–3 мегапаскалей и температуре 220–300 °С. Ученые смогли снизить температуру реакции до комнатной, а давление – до атмосферного. Проведение реакции при комнатной температуре более целесообразно, чем реализуемый сегодня в промышленности процесс – можно сэкономить на системе подогрева и реакторах высокого давления.

Водород и графен из отходов

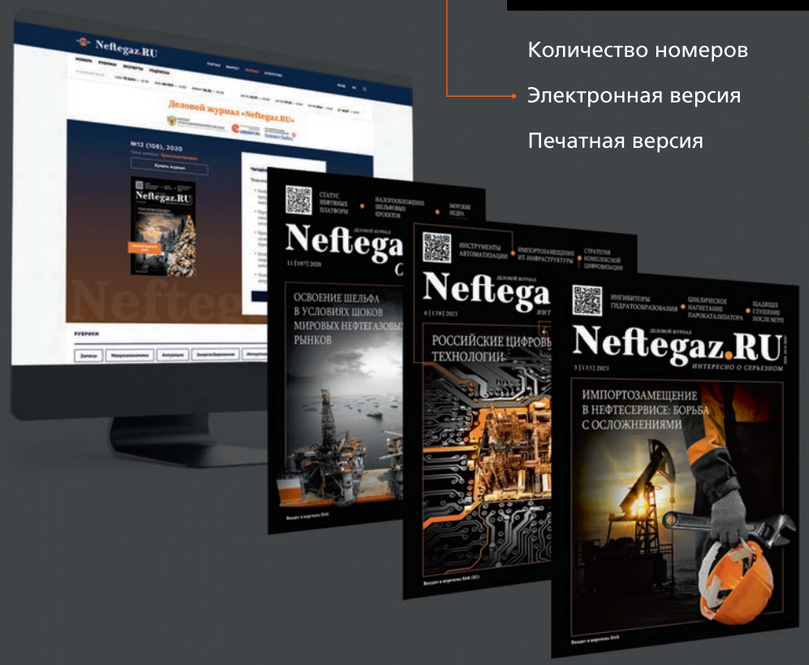
ИССЛЕДОВАТЕЛИ ИЗ УНИВЕРСИТЕТА РАЙСА РАЗРАБОТАЛИ СПОСОБ ПОЛУЧЕНИЯ ЦЕННОГО ВОДОРОДА И ГРАФЕНА ИЗ ПЛАСТИКОВЫХ ОТХОДОВ с использованием метода с низким уровнем выбросов и без катализаторов. Они превратили пластиковые отходы в газообразный водород с высоким выходом, а также в графен. Если произведенный графен будет продаваться всего за 5 % от текущей рыночной стоимости, чистый водород можно будет производить бесплатно, утверждают ученые. При паро-метановом риформинге высокотемпературный пар (от 700 до 1000 °С) используется для производства водорода из источника метана – природного газа. Метан реагирует с паром в присутствии катализатора с образованием водорода, оксида углерода и диоксида углерода. Ученые подвергли пластиковые отходы быстрому джоулевому нагреву в течение четырех секунд. Повышение температуры до 3100 К испаряет водород, присутствующий в пластике, оставляя после себя графен, легкий и прочный материал, состоящий из одного слоя атомов углерода. В результате этого процесса вырабатывался также газообразный водород. Основываясь на оценке жизненного цикла, метод производит меньше выбросов, чем другие методы производства водорода. Преимуществом процесса мгновенного джоулевого нагрева является то, что пластиковые отходы не нужно мыть или разделять, их можно использовать для производства чистого водорода с отрицательной себестоимостью из отходов.

Neftegaz.RU

Деловой журнал

Подписка на Деловой журнал Neftegaz.RU

Вы можете искать статьи и материалы по определенным темам и рубрикам, читать экспертные мнения, обсуждать и добавлять в закладки интересное, формируя личную библиотеку интересов



Стоимость подписки

	1 номер	Год
Количество номеров	1	12
Электронная версия	4500 ₽	45 000 ₽
Печатная версия	4500 ₽	45 000 ₽

Подписаться на журнал можно:

Быстрая подписка на издания и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Отдел подписки журнала Neftegaz.RU

+7 (495) 778-41-01
subs@neftegaz.ru

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

Оформи подписку

на Деловой журнал
Neftegaz.RU

Назови код 858 и получи скидку 10%

123001, г. Москва, Благовещенский пер., 3с1

Подписной индекс
Урал Пресс 013265

+7 (495) 778-41-01
subs@neftegaz.ru

Участники выставки Нефтегаз-2023

А. Якунин

Участник конференции Механизированная добыча-2023

Участники выставки Нефтегаз-2023

Стенд компании Тепловые системы на выставке Нефтегаз-2023

Стенд компании Контролз на выставке Нефтегаз-2023

А. Марков

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники деловой программы Нефтегаз-2023

Посетитель Газового форума

Участники выставки Нефтегаз-2023

Р. Роганов

Участники конференции Механизированная добыча нефти 2023

Посетитель Газового форума

Участники выставки Нефтегаз-2023

Участники деловой программы Нефтегаз-2023

Экспонаты выставки Нефтегаз-2023

Открытие выставки Нефтегаз-2023

Е. Касперский

Участники выставки Нефтегаз-2023

Экспонат на выставке Нефтегаз-2023

Посетитель выставки Иннопром-2023

Участник конференции Механизированная добыча-2023

А. Суворов

Посетитель Газового форума

ОСУШИТЕЛЬ ГАЗА. БЛОК ОСУШКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.1. Оборудование для добычи нефти и газа

1.1.3. Оборудование для сбора и подготовки нефти и газа

Блоки осушки для очистки и осушки природного газа

Блоки осушки природного газа (БОПГ) предназначены для очистки и осушки природного газа, подаваемого в газоиспользующее оборудование, в том числе и в компрессорные установки автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (АГНКС).

БОПГ (блок осушки природного газа) предварительно очищает газ от механических примесей и капельной влаги, затем осушает его с помощью адсорбента, находящегося в адсорберах.

Конструкция

Схема блока осушки состоит из двух адсорберов. Первый адсорбер поглощает влагу из природного газа в поверхность адсорбента, в то время как другой находится в процессе регенерации (десорбции), адсорбция и десорбция проходят поочередно. В результате, данное оборудование может непрерывно выпускать чистый и сухой природный газ.

Регенерация адсорбента осуществляется в закрытом контуре, тем самым снижается потребление газа на регенерацию до минимального уровня. Переключение режима осуществляется системой автоматического управления (САУ) по мере насыщения адсорбента влагой.

Эта система обеспечивает работу блока в автоматическом либо в полуавтоматическом режиме, предусмотрена возможность ее подключения к САУ АГНКС или к САУ высшего уровня.

Блоки осушки природного газа рассчитаны на работу с газом, имеющим 100% влажность при температуре газа +10 °С.

Параметры товарного газа после блока в соответствии с ГОСТ27577-2000.

БОПГ рассчитаны на пропускную способность до 2300 нм^3/ч при рабочем давлении до 1,2 МПа (12 кгс/см^2), выполнены в блочном исполнении, что позволяет осуществить их быстрый монтаж на месте.

По требованию заказчика может быть поставлено оборудование, рассчитанное на другую производительность. ●

ЦИФРОВАЯ ИНЖЕНЕРНАЯ СЕЙСМОСТАНЦИЯ

1. Оборудование и инструмент в НГК

1.3 Технологическое оборудование

1.3.1.14 Прочее технологическое оборудование

Станция предназначена для производства сейсморазведочных работ методами преломленных и отраженных волн при проведении геолого-геофизических исследований.

Станция состоит из одного или нескольких блоков и персонального компьютера или специализированного блока управления. Каждый блок обеспечивает получение данных с 24-х сейсмических каналов и их предварительную обработку. Количество каналов сейсмостанции определяется количеством применяемых блоков.

Компьютер обеспечивает управление блоками, последующую обработку информации, отображение результатов и подключается к сети через адаптер. Скорость обмена по локальной сети – 10 Мбит/сек.

Передача информации по локальной сети может осуществляться через радио, что обеспечивает возможность дистанционного управления устройствами в сети в радиусе до 100 м и позволяет оператору находиться в защищенном от внешних климатических условий месте. Обслуживание сейсмостанции производится одним оператором. Конструкция модулей обеспечивает ее надежную эксплуатацию в жестких условиях и в широком диапазоне температур. ●

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Число регистрируемых каналов	2-1024 (24 канала в одном блоке)
Диапазон регистрируемых частот, Гц	5-4000 (8000 по заказу)
Разрядность АЦП	24
Поканальная аттенюация сигнала, дБ	0, 20, 40
Уровень шумов, приведенных ко входу, мкВ	0,25
Наличие синус тест генератора	есть
Контроль сейсмокосы	есть
Частота цифрового режекторного фильтра	50, 150, 200, 250
Время регистрации, мсек	до 192, 384, 768, 1536, 3072, 6144
Время задержки регистрации (отсчетов), сек	от -512 до +512
Число отсчетов на канал	до 3072
Число накоплений	до 32000
Управление станцией и обработка информации	с помощью ноутбука или специализированного блока управления
Диапазон температур (кроме ноутбука)	-30°... +50 °С

ВОЗДУШНЫЕ КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Оборудование для переработки нефти и газа*
- *Прочее технологическое оборудование*

Описание

Воздушные компрессорные станции серии БКС применяются в нефтяной, газовой, химической, строительной и других отраслях промышленности для производства сжатого воздуха, используемого в различных технологических процессах.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ	
Объемный выход воздуха, м³/ч	**до 10000**
Давление, атм	**до 30**
Точка росы, °С	**-70**
Температура окружающей среды во время работы, °С во время хранения, °С	 **-50 … +40** **-60 … +50**
Время выхода на рабочий режим	**не более 10 мин.**

Применение

- подготовка барьерного воздуха для системы газодинамических уплотнений ГПА;
- вентиляция магнитного подвеса ротора агрегата;
- питание пневмоарматуры и приборов КИПиА;
- подключение пневмоинструмента и пр.

Воздушные компрессорные станции «Грасис» предназначены для работы в жестких климатических условиях от -60 до +50 °С.

Воздух на выходе из станции БКС соответствует требованиям ГОСТ 17433-80. Класс загрязненности воздуха определяется в зависимости от области применения.

Преимущества

- Использование качественных и надежных комплектующих ведущих мировых производителей
- Предусмотрено 100%-ное резервирование по компрессорам (для работы на особо важных объектах предусмотрено 200%-ное резервирование)
- Блочно-модульное исполнение
- Сдвоенная или строенная конструкция, при которой возможно техническое обслуживание внутри станции
- Скрытая вентиляция
- Возможность установки дополнительного оборудования, компрессорного оборудования различных типов
- Полная автоматизация благодаря использованию современной высокоинтеллектуальной системы контроля и управления GRASYS Intelligent Control-7
- Быстрый запуск и остановка системы
- Эксплуатация в широком температурном диапазоне
- Низкие эксплуатационные затраты. ●

БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Оборудование для добычи нефти и газа*
- *Буровое оборудование и инструмент*
- *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. ●

А. Островский,
«Последняя жертва»

Да что в звездах хорошего?
Газ лучше, светлее

Ф. Достоевский,
«Сон смешного человека»

Когда я на улице подумал
про газ, то взглянул на небо

Б. Акунин,
«Черный город»

Какая все-таки гадость
эта нефть! Никуда от нее,
паскудной, не деться

М. Горький,
«Жизнь Клима Самгина»

Так называемая христианская
культура – нечто подобное
радужному пятну нефти на
широкой, мутной реке

А. Грин,
«Золотая цепь»

Он вывалял мое золото,
где хотел – в нефти, каменном
угле, судостроении

В. Гиляровский,
«Москва и москвичи»

И опять все звуки сливаются,
а теплый пар и запах газа от
лопнувшей где-то трубы на минуту
остановят дыхание...

Н. Гейнце,
«В действующей армии»

Поезд, этот представитель
человеческой культуры,
быстро несется мимо, отравляя
чудный смолистый воздух едким
дымом нефти

Д. Григорович,
«Скучные люди»

Как дурень с писаной торбой,
носился он повсюду,
в свое время, с газом,
пароходством, электрическим
освещением

Н. Лесков,
«Некуда»

Улица была ярко освещена
газом, по тротуарам мелькали
прохожие, посередине
неслись большие и маленькие
экипажи

НГС-ЭКСПЕРТ
Лаборатория реверс-инжиниринга

РЕВЕРС ИНЖИНИРИНГ

Разработка КД и сопровождение
в изготовлении деталей

Лаборатория реверс-инжиниринга оснащена высокоточными метрологическими 3D-сканерами с погрешностью сканирования 25 мкм и техническими параметрами, позволяющими осуществлять сканирование как малых деталей и запчастей оборудования, так и средне и крупнотоннажного оборудования габаритами свыше 10 метров

Наши услуги:

- Непосредственно обратное проектирование с применением высокоточных 3D сканеров, разработка конструкторской документации на основе исходных данных, полученных в виде готового образца изделия;
- Разработка рабочей производственной документации и технологических процессов (процедур) изготовления;
- Сопровождение при изготовлении;
- Выполнение функций технического подрядчика при проведении механомонтажных работ.

www.ngsexpert.ru
+7 (831) 429-07-07
ngsexpert@mail.ru

РЕКЛАМА

CHAMOVSKIKH
JEWELLERY HOUSE
8 800 234 99 22
chamovskikh
г. Екатеринбург | КД «Тихвинъ», ул. Сакко и Ванцетти, 99 | ТЦ «Покровский пассаж», ул. Розы Люксембург, 4
chamovskikh.com
РЕКЛАМА