



СНИЖЕНИЕ
УГЛЕРОДНОГО
СЛЕДА

ФОРМИРОВАНИЕ
ЦИФРОВОГО
ДВОЙНИКА

ЦИРКУЛЯРНАЯ
ЭКОНОМИКА
В НЕФТЕГАЗОХИМИИ

Нефтегаз.RU

ДЕЛОВОЙ ЖУРНАЛ

ИНТЕРЕСНО О СЕРЬЕЗНОМ

ISSN 2410-3837

10 [118] 2021

НИЗКОУГЛЕРОДНЫЕ
МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА



Входит в перечень ВАК



Neftegaz.RU

СПЕЦПРОЕКТ

РАЦИОНАЛЬНАЯ ЭКОЛОГИЯ

Сегодня совершенствование экологической безопасности в нефтегазовой отрасли прочно связано с развитием технологий. О том, какая работа в этом направлении ведется на ямальских активах компании «Газпром нефть» читайте в специальном проекте «Рациональная экология»



ECOLOGY.NEFTEGAZ.RU

Нефтегазохимия России



6

Возможности и перспективы реализации принципов циркулярной экономики в нефтегазохимии и энергетике Дальнего Востока и Арктики



30

СОДЕРЖАНИЕ

Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Коцебинского месторождения



36

Формирование цифрового двойника



48

Эпохи НГК 4

РОССИЯ *Главное*

Нефтегазохимия России 6

Перспективы нефтяного рынка 8

События 10

Первой строчкой 12

ПЕРЕРАБОТКА

Низкоуглеродные моторные топлива. Оценка перспектив производства и применения в России 14

Максимальная производительность без капитальных затрат 24

ПЕРЕРАБОТКА

Возможности и перспективы реализации принципов циркулярной экономики в нефтегазохимии и энергетике Дальнего Востока и Арктики 30

Определение общего азота в смоле пиролиза сланцев Коцебинского месторождения 36

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Разработка гидродинамической модели лифт-реактора процесса каталитического крекинга 40

Формирование цифрового двойника состава сырья нефтехимических процессов с большим числом компонентов, участвующих в реакциях 48

Календарь событий 55

Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения



62

Поставки российского газа в Венгрию через «Турецкий поток» и перспективы поставок через «Северный поток-2»



66

Снижение углеродного следа в нефтедобыче



72

Влияние нефтяных углеводородов и полярных растворителей на внутрипластовое облагораживание тяжелой нефти



78

ЦИФРОВИЗАЦИЯ

Функционирование системы автоматизированного управления ресурсами при ремонте объектов месторождений нефти и газа 56

Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения 62

Россия в заголовках 65

РЫНОК

Поставки российского газа в Венгрию через «Турецкий поток» и перспективы поставок через «Северный поток-2» 66

ЭКОЛОГИЯ

Снижение углеродного следа в нефтедобыче 72

НЕФТЕСЕРВИС

Влияние нефтяных углеводородов и полярных растворителей на внутрипластовое облагораживание тяжелой нефти 78

ОБОРУДОВАНИЕ

ЭНЕРГАЗ – опыт газоподготовки прирастает новыми проектами 86

АРКТИКА

Стройка века 94

Хронограф 101

Новости науки 102

Нефтегаз *Life* 104

Классификатор 106

Цитаты 112

5 тыс. лет назад

В 3 тысячелетии до н.э. египтяне использовали нефть для бальзамирования.

889 лет назад

В 1132 году в г. Сычуань первые китайские добытчики нефти пробурили скважину при помощи бамбуковых шестов.

285 лет назад

В 1735 году во Франции, близ г. Пешельброн началась добыча нефти шахтным способом.

167 лет назад

В 1854 году была создана первая нефтяная компания – Pennsylvania Rock Oil Co.

150 лет назад

В 1871 году начала работу первая нефтяная биржа – Titusville oil exchange.

142 года назад

В 1879 году был проложен первый нефтепровод. Его маршрут пролегал от района добычи у г. Вильямспойнт до г. Корнвилля в штате Нью-Йорк.

135 лет назад

В 1886 году проложен первый газопровод из г. Нейн до г. Буффало.

125 лет назад

В 1896 году на заводе Г. Форда был собран первый автомобиль, что послужило толчком к развитию нефтеперерабатывающей промышленности.

114 лет назад

В 1907 году в г. Сент-Луис появилась первая бензоколонка.

109 лет назад

В 1912 году английская Shell и голландская Royal Dutch образовали Royall Dutch/Shell, ставшую впоследствии крупнейшей нефтегазовой компанией мира.

94 года назад

В 1912 году открыто месторождение Киркук в Иране.

74 года назад

В 1947 году в Саудовской Аравии открыто месторождение Гавар.

Издательство Neftegaz.RU

РЕДАКЦИЯ

Главный редактор
Ольга Бахтина

Шеф-редактор
Анна Павлихина

Редактор
Анастасия Никитина

Аналитики
Артур Гайгер
Дарья Беляева

Журналисты
Анна Игнатьева
Елена Алифинова
Сабина Бабаева
Екатерина Свинцова

Дизайн и верстка
Елена Валетова

Корректор
Виктор Блохин

РЕДКОЛЛЕГИЯ

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

Алюнов Александр Николаевич
Вологодский государственный университет

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

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

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 РАН, 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 РАН, 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

Сальгин 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



Издательство:
ООО Информационное агентство Neftegaz.RU

Директор
Ольга Бахтина

Отдел рекламы
Дмитрий Аверьянов
Денис Давыдов
Ольга Щербакова
Валентина Горбунова
Артур Оганесян
Анна Егорова

pr@neftgaz.ru
Тел.: +7 (495) 778-41-01

Представитель в Евросоюзе
Виктория Гайгер

Служба технической поддержки
Сергей Прибыткин
Евгений Сукалов

Выставки, конференции, распространение
Мария Короткова

Менеджер 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, Благоевский пер., д. 3, с.1
Тел.: +7 (495) 778-41-01
www.neftgaz.ru
e-mail: info@neftgaz.ru
Подписной индекс МАП11407

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

Отпечатано в типографии «МЕДИАКОЛОР»

Заявленный тираж
8000 экземпляров



Генеральный информационный партнер:

ЦЕНОВОЕ АГЕНТСТВО
ЖИМ
КУРЬЕР
www.chem-courier.com
КОНФЕРЕНЦИИ



Иновации и современные материалы



Нефтегазохимия



Startup ChemZone



Автоматизация и цифровизация производства

При поддержке:

- Министерства промышленности и торговли РФ
- ФГУП «НТЦ «Химвест»
- Российского Союза химиков
- ОАО «НИИТЭХИМ»
- Российского химического общества им. Д.И. Менделеева
- Химического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова
- РХТУ им. Д.И. Менделеева

Под патронатом ТПП РФ

12+ Реклама



26–29.10.2021

www.chemistry-expo.ru



24-я международная выставка химической промышленности и науки

ХИМИЯ

Химмаш. Насосы

Хим-Лаб-Аналит

Зеленая химия

Индустрия пластмасс

COR RUS **Защита от коррозии «КОРРУС»**

Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

Организатор:

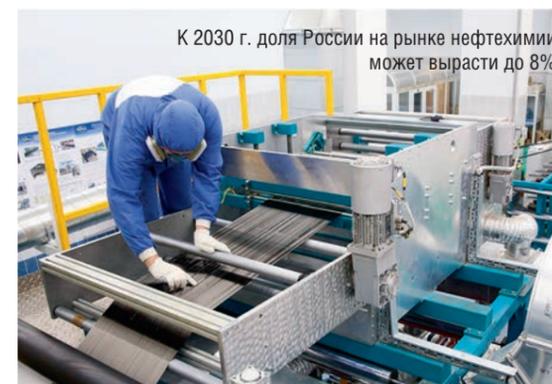




Ближний Восток и страны АТР развивают нефтехимию



В Европе строят АЭС



К 2030 г. доля России на рынке нефтехимии может вырасти до 8%



Только самые крупные компании в России могут позволить себе проекты в переработке

НЕФТЕГАЗОХИМИЯ РОССИИ

Анна Павлихина

Скачки цен на газ в начале осени, вызвавшие остановку работы ряда предприятий, укрепили в умах европейцев мысль о необходимости снижать зависимость от импортируемых источников энергии. В последнее время неурядицы порядком потрепали рынок, это воспринимается как очередное доказательство того, что углеводороды изжили себя в роли главных энергоносителей и необходимо срочно строить дополнительные мощности альтернативной энергогенерации. Это, конечно, решит проблемы, которые порождает волатильность цен на углеводороды (особенно, если удастся избавиться от импортной зависимости поставок лития и кремния, необходимых для строительства объектов ВИЭ).

Но тема зависимостей – не тема данной статьи, да и нужно ли избавляться от всех «зависимостей» в глобализованном обществе с устоявшейся спецификой регионального разделения труда, в мире, где партнерство и умение договориться о взаимовыгодных условиях может дать много больше, чем бесконечное стремление к бессмысленному обособлению.

Возвращаясь к неровной динамике цен на газ, отметим, что подобные встряски заставляют пересмотреть существующие нефтегазовые реалии и определить путь дальнейшего развития. Россия и Европа видят его по-разному.

Европейцы, стремясь к обособлению, под прикрытием заботы об экологии, начинают развивать атомную энергетику. Россия тоже считает этот вид генерации одним из наиболее «чистых», но, все еще обладая огромными запасами нефти и газа, не может отказаться от их использования, а следовательно, видит свою роль в качестве поставщика углеводородов в страны АТР и Ближнего Востока, куда перемещаются нефтепереработка и нефтехимия, а заодно предпринимает робкие шаги по развитию собственных перерабатывающих производств.

В одной из недавних публикаций А. Новак высказал мнение, что «нефтегазохимия становится одним из направлений трансформации нефтегаза». Отраслевые



министерства прогнозируют, что в течение ближайших 15 лет мировой спрос на продукцию нефтехимии ежегодно будет увеличиваться на 4%. Увеличится и доля продуктов нефтегазохимии в структуре потребления нефти и газа. Спрос на базовые полимеры будет расти в течение этого и следующего десятилетия. В частности, в России он увеличится на 40% к 2030 г.

В условиях падающей добычи, когда основные надежды возлагаются на ТриЗ, справедливо предполагать, что именно переработка спасет нефтегазовую отрасль. Кроме того, мечта европейцев о декарбонизации заставляет нефтегазовых мейджеров переставлять приоритеты, выдвигая на первый план высокомаржинальные производства.

Сегодня доля российской нефтехимии на мировом рынке едва превышает 2,5%, в то время, как доля в добыче нефти составляет 11%, а газа – 18%.

Эксперты отмечают, что нефтегазохимическая отрасль по-прежнему очень зависима от импорта в части оборудования и технологий, что определяет ее низкую конкурентоспособность. Несмотря на высокую маржинальность, учитывая многие риски, российский бизнес неохотно вкладывается в перерабатывающие и химические производства. Государство предпринимает попытки создать преференции для развития отрасли (осенью прошлого года был введен обратный акциз на этан, прорабатывались меры по введению

обратного акциза на пропилен), но происходит это не системно и не добавляет потенциальным инвесторам уверенности. В результате за нефтегазохимические проекты берутся либо только самые крупные нефтехимические компании, либо ВИНКи, диверсифицированное производство которых позволяет нивелировать риски.

Так, среди проектов последних лет можно отметить запуск ЗапСибНефтехима (Сибур), газохимический комплекс в Усть-Луге (Газпром и РусГазДобыча), Амурский ГПЗ (Дочка Газпрома – Газпром переработка Благовещенск), Обский газохимический комплекс, переориентированный с СПГ на производство аммиака, метанола и водорода (Новатэк) этиленовый комплекс (Нижнекамскнефтехим).

До 2030 года в стране планируется построить комплекс по производству этилена и пропилена на «Газпром нефтехим Салават», ГХК на базе «Ставролена» и комплекс производства этана в Кабардино-Балкарии.

Если проекты будут реализованы в срок, то доля России на мировом нефтехимическом рынке может увеличиться до 7–8%.

В октябре правительство утвердило перечень инициатив социально-экономического развития до 2030 года. Одна из них – развитие производств новых материалов. Для этого в 2023–2024 гг. на развитие производства мало- и среднетоннажной химии могут направить 5,5 млрд руб. Ожидается, что выпуск этой продукции увеличится на 24% к 2024 г., а к 2030 г. – на 70%.

Кроме того, 12,7 млрд руб. планируют выделить на создание научно-технологического центра «Композитная долина». Эта инвестиция может оказаться наиболее полезной, учитывая, что ориентированная на экспорт крупнотоннажная газохимия развита в нашей стране относительно неплохо, в отличие от конструкционных пластиков и композитов, которые по многим позициям стопроцентно импортируются. А ведь именно малотоннажная химия наиболее привлекательна с точки зрения маржинальности и наиболее необходима для развития сопутствующих отраслей – лакокрасочной, машиностроительной и др.

Номер, который вы держите в руках, посвящен основным тенденциям и технологиям, определяющим сегодняшнее состояние нефтегазохимической отрасли России. ●

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЯНОГО РЫНКА

Елена Алифирова

По оценке Минфина РФ в среднесрочной перспективе баланс рисков для нефтяного рынка уравновешен, но долгосрочные перспективы спроса на нефть становятся все более негативными.

Благоприятная ценовая конъюнктура, сложившаяся на рынке нефти в 2021 г. стала результатом ограничений на добычу и роста цен на мировых товарных рынках вследствие бюджетно-кредитной накачки в рамках стимулирующих мер правительства. По итогам года среднегодовая цена нефти Urals ожидается в районе 65–70 долл. США/барр. В среднесрочной перспективе Минфин ожидает возвращения цен в диапазон 55–60 долл. США/барр.

В долгосрочной перспективе спрос на нефть может снизиться, если намерения ряда стран по достижению углеродной нейтральности к 2050 г. будут законодательно закреплены.

Ключевой драйвер спроса на нефть – транспортный сектор – претерпевает изменения. На автомобильном рынке все больше стран реализуют планы по запрету использования двигателей внутреннего сгорания, автопроизводители отказываются от производства таких автомобилей. В авиационной отрасли коммерческие технологии для замены пока отсутствуют. Основным декарбонизированным топливом становится биокеросин. За лидерство в замене судового топлива борются СПГ, метанол, водород и аммиак.

Наиболее эффективным способом перехода к углеродно-нейтральной экономике считается квотирование выбросов парниковых газов. Это создает риски переноса производств в «грязные» страны. В целях борьбы с этим ЕС запускает механизм трансграничного углеродного регулирования с 2023 г. Для российской экономики под действие ТУР подпадет экспорт в объеме 0,7 трлн руб. (5,7% от экспорта в Европу и 2,4% от экспорта России в целом).

Введение углеродного налогообложения или квотирования выбросов приведет к резкому падению спроса на углеводороды, на этом фоне инвесторы отказываются от финансирования добычных проектов. Эти тенденции могут формировать локальный дефицит предложения нефти в мире и приводить к повышенной волатильности цен на нефть. ●

Рейтинги Neftegaz.RU

В ежегодном докладе МЭА World Energy Outlook эксперты спрогнозировали, что спрос на нефть в мире к середине века упадет при любом сценарии развития мировой экономики. Правы ли аналитики?

Упадет ли спрос на нефть к середине века?

43%

Да, к 2050 году производства должны будут достигнуть нулевых выбросов, а значит, от нефти придется отказаться

8%

Нет, спрос стабилизируется на уровне 104 млн барр./сутки к середине 2030-х гг. и незначительно снизится к 2050 г.

17%

Да, пик спроса на нефть в мире уже пройден и к 2050 г. он упадет до 24 млн барр./сутки

12%

Нет, правительства будут придерживаться консервативных стратегий, и не все поставленные климатические цели будут достигнуты к 2050 г.

20%

Нефть будет постепенно вытесняться другими энергоносителями, но в ряде производств она незаменима и полного отказа не произойдет

А. Николаев предложил развивать атомную энергетику в Арктике. По мнению главы Якутии, реализация таких проектов позволит создать централизованное электроснабжение и питать промышленные проекты в регионе

Надо ли развивать атомную энергетику в Арктике?

15%

Да, АЭС относятся к объектам «зеленой энергетики», это лучшее решение для Арктики

38%

Нет, в условиях севера наиболее эффективно строить комбинированные станции на дизельном топливе и ВИЭ

9%

Да, АЭС малой мощности – наиболее экономичны, накоплен опыт строительства объектов малой генерации на судах ледокольного флота

9%

Нет, в случае аварии на атомной станции минимизировать ущерб будет намного сложнее в этом регионе

18%

Да, Европа переходит на атом, Франция 70% электроэнергии получает от АЭС

11%

Нет, Германия после аварии на АЭС Фукусима остановила все 6 атомных станций



АО «Мособлгаз» приглашает к сотрудничеству проектные и строительные компании для реализации Президентского проекта «Социальная газификация», Губернаторской программы «Развитие газификации в Московской области до 2030 года» и выполнения текущих работ по подключению новых абонентов на территории Московской области

Принять участие в конкурсных процедурах можно на площадках rts-tender.ru и roseltorg.ru

Узнать подробнее о программах газификации Подмосковья можно на сайте mosoblgaz.ru

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



Доли акционеров в объединенной компании распределяются следующим образом: Л. Михельсон – 30,6%, акционеры ТАИФ – 15%, Г. Тимченко – 14,5%, бывший и действующий менеджмент – 12,3%, Согаз – 10,6%, Sinopac и Фонд шелкового пути – по 8,5%.

Цифровой двойник атомной станции

Специалисты ВНИИАЭС приступил к разработке первого в России и мире цифрового двойника АЭС малой мощности (АСММ). Работы начались еще в феврале, но сейчас в институте занялись практической частью,



в частности – разработкой базовых рвсчетных модулей и элементов цифровых двойников АСММ с двумя типами реакторов – РИТМ-200 и Шельф. С помощью цифрового двойника можно будет реализовать проверку проектно-конструкторских решений и совместимости оборудования и обучение персонала. Также он решает задачи максимально эффективного управления проектом, обеспечения безопасности, оптимизации строительства, поддержки эксплуатации на всем жизненном цикле энергоблоков.

Третья ВЭС в Ставропольском крае

В Ставропольском крае состоялось торжественное открытие Бондаревской ветряной электростанции мощностью 120 МВт, построенной НоваВиндом, дивизионом Росатома, отвечающим за реализацию проектов в области ветроэнергетики. Поставки электроэнергии на рынок ВЭС начала в начале сентября 2021 г. Это третья ветряная электростанция, построенная компанией. До этого были запущены Кочубеевская (210 МВт) и Кармалиновская (60 МВт) ВЭС. Строительство еще одного ветропарка, Медвеженской ВЭС мощностью 60 МВт, планируют завершить до конца нынешнего года. А к концу 2024 г. в Ставропольском крае будут работать 7 ВЭС и 2 СЭС.

объединенной компании. В начале октября СИБУР завершил размещение облигаций на 3,024 млрд долл. США, за счет которых обеспечит свои обязательства по денежному возмещению во второй части сделки. Для завершения первого этапа СИБУР выпустил около 384,44 млн новых акций. Второй этап был основан на реализации опциона на остающийся в распоряжении



акционеров ТАИФ пакет акций компании. Объединенная компания войдет в топ-5 мировых лидеров по производству полиолефинов и каучуков. Ее общая стоимость составит почти 27 млрд долл. США.

СИБУР + ТАИФ

В сентябре СИБУР и ТАИФ заключили соглашение об окончательных условиях создания

Второй ветка ВСТО
Богданская ТЭС запущена
Продажа квот
Дошли руки до Арктики
Южный поток
Цены на газ
Северный поток достроили



в Персидском заливе (Аш-Шималь, Северный купол, иранская часть месторождения – Южный Парс). К августу 2021 г. Катар отправил в Китай около 715 грузовых судов с СПГ, из которых 270 для СНООС.

Крупное открытие в Желтом море

Китайская национальная шельфовая нефтяная корпорация СНООС сообщила об открытии крупного нефтяного месторождения. Нефтяное месторождение располагается в южной части Бохайского залива в Желтом море. Средняя глубина моря в этом районе составляет около 15,7 м, зоны залегания нефти на уровне 27 м.



ЛУКОЙЛ присоединился к SWAP

ЛУКОЙЛ приобрел у компании ВР 25% доли участия в геологоразведочном проекте SWAP в азербайджанском секторе Каспийского моря. Закрытие сделки между ЛУКОЙЛОм и ВР ожидается до конца 2021 г. после получения одобрения правительства Азербайджана. После закрытия сделки ВР останется оператором проекта с долей 25%. Азербайджанской государственной нефтегазовой компании SOCAR принадлежит 50% в проекте. Проект Shallow Water Absheron Peninsula (SWAP) территориально расположен на мелководье к югу от Апшеронского полуострова в азербайджанском секторе Каспийского моря. Бурение будут вести с использованием самоподъемной плавучей буровой установки Satti.

в течение 15 лет, начиная с января 2022 г. Ранее компания уже заключила долгосрочные контракты на поставку СПГ – с Sinopac (поставка на СПГ-терминалы в Китае 2 млн т СПГ в год) и Shell (поставка на СПГ-терминалы в Китае 1 млн т СПГ в год).

Оба соглашения рассчитаны на 10 лет, начиная с января 2022 г. С этого времени Qatar Petroleum становится единственным владельцем СПГ-завода Qatargas.



Катарский СПГ для Китая

Qatar Petroleum подписала соглашение с китайской СНООС о поставке 3,5 млн т СПГ в год

Это согласуется с планами Катара по увеличению производства СПГ до 126 млн т в год к 2027 г. за счет проекта расширения Северного месторождения

Разведочная скважина Кенли 10-2-4 была пробурена на глубине 1,52 тыс. м. Запасы превышают 100 млн т нефти. По оценке нефтяной компании, одна скважина на этом месторождении сможет давать 81,5 т/сутки нефти. Ранее китайская нефтехимическая корпорация Sinopac прогнозировала пик потребления нефти в Китае на 2026 г., что в среднем опережает мировой уровень на 4 года. Ожидается, что пиковое значение составит около 800 млн т, а затем объемы потребления будут уменьшаться из года в год. ●



Россия нарастила добычу газа в сентябре

на **9,6%**

С начала года добыча газа составила **559,71 млрд м³**

В сентябре потребление электроэнергии в России увеличилось

на **6,4%**

Всего за месяц потребители израсходовали **84,9 млрд кВт·ч**



Группа Татнефть за 9 месяцев 2021 г. увеличила добычу нефти на

5,3%

в т.ч. СВН – на **11%**

Транснефть в сентябре нарастила прокачку нефти

на **6,7%**
до 37,387 млн т

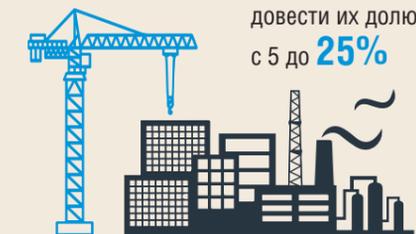
Газпром с начала года увеличил экспорт газа в дальнее зарубежье

на **15,3%**

Добыча газа увеличилась на **17,3%**

На Сахалине построят нефтегазовый индустриальный парк площадью

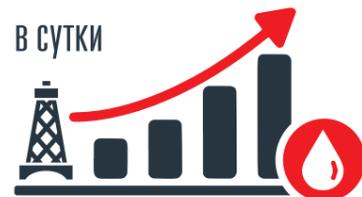
140 га
Проект позволит увеличить локализацию нефтегазовых сервисов и довести их долю с 5 до **25%**



Страны ОПЕК+ договорились увеличить добычу нефти в ноябре 2021 г.

на **400 тыс. барр.**

в сутки



7%

загрязнения атмосферы в Москве приходится на выбросы промышленного сектора

Число нефтегазовых буровых установок в мире за сентябрь выросло

на **1%**

(на 14 единиц)

и составило **1448 ед.**, в годовом выражении показатель вырос в **1,4 раза**

Совкомфлот хочет ввести в эксплуатацию

5 танкеров на СПГ

к маю 2023 года

Все танкеры построят на судовой верфи «Звезда»



Запуск ветродизельного комплекса в Якутии позволит экономить

\$ 240 млн

в год



Европейские банки вложат

1,1 млрд евро

в проект по расширению мощности Шуртанского ГХК

Общая стоимость проекта – **1,5 млрд евро**



В Китае откроется свыше

11 тыс.

зарядных станций для электромобилей мощностью 60–120 кВт,

со средней пропускной способностью **20–50 автомобилей**



На строительство ЛЭП в ТЕР «Столица Арктики» потребуется

3 млрд руб.



Уровень газификации Северной Осетии достигает

90%



Exxon Mobil вложит

\$ 5 млрд

в развитие проекта Сахалин-1 в течение следующих 5 лет



НОВАТЭК выкупил свыше

788 тыс.

своих акций на **1,5 млрд руб.**



НИЗКОУГЛЕРОДНЫЕ МОТОРНЫЕ ТОПЛИВА

Оценка перспектив производства и применения в России

РОССИЯ ОБЛАДАЕТ УНИКАЛЬНЫМИ ВОЗМОЖНОСТЯМИ ДЛЯ ЛИДЕРСТВА В НАПРАВЛЕНИИ ПРОИЗВОДСТВА НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ВИДОВ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ. РЕАЛИЗАЦИЮ ЭТИХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ НЕОБХОДИМО РАССМАТРИВАТЬ НЕ ТОЛЬКО КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРОДУКЦИИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ НА ВНЕШНИХ РЫНКАХ И УЛУЧШЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НА ТРАНСПОРТЕ, НО И КАК СПОСОБ СУЩЕСТВЕННОГО РЫВКА В НАПРАВЛЕНИИ СОЗДАНИЯ БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ ПО ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКЕ ПРОДУКЦИИ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА И РАЗЛИЧНЫХ БИОЛОГИЧЕСКИХ ОТХОДОВ. СОЗДАНИЕ НОВОЙ ОТРАСЛИ ОБЕСПЕЧИТ В БУДУЩЕМ «ЗЕЛЕНУЮ» ДИВЕРСИФИКАЦИЮ ПО МНОГИМ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ЦЕПОЧКАМ, ДАЛЕКО НЕ ТОЛЬКО ПО ТОПЛИВНОМУ НАПРАВЛЕНИЮ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО РЕАЛИЗАЦИИ ПОТЕНЦИАЛА ПРОИЗВОДСТВА НИЗКОУГЛЕРОДНЫХ ТОПЛИВ В РОССИИ

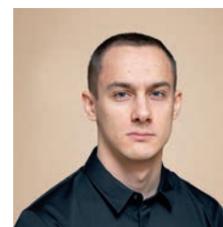
RUSSIA HAS UNIQUE OPPORTUNITIES FOR LEADERSHIP IN THE PRODUCTION OF LOW-CARBON TYPES OF MOTOR FUELS. THE RESPONSE TO THESE OPPORTUNITIES SHOULD BE CONSIDERED NOT ONLY AS A TOOL TO ENHANCE THE COMPETITIVE ABILITIES OF REFINED OIL PRODUCTS IN FOREIGN MARKETS AND IMPROVED ENVIRONMENTAL PERFORMANCE IN TRANSPORT, BUT ALSO AS A WAY TO MAKE A REAL PUSH TOWARDS CREATING BIOTECHNOLOGICAL COMPLEXES FOR DEEP PROCESSING OF AGRICULTURAL PRODUCTS AND VARIOUS BIOLOGICAL WASTE. THE CREATION OF A NEW INDUSTRY WILL PROVIDE IN THE FUTURE "GREEN" DIVERSIFICATION IN MANY TECHNOLOGICAL CHAINS, AND NOT ONLY IN THE FUEL SECTOR. THE PAPER PRESENTS THE OUTCOMES OF THE INVESTIGATIONS AND PROPOSALS FOR FULFILLING THE POTENTIAL FOR THE PRODUCTION OF LOW-CARBON FUELS IN RUSSIA

Ключевые слова: моторные топлива, низкоуглеродные продукты, декарбонизация, биотехнологический комплекс, углеродное регулирование.

УДК 662.7



Ершов Михаил Александрович
генеральный директор,
ООО «Центр мониторинга
новых технологий»,
доцент РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.



Савеленко Всеволод Дмитриевич
руководитель R&D,
ООО «Центр мониторинга
новых технологий»



Махова Ульяна Александровна
инженер-исследователь
ООО «Центр мониторинга
новых технологий»,
шеф-редактор FUELS Digest



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

Мировой контекст: производство и применение низкоуглеродных компонентов моторных топлив

Устойчивая декарбонизация транспорта в значительной степени определяется возможностями по снижению углеродного следа применяемых источников энергии. На текущий момент ключевым применяемым решением являются низкоуглеродные топливные компоненты, в том числе биотоплива. Суммарный мировой объем применения биоконпонентов моторных топлив достиг 125 млн т в 2019 году. При этом они занимают абсолютно преобладающую долю в суммарном спросе на альтернативные виды топлива на транспорте с учетом природного газа и электричества. Так, в странах ЕС на биотопливо приходится 4,4% общего энергопотребления на транспорте, при этом доля электричества составляет 1,4%, а природного газа – 0,9% (рисунок 1). Весь объем биоконпонентов на сегодняшний день применяется только в составе топлив для наземной техники, оснащенной бензиновыми или дизельными двигателями.

Среди низкоуглеродных компонентов дизельного топлива промышленно выпускаются два продукта – метиловые эфиры жирных кислот (FAME), образующиеся в процессе трансэтерификации масел и жиров с метанолом

и биопарафины, получаемые также из масел и жиров, но с помощью двухстадийной технологии, включающей процессы гидрокрекинга и гидроизодепарафинизации. Последний продукт, который также называется HVO или Green-Diesel, представляет собой смесь углеводородов дизельного ряда преимущественно изопарафинов. HVO характеризуется высокими показателями теплоты сгорания, цетанового числа и удовлетворительными низкотемпературными свойствами. При этом, в отличие от FAME, биопарафины HVO химически стабильны. Все это позволяет смешивать HVO в неограниченном соотношении с нефтяным дизелем без ухудшения качества товарного топлива. Кроме того, по данной технологии возможно одновременное получение биоконпонента реактивного топлива, называемого HEFA-SPK.

Среди регионов лидером по применению биоконпонентов дизельного топлива является Евросоюз, на регион приходится 41% мирового спроса на дизельные биоконпоненты, что составляет 15,9 млн т, или порядка 7,4% от объема потребления дизельного топлива в ЕС. Подавляющая доля применяемых в ЕС

¹ Tsemekidi Tzeiranaki, S., Bertoldi, P., Paci, D., Castellazzi, L., Ribeiro Serrenho, T., Economidou, M., Zangheri, P., Energy Consumption and Energy Efficiency Trends in the EU-28, 2000-2018. EUR 30328 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020, ISBN 978-92-76-21074-0, doi:10.2760/847849.

РИС. 1. Структура потребления топлив на транспорте ЕС в 2000 и 2018 гг.¹

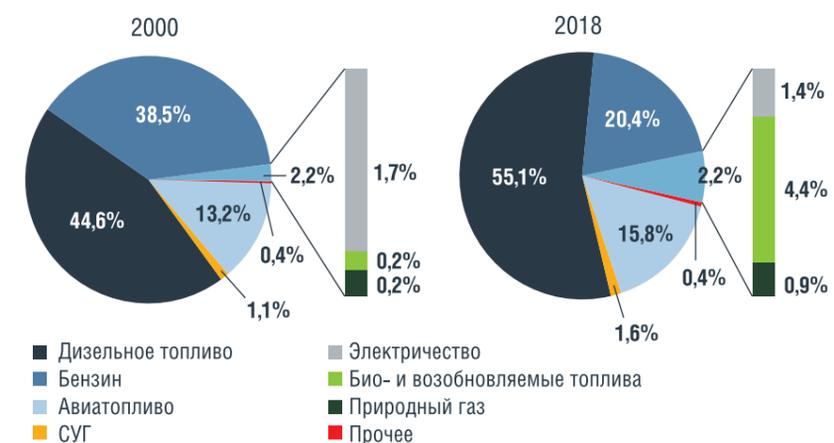
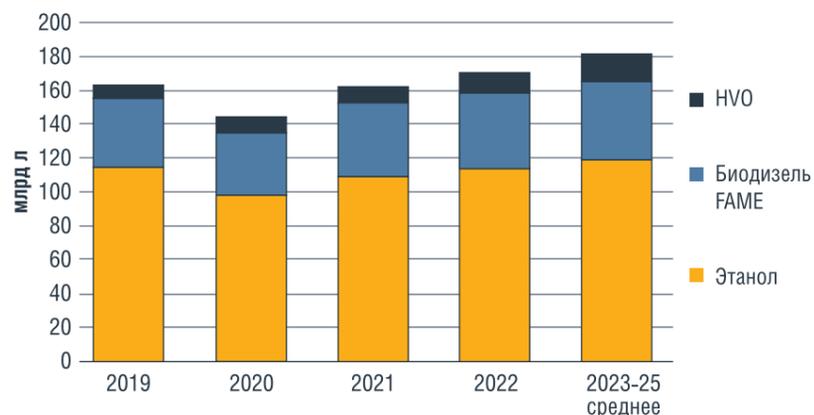


РИС. 2. Текущий уровень (2019) и прогноз мирового производства биотоплива²



биокомпонентов – порядка 85,5% (13,6 млн т) приходится на FAME, оставшиеся 14,5% (2,3 млн т) – это HVO. Из указанного объема непосредственно в странах ЕС производится 11,6 млн т FAME и 2,7 млн т HVO. Таким образом, по FAME регион является нетто-импортером – 3,3 млн т FAME поставляется из третьих стран, преимущественно из Аргентины, Индонезии и Малайзии. Необходимо отметить, что Аргентина и Индонезия в последние годы сумели существенно нарастить объемы поставок FAME в ЕС после успешной подачи этими странами иска в ВТО по снятию заградительных пошлин на импорт FAME.

По прогнозу международного энергетического агентства, рост производства биотоплива в мире будет обеспечен преимущественно новыми мощностями по получению биопарафинов HVO, а также по производству главного мирового биотоплива – биоэтанола (рисунок 2).

В декабре 2018 года Еврокомиссия утвердила обновленную европейскую директиву по возобновляемым источникам энергии (RED II). Цель директивы – достижение по меньшей мере 32%-ной доли энергии из возобновляемых источников в валовом конечном потреблении энергии ЕС к 2030 году. Среди прочего, директива устанавливает нормативные значения по выбросам парниковых газов (по CO₂ эквиваленту) для различных биокомпонентов моторных топлив. Среди жидких возобновляемых топлив наименьший углеродный след характерен для гидроочищенных

отработанных растительных масел (HVO или HEFA-SPK) и биоэтанола второго поколения из лигноцеллюлозного сырья, благодаря чему данным видам топлива отданы наибольшие предпочтения. Для сравнения, показатель выбросов ископаемого дизельного топлива составляет 94 гCO₂экв/МДж, что практически в 6 раз превышает соответствующее значение для HVO, полученного из отработанного растительного масла.

Углеродное регулирование в странах ЕС и его влияние на производство моторных топлив в России

Европейские страны, стимулирующие применение низкоуглеродных топлив, уже сегодня используют экологические преимущества биокомпонента HVO и обнуляют на него ставки топливных налогов (энергетического налога и налога на CO₂), что делает его конкурентоспособным по отношению к нефтяному дизелю. Таким образом, наиболее вероятно, что именно биокомпонент HVO станет в перспективе основным низкоуглеродным компонентом дизельного топлива и ключевым элементом европейской системы торговли выбросами (ETS) и импортной пошлины на углерод (BCA).

Последний аспект, касающийся установления импортной пошлины на углерод, содержит большие риски для российской нефтепереработки. В 2019 году на отечественных НПЗ произведено 78,4 млн т

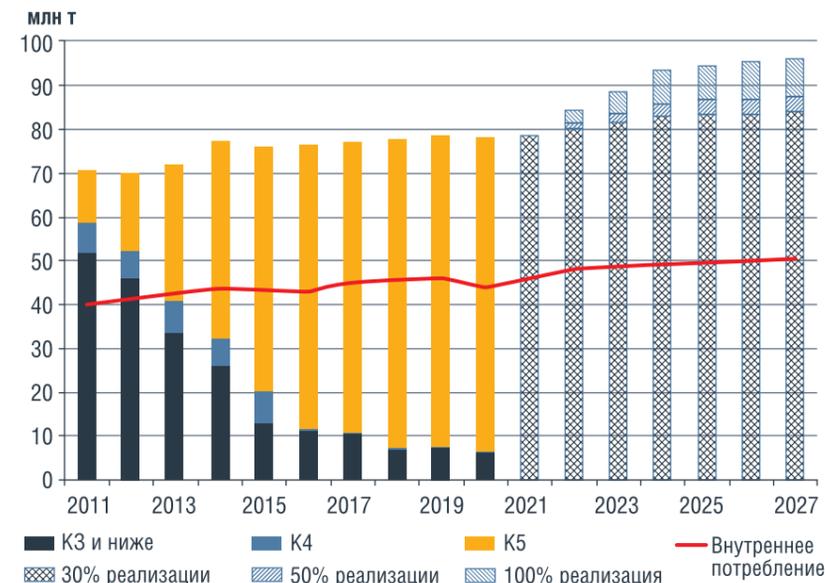
дизельного топлива, из которых 70,6 млн т соответствовало экологическому классу K5. Дальнейшее развитие отрасли сфокусировано на повышении глубины переработки нефти. Планируется ввод мощностей процессов гидрокрекинга (+ 17 млн т/г), коксования (+ 9 млн т/г) и каталитического крекинга (+ 3,4 млн т/г), что приведет к росту производства автомобильного бензина (~ 2–3 млн т/год), но в гораздо большей степени к росту выработки дизельного топлива (~ 10 млн т/год). Внутренний спрос на дизельное топливо в России в последние годы растет медленно (35,2 млн т в 2012 году и 38,2 млн т в 2019 году) вследствие общей экономической ситуации и продолжающегося обновления автопарка на более экономичную технику. В среднесрочной перспективе ожидается рост внутреннего потребления, однако его темпы будут отставать от роста производительности, что только увеличит имеющийся торговый профицит. Дополнительным фактором давления на внутренний спрос на дизельное топливо является активное применение природного газа, в первую очередь в коммерческой технике – ключевом сегменте для дизельного топлива. Таким образом, ввод новых мощностей по выпуску дизельного топлива в России должен быть ориентирован прежде всего на увеличение его экспорта.

В настоящее время главным экспортным рынком для российского дизельного топлива является Евросоюз и Великобритания, которые имеют существенный торговый дисбаланс по бензину и дизельному топливу: регион экспортирует существенные объемы бензина и в то же время зависит от импорта дизельного топлива, в первую очередь из России (25,6 млн т в год), Ближнего Востока (15,6 млн т в год) и США (7,4 млн т в год). Доля России в импорте дизельного топлива в ЕС неизменно растет с 2012 года, увеличившись с 31 до 80% к 2019 году.

Одним из решений по сокращению импортозависимости является выравнивание баланса

² IEA. Renewables 2020 – Analysis and forecast to 2025. November 2020.

РИС. 3. Динамика и прогноз производства и потребления дизельного топлива в России^{3,4}



с увеличением внутреннего потребления бензина. Десятилетиями до того ЕС проводил политику стимулирования применения дизельного топлива (дизелизации) на легковых автомобилях. Основным инструментом был пониженный налог на дизельное топливо относительно бензина и сниженные пошлины на дизельные автомобили. В 2000 г. спрос на бензин и дизельное топливо находился практически на одном уровне 125 и 140 млн т соответственно, к 2018 г. эти показатели составили уже 80 и 220 млн т.

С 2017 года во многих странах ЕС резко сменился курс на редизелизацию с выравниванием налоговых ставок между бензином и дизельным топливом и – самое главное – между акцизами на дизельные и бензиновые автомобили. Ключевым поводом к этому стал экологический скандал «Дизельгейт», случившийся с компанией Volkswagen (а позже и с другими производителями), в ходе которого было установлено, что экологические показатели работы дизельных автомобилей Евро-6 при реальной эксплуатации существенно отличаются в худшую сторону от сертифицированных параметров. В результате рост потребления дизельного топлива замедлился, а спрос на бензин изменил траекторию с падения на небольшой рост. С высокой вероятностью намеченная тенденция будет продолжена.

В условиях планируемого повышения выработки дизельного топлива при мало растущем внутреннем спросе и наметившейся тенденции редизелизации в ЕС ключевой проблемой для российских нефтепереработчиков является поиск новых экспортных возможностей и сохранение экспортного потенциала в странах ЕС. Решение последней задачи во многом зависит еще от одного, связанного с тем, каким именно способом будет реализована европейская инициатива по введению импортной пошлины на углерод. При движении по пути адаптации текущей системы стимулирования применения возобновляемых компонентов, согласно директиве RED II, и действующей системы торговли выбросами ETS, вероятно, что применение низкоуглеродных сертифицированных возобновляемых компонентов будет выгоднее для экспортеров, чем уплата импортной пошлины на углерод.

Несмотря на то, что в опубликованном в июне 2021 г. законопроекте о ограниченном налоге на углерод⁵ нефтяная отрасль не входит в область регулирования, велика вероятность, что отраслевой перечень в ближайшее время будет расширен, и возможно, это произойдет еще до начала применения нового закона (1 января 2023 г.).

Потенциал производства низкоуглеродных топлив в России

Потенциал отечественного производства низкоуглеродных биокомпонентов дизельного топлива зависит от возможностей развития отечественного рынка растительных и животных масел и жиров, являющихся сырьем для выпуска FAME, HVO и HEFA-SPK. В 2019 году Россия произвела порядка 9,2 млн т растительных масел, что на 2,1 млн больше, чем в 2015 году. Экспорт растительных масел в 2019 году составил 4,3 млн т, в 2015 году внешние поставки равнялись 2,2 млн т. Цены на растительные масла за последние 5 лет росли незначительно (средняя оптовая цена рапсового масла в 2015 и 2019 гг. составляла 41,5 и 49,9 руб./кг без учета НДС соответственно) или даже снижалась (средняя оптовая цена подсолнечного масла в 2015 и 2019 гг. составляла 48,1 и 41,5 руб./кг без учета НДС соответственно). Таким образом, российское производство растительных масел показывало последние 5 лет существенный рост, при значительном увеличении доли экспорта и одновременном снижении оптовых цен даже в рублевом эквиваленте. В целом текущая ситуация на отечественном рынке масел, несмотря на повышение цен и локальный дефицит в условиях пандемии, выглядит позитивной для развития производства низкоуглеродных компонентов дизельного топлива.

Себестоимость производства дизельного топлива на российских НПЗ составляет 20–25 руб./кг. Очевидно, что при цене на сырье для HVO 40–50 руб./кг (с учетом минимальной маржинальности его производителей) его применение оправдано только при наличии монетизируемых преимуществ по качеству либо существенных фискальных стимулов. Биодизельные компоненты FAME и HVO не имеют какой-то одной явно выраженной дополнительной ценности для дизельного

³ Министерство энергетики РФ. ТЭК России 2020: Функционирование и развитие. – 2021. – 150 с.

⁴ Федеральная служба государственной статистики <https://www.fedstat.ru/>

⁵ Углеродный менеджмент. Специальный бюллетень FUELS Digest. ЦМНТ, 2021.

топлива, как, например, высокая антидетонационная эффективность биоэтанола. Вместе с тем по совокупности свойств (повышенная воспламеняемость, отсутствие ароматических и непредельных углеводородов, улучшенные низкотемпературные свойства, а также хорошая смазывающая способность у FAME) можно рассматривать как оправданную на 20–30% более высокую стоимость этих компонентов по сравнению с себестоимостью дизельного топлива экологического класса К5. Однако достичь такой товарной стоимости (25–35 руб./кг) FAME и HVO технологически вряд ли удастся. Для экспортируемого дизельного топлива существенным стимулом как раз может стать импортная пошлина на углерод и освобождение от нее для топлив, содержащих биоконпоненты. Для применения низкоуглеродных компонентов в составе дизельного топлива, поставляемого на внутренний рынок, необходимы иные фискальные стимулы. В этой связи стоит отметить, что Россия ратифицировала Парижское соглашение, но пока не определила конкретные национальные цели. Вместе с тем в конце 2019 года распоряжением правительства РФ утвержден национальный план мероприятий первого этапа адаптации к изменениям климата на период до 2022 года. Национальный план предусматривает разработку конкретных инициатив в топливно-энергетическом комплексе и на транспорте в III квартале 2021 года. Это может быть использовано для принятия программы налогового

стимулирования производства и применения низкоуглеродных компонентов дизельного топлива.

Среди низкоуглеродных компонентов автобензина абсолютным мировым лидером по объему производства является биоэтанол. По состоянию на 2019 год, в мире произведено 86,9 млн т топливного биоэтанола (для сравнения объем выработки автобензина в России в 2019 году составил 40,2 млн т).

Лидерство биоэтанола объясняется следующими факторами:

- биоэтанол – драйвер развития сельского хозяйства и якорный продукт биотехнологических комплексов по глубокой переработке зерновых (пшеницы и кукурузы);
- биоэтанол – экологически чистый и низкоуглеродный компонент бензина, способствующий снижению концентрации токсичных веществ – монооксида углерода (CO) несгоревших углеводородов (CH) и твердых частиц (PM2.5) в отработавших газах автомобилей, а также уменьшению выбросов диоксида углерода (CO₂) – основного компонента парниковых газов;
- биоэтанол – высокооктановый компонент бензина, применение которого позволяет осуществлять выпуск автомобильных бензинов марок АИ-95 и АИ-100.

Указанные факторы крайне актуальны для России. Обеспечение устойчивого роста внутреннего спроса на зерно и сахарную свеклу за счет строительства заводов по их

глубокой переработке – наиболее эффективный способ решения проблемы их стратегического перепроизводства в России.

Причина роста урожайности – внедрение передовых технологий в сельское хозяйство, повышение уровня и качества вносимых удобрений. На примере динамики урожайности зерна (рис. 1, а) видно, что даже в 2010 провальном году сбор составил 65 млн тонн, что больше, чем собирали до 2000 года. А в рекордном 2017 году – 135 млн тонн, при этом 44,5 млн тонн было экспортировано, а из-за дефицита элеваторных мощностей хранения потери зерна при хранении составили 7–8%, или 9,1–10,4 млн тонн⁶.

Прогнозы развития сельского хозяйства в России предполагают, что, даже несмотря на отдельные неблагоприятные года, производство зерна будет расти, а его объемы будут серьезно превышать внутреннее потребление и возможности экспорта. Дальнейший рост российского АПК во многом зависит от роста непроизводительного зернового рынка, развития транспортной и экспортной инфраструктуры.

Из перечисленных возможностей увеличения рынка зерна только переработка имеет потенциал существенного роста. История знает примеры планируемого

⁶ Бундина О.И. Развитие зернового хозяйства России: проблемы и решения. ВНИИЗ – филиал ФГБНУ «ФНЦ пищевых систем им. В.М. Горбатова» РАН // Официальный сайт ВНИИЗ.

РИС. 4. Производство зерна в России в 1998–2018 гг. (а) и посевные площади (красная линия) и сбор зерна (усреднено, синяя линия) в США в 1926–2014 гг. (б)

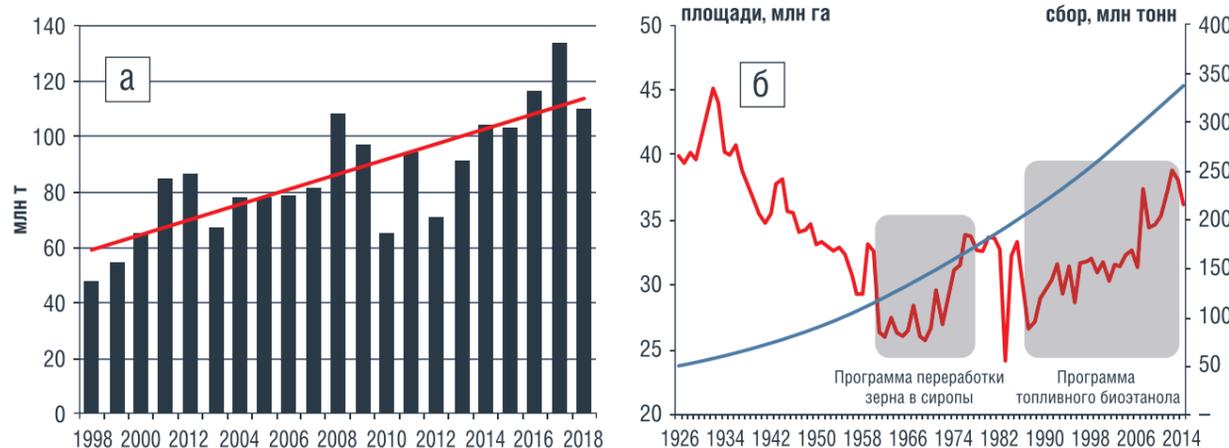
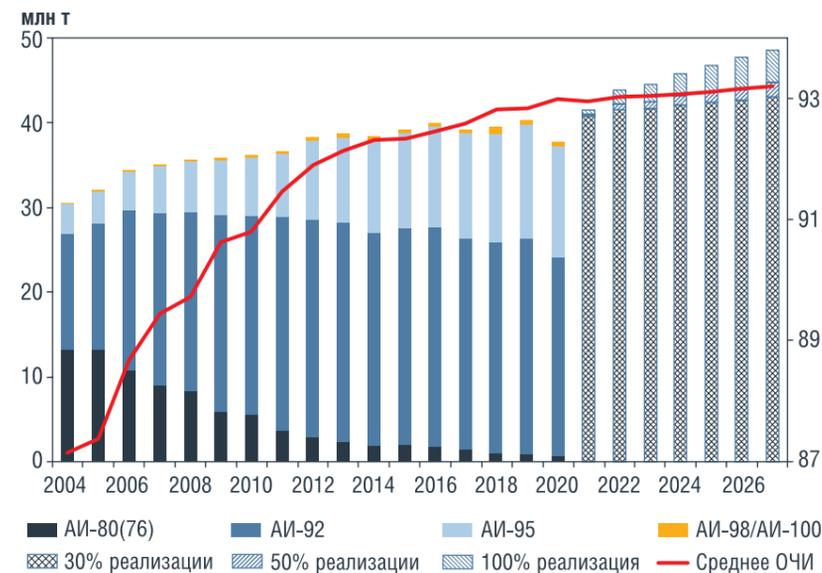


РИС. 5. Динамика и прогноз производства автобензина в России^{7,8}



и управляемого расширения сельскохозяйственных рынков. США периодически испытывают кризисы перепроизводства и падения цен на зерно из-за постоянного роста урожайности (в среднем 2% в год). Стагнация рынка 30–40 лет назад была устранена массовым развитием глубокой переработки зерна с производством кормов и сиропов. Еще один кризис рынка зерновых в США 15 лет назад переломили запуском программ производства биотоплива из кукурузы (рис. 1, б).

Для нашей страны стратегически правильным решением проблем перепроизводства зерновых должно стать развитие их глубокой переработки. Заводы по глубокой переработке зерна в качестве базового продукта, обеспечивающего масштаб и устойчивость предприятия, могут выбрать биоэтанол. Вместе с тем для его производства требуется только низкосортный крахмал, остальные компоненты зерна пойдут на выработку пищевого крахмала, глютен, сухой высокопротеиновой барды (DDGS) и др. продукции. Маржинальность заводов по глубокой переработке зерна обеспечивается в основном за счет перечисленных продуктов, позволяя отгружать биоэтанол на топливный рынок по конкурентной цене. Кроме того, производство биоэтанола – практически единственный способ поддержки и переупорядочивания простаивающих (более 50) спиртовых предприятий.

Повышение экологических характеристик моторных топлив – также актуальная задача.

Биоэтанол – самая эффективная из разрешенных октаноповышающих добавок, его применение позволяет существенно повысить выработку бензина АИ-95 и АИ-100. Детонационная стойкость по-прежнему остается ключевым эксплуатационным свойством автомобильного бензина. В России, как и во всем мире, динамично увеличивается выработка высокооктановых бензинов и среднее значение октанового числа бензинового пула. Продолжение этой тенденции связано в первую очередь с повсеместным трендом на декарбонизацию и все более жесткими стандартами на выбросы CO₂ автомобильным транспортом. Более высокооктановые бензины обеспечивают возможность работы экономичных двигателей с прямым впрыском топлива и турбонаддувом, а также с более высокой степенью сжатия. За последние 15 лет в России доля выпускаемых бензинов с октановым числом АИ-92 и выше увеличилась до 97,6%, что положительно повлияло на изменение среднего октанового числа бензинового пула, которое выросло с 87 до 93 ед. С целью удовлетворения растущего спроса на бензин АИ-95 намеченная тенденция должна продолжиться в сторону повышения охвата высокооктановых бензинов. Вместе с тем развитие по данному

направлению может столкнуться со значительными сложностями. Так, в последние 4 года отмечена стабилизация среднего октанового числа бензинового пула на уровне 93 ед. Более того, моделирование компонентной базы автобензина после строительства запланированных установок показывает, что среднее октановое число на горизонте до 2027 года не превысит 93,2 ед.

В целом российский рынок автомобильного бензина показывает хоть и не такой большой, как у дизельного топлива, но профицит: по итогам 2019 года избыток бензина в России составил 4,3 млн т (11% от объема производства), в 2020 году – 5,5 млн т (15% от объема производства). Вместе с тем, несмотря на общую профицитность, отечественный рынок не сбалансирован регионально и сезонно, что проявляется в локальных топливных кризисах, как, например, в регионах Дальнего Востока, где периодически случаются перебои с поставками автобензина, особенно марок АИ-95 и АИ-98. Правительство РФ вынуждено реагировать на это, в том числе ручным регулированием налогового режима внешнеэкономической деятельности, включая полный запрет на экспорт топлива.

Повышение общего профицита производства автобензина в России остается важной задачей для нефтепереработки. В случае полной реализации программы строительства новых установок, профицитность по автобензину составит к 2025 году 11 млн т. Однако, при сценарии частичной реализации программы (30%), профицитность рынка увеличится только на 1,1 млн т, что приведет к сохранению текущей ситуации локальных дисбалансов, особенно в случае превышения темпов роста спроса на топливо относительно текущего консервативного прогноза.

Учитывая данные перспективы, расширение возможностей производства высокооктанового бензина следует рассматривать как

⁷ Министерство энергетики РФ. ТЭК России 2020: Функционирование и развитие. – 2021. – 150 с.

⁸ Федеральная служба государственной статистики <https://www.fedstat.ru/>.

ТАБЛИЦА 1. Расчет удельной стоимости повышения октанового числа для различных добавок

Наименование показателя	МТБЭ	МТАЭ	Биоэтанол	N-MA
Среднее октановое число смешения по ИМ, ед.*	118	109	125	350
Требуемая концентрация для повышения ОЧИ на 1 ед., % масс.	3,6	5,3	2,9	0,3
Цена без НДС, руб./т	65 000	60 000	60 000	120 000
Удельная стоимость повышения ОЧИ на 1 ед., руб./т	1250	1579	857	257

Примечание: Приведены средние ОЧИ смешения в базовом бензине с ОЧИ не менее 90 при концентрации компонентов и добавок, обеспечивающей прирост ОЧИ не менее 3 ед.

первостепенную задачу, решение которой заключается, в том числе, в поддержке производства высокооктановых компонентов и добавок.

Вопрос себестоимости биоэтанола в условиях жесткой конкуренции на рынке топливных добавок является одним из ключевых для оценки перспектив этого продукта. Биоэтанол по эффективности превосходит используемые в России октаноповышающие добавки (МТБЭ и МТАЭ), а по удельной стоимости повышение октанового числа бензина уступает только крайне эффективному N-метиланилину (таблица 1). Однако, учитывая известный недостаток этилового спирта, связанный с высокой гигроскопичностью, его рыночная стоимость должна быть на 5–10% ниже цены на МТБЭ. Данный уровень может быть обеспечен только при производстве биоэтанола на крупных предприятиях по глубокой переработке зерна (не менее 100–200 тыс. тонн/год по этанолу). При использовании текущих простаивающих спиртовых мощностей требуется фискальная поддержка аналогично HVO.

Принимая во внимание преимущества биоэтанола, для создания правовых основ его производства в 2018 году принят Федеральный закон от 28.11.2018 № 448-ФЗ, в рамках которого введено понятие биоэтанола, из-под действия закона выведено производство и (или) оборот автомобильного бензина, производимого с добавлением этилового спирта или спиртосодержащей продукции, определены основные требования к предприятиям, производящим биоэтанол, и процессу его

денатурации, отменено государственное регулирование минимальных цен на биоэтанол. Кроме принятия обозначенного ФЗ, Министерством финансов РФ в письме от 10.11.2015 № 03-07-06/64590 дано разъяснение, что биоэтанол может отгружаться без уплаты акциза для производства автомобильного бензина с содержанием этилового спирта до 9% об. Таким образом, в России в 2018 году законодательно определены базовые условия для биоэтанольной промышленности.

Вместе с тем до настоящего времени реальное производство и применение топливного биоэтанола в России не осуществляется. Главным сдерживающим фактором является отсутствие рынка биоэтанола и слабая заинтересованность нефтяных компаний в его применении, учитывая жесткую ценовую конкуренцию с традиционными углеводородными компонентами бензина и оксигенатами. Как и в случае биодизельных компонентов, стимулирование производства и применения биоэтанола может быть реализовано в рамках разрабатываемой правительством РФ инициативы по реализации Парижского соглашения в топливно-энергетическом комплексе и на транспорте. Помимо этого, дополнительной мерой поддержки для биоэтанола является увеличение его предельно допустимой концентрации в составе автомобильного бензина с 5 до 10% об. при изменении требований Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 013/2011 по аналогии с нормативной документацией на автомобильные бензины ведущих стран. Предварительный

анализ российского автопарка показывает его высокую готовность к применению бензина с 10% этанола.

Более того, существует возможность увеличения доли этанола до 30–40% с получением среднеэтанольных гибридных топлив, которые в настоящее время в ряде стран рассматриваются как наиболее эффективный способ применения этанола. Массовое распространение подобное топливо получило в Бразилии, где законодательно весь продаваемый стандартный бензин должен содержать порядка 27% об. этанола. В странах ЕС прорабатывается проект стандарта на бензин E25. На АЗС США уже можно приобрести топливо с 30%-ным содержанием спирта. Главная техническая особенность биоэтанола заключается в том, что его наибольшая октаноповышающая способность достигается при концентрации спирта от 20 до 40% в низкооктановых бензиновых фракциях. Таким образом, производство среднеэтанольных гибридных топлив обеспечивает монетизацию данного преимущества биоэтанола и дает возможность выработки качественного высокооктанового топлива – полного аналога бензина АИ-92 и АИ-95 при использовании дешевых низкооктановых углеводородных фракций с НПЗ. Применение биоэтанола в средних концентрациях также позволяет добиться максимального положительного экологического эффекта – с ростом концентрации спирта в бензине резко уменьшается содержание вредных веществ в отработавших газах автомобилей, а также уменьшается доля ароматических углеводородов в бензине.

Центром Мониторинга Новых Технологий совместно с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина проведен анализ сырьевой обеспеченности, неостребованных мощностей спиртовых предприятий, рынка автобензина и структуры существующего автопарка различных российских регионов. В результате установлено, что по совокупности факторов наиболее перспективными для организации производства и применения этанолсодержащих топлив и, в частности, среднеэтанольных топлив является Северо-Кавказский федеральный округ. В округе сконцентрированы наибольшие мощности простаивающих спиртовых заводов, которые могут быть перепрофилированы под выпуск биоэтанола (19 предприятий суммарной мощностью 30 585 тыс. дал/год). Регионы СКФО полностью обеспечены сырьем для производства биоэтанола – пшеницей и кукурузой, а также имеют наибольшую производительность по данным культурам (урожайность по пшенице 40 ц/га). В СКФО отсутствуют крупные нефтеперерабатывающие предприятия и имеются серьезные проблемы с получением качественных автомобильных бензинов. Мягкие климатические условия СКФО идеально подходят для производства и применения этанолсодержащих топлив. И наконец, особая структура автопарка СКФО (более 45% представлено отечественными автомобилями производства АВТОВАЗ), предполагает возможность быстрого получения допуска на применение новых марок топлива. В настоящее время прорабатывается концепция пилотного проекта по производству и применению среднеэтанольных топлив в СКФО.

Выводы и предложения по развитию производства и применения низкоуглеродных моторных топлив в России

Россия обладает уникальными возможностями для лидерства в направлении производства низкоуглеродных видов топлива. Реализацию этих возможностей необходимо рассматривать не только как инструмент повышения конкурентоспособности продукции нефтепереработки на внешних рынках и улучшения экологических показателей на транспорте, но и как способ существенного рывка в направлении создания биотехнологических комплексов по глубокой переработке продукции сельского хозяйства и различных биологических отходов. Создание новой отрасли обеспечит в будущем «зеленую» диверсификацию по многим технологическим цепочкам, далеко не только по топливному направлению. Проведенный анализ позволяет сделать следующие выводы:

1. На текущий момент ключевым применяемым решением в области декарбонизации транспорта являются низкоуглеродные топливные компоненты, в том числе биотоплива. Суммарный мировой объем применения биокomпонентов моторных топлив достиг 125 млн т в 2019 году. Среди низкоуглеродных компонентов дизельного топлива промышленно выпускаются два

продукта FAME, образующиеся в процессе трансэтерификации масел и жиров с метанолом, и биопарафины HVO или Green-Diesel, наряду с которыми в одном технологическом цикле может вырабатываться также биокеросин HEFA-SPK.

2. По прогнозу МЭА, рост производства биотоплива в мире будет обеспечен преимущественно новыми мощностями по получению биопарафинов HVO (и HEFA-SPK) и биоэтанола, так как для них характерен наименьший углеродный след среди жидких топлив.
3. В условиях ожидаемого существенного повышения выработки дизельного топлива в России при мало растущем внутреннем спросе и наметившейся тенденции редизелизации в ЕС ключевой проблемой для российских нефтепереработчиков является поиск новых экспортных возможностей и сохранение экспортного потенциала в странах ЕС. На текущий момент оптимальным решением данной задачи выступает применение низкоуглеродных сертифицированных возобновляемых компонентов.
4. Потенциал отечественного производства низкоуглеродных биокomпонентов дизельного топлива зависит от возможностей развития отечественного рынка растительных и животных масел и жиров, являющихся сырьем для выпуска FAME, HVO и HEFA-SPK. Фундаментально ситуация на данном рынке выглядит



позитивной: производство масел за последние 5 лет выросло на 2,1 млн т, до 9,2 млн т. В это же время экспорт достиг 4,3 млн т, при 2,2 млн т в 2015 году. Цены за последние 5 лет росли незначительно или даже снижались для некоторых видов масел.

5. При себестоимости производства дизельного топлива на российских НПЗ в 20–25 руб./кг, очевидно, что с ценой на сырье для HVO 40–50 руб./кг его применение оправдано только при наличии существенных фискальных стимулов. Для экспортируемого дизельного топлива существенным стимулом как раз может стать импортная пошлина на углерод, но для применения низкоуглеродных компонентов в составе топлив, поставляемых на внутренний рынок, необходимы иные фискальные стимулы.
6. Среди низкоуглеродных компонентов автобензина абсолютным мировым лидером по объему производства является биоэтанол. В 2019 году в мире произведено 86,9 млн т топливного биоэтанола (для сравнения объем выработки автобензина в России в 2019 году составил 40,2 млн т).
7. Лидерство биоэтанола объясняется тем, что он служит драйвером развития сельского хозяйства и якорным продуктом комплексов по глубокой переработке зерновых. Также биоэтанол – экологически чистый и низкоуглеродный компонент бензина, являющийся к тому же высокоэффективной октаноповышающей добавкой, применение которой позволяет повышать выпуск автомобильных бензинов марок АИ-95 и АИ-100.
8. Рынок автомобильного бензина характеризуется небольшим профицитом и тенденцией к повышению «спроса на октан». В этих условиях расширение возможностей производства высокооктанового бензина следует рассматривать как первостепенную задачу, решение которой заключается в том числе в поддержке производства высокооктановых компонентов и добавок, таких как биоэтанол.
9. Вопрос себестоимости биоэтанола в условиях жесткой конкуренции на рынке

топливных добавок является одним из ключевых для оценки перспектив этого продукта. Эффективный уровень цены биоэтанола достижим только при его производстве на крупных предприятиях по глубокой переработке зерна (не менее 100–200 тыс. тонн/год по этанолу), поэтому при использовании текущих простаивающих спиртовых мощностей требуется фискальная поддержка аналогично HVO.

10. В 2018 году законодательно определены базовые условия для биоэтанольной промышленности и установлена возможность для производства автомобильного бензина с содержанием этилового спирта до 5% об. Вместе с тем, до настоящего времени реальное производство и применение топливного биоэтанола в России не осуществляется, что связано с отсутствием рынка биоэтанола и слабой заинтересованностью нефтяных компаний в его применении, учитывая жесткую ценовую конкуренцию с традиционными углеводородными компонентами бензина и оксигенатами. Как и в случае биодизельных компонентов, стимулирование производства и применения биоэтанола может быть реализовано в рамках разрабатываемой правительством РФ инициативы по реализации Парижского соглашения в топливно-энергетическом комплексе и на транспорте. Помимо этого, дополнительной мерой поддержки для биоэтанола является увеличение его предельно-допустимой концентрации в составе

автобензина с 5 до 10% об. при изменении требований ТР ТС 013/2011 по аналогии с нормативной документацией на автомобильные бензины ведущих стран.

11. Более того, существует возможность увеличения доли этанола до 30–40% с получением среднеэтанольных гибридных топлив, которые в настоящее время в ряде стран рассматриваются как наиболее эффективный способ применения этанола. Центром Мониторинга Новых Технологий совместно с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в настоящее время прорабатывается концепция пилотного проекта по производству и применению среднеэтанольных топлив в СКФО.

Проблемы и перспективы производства низкоуглеродных моторных биотоплив обсуждались 11 августа 2021 года на совещании в Минэнерго РФ с участием представителей крупнейших нефтяных компаний и ФОИВ. На совещании был представлен доклад Центра мониторинга новых технологий и РГУНГ (НИУ) имени И.М. Губкина с анализом текущей ситуации по производству моторных биотоплив в мире и потенциала их выпуска и применения в России. Кроме того, в рамках доклада предложена дорожная карта по развитию производства биотоплива в России, которая по итогам совещания направлена в нефтяные компании и ФОИВы для рассмотрения и согласования. ●

KEYWORDS: *motor fuels, low-carbon products, decarbonization, biotechnological complex, carbon regulation.*

Центр Мониторинга Новых Технологий

Независимая исследовательская компания, специализирующаяся на разработке новых продуктов и технологий, экспериментальных и информационно-аналитических исследованиях в нефтепереработке, нефтехимии и производстве альтернативных топлив. В статусе резидента Сколково ведет разработку технологий производства низкоуглеродных топлив E25, HVO, SAF и OxyDiesel. С помощью собственного информационно-аналитического сервиса FUELS Digest осуществляет непрерывный мониторинг технологической информации в области нефтяных и альтернативных топлив, присадок, катализаторов и процессов их производства



МИНИСТЕРСТВО ТРАНСПОРТА
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



XV МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ И ВЫСТАВКА

16 – 18 ноября 2021 | Москва, Гостиный Двор



БЕЗОПАСНОСТЬ СКОРОСТЬ DIGITAL ЦИФРОВИЗАЦИЯ ИННОВАЦИИ ТРАНСПОРТ

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



ОАО «РЖД»

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОР КОНФЕРЕНЦИИ



РЕКЛАМА

www.transweek.digital

МАКСИМАЛЬНАЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ без капитальных затрат

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА БЕЗ КАПИТАЛЬНЫХ ЗАТРАТ И РОСТ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ИНВЕСТИЦИЙ – ТО, ЧТО КОМПАНИЯ АГГРЕКО ПРЕДЛАГАЕТ ЗАКАЗЧИКАМ УЖЕ БОЛЕЕ 55 ЛЕТ. МОБИЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ КОМПАНИИ ОТКРЫВАЕТ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ, ОДНА ИЗ КОТОРЫХ – УСТРАНЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОГРАНИЧЕНИЙ БЕЗ КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ ИЛИ МОДИФИКАЦИИ СОБСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ. В ЭТОМ МАТЕРИАЛЕ РАЗОБРАНЫ ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ, С КОТОРЫМИ СТАЛКИВАЮТСЯ НПЗ ПО ВСЕМУ МИРУ, И ПРИВЕДЕНЫ РЕШЕНИЯ АГГРЕКО, КОТОРЫЕ ПОЗВОЛИЛИ ЭТИ ПРОБЛЕМЫ УСТРАНИТЬ

IMPROVING PRODUCTION EFFICIENCY WITHOUT CAPITAL COSTS AND INCREASING RETURN ON INVESTMENT IS WHAT AGGREKO HAS BEEN OFFERING CUSTOMERS FOR MORE THAN 55 YEARS. THE COMPANY MOBILE EQUIPMENT OPENS UP NEW OPPORTUNITIES FOR ENTERPRISES, ONE OF WHICH IS THE ELIMINATION OF PRODUCTION RESTRICTIONS WITHOUT CAPITAL INVESTMENTS OR MODIFICATION OF THEIR OWN EQUIPMENT. THIS PAPER EXAMINES THE MAIN PROBLEMS FACED BY REFINERIES AROUND THE WORLD, AND PROVIDES AGGREKO SOLUTIONS, WHICH ALLOWED THESE PROBLEMS TO BE ELIMINATED

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: инвестиции, рентабельность, эффективное производство, нефтеперерабатывающий завод, оборудование.

Алексей Журавлев

менеджер по развитию бизнеса
ООО «Агреко Евразия»

Сезонные ограничения нефтепереработки

Высокие температуры летом зачастую негативно влияют на функционирование систем охлаждения оборудования, которые перегреваются из-за горячего воздуха, что в свою очередь может негативно сказываться на достижении производственных целей. Эти проблемы можно решить, используя готовое арендное оборудование, что позволит:

- значительно сократить время охлаждения реактора при замене катализатора на установках гидроочистки в конце производственного цикла (EOR);
- увеличить выработку установки вакуумной перегонки (УВП) летом или даже в течение года;
- повысить уровень извлечения сероводорода в установках аминной очистки;
- обеспечить быстрое охлаждение (после выпуска пара) и сушку оборудования;



- повысить производительность установки производства полипропилена (ПП) за счет улучшенной системы охлаждения;
- повысить производительность штатной градирни;
- повысить производительность сжигания кокса в регенераторе флюид-каталитического крекинга (ФКК);

- максимально повысить удельную производительность за счет улучшения охлаждения продукта в процессе выработки;
- устранить недостаток мощности в энергоснабжении;
- повысить октановое число алкилата за счет использования улучшенной системы охлаждения установки, а также охлаждения верхней части колонны.

УДК 665.71: 338

Оптимизация условий работы НПЗ в «горячий» сезон

Снижение спроса на продукты нефтепереработки и ужесточение стандартов работы, например глобальных требований к жидкому топливу (IMO 2020), могут повлиять на прибыльность НПЗ. Кардинальные перемены коснутся и производственно-сбытовой цепочки в нефтехимическом секторе. Предприятия приспосабливаются к работе в условиях дефицита капитальных средств.

Проведение плановых и внеплановых ремонтных работ может стать более эффективным благодаря использованию систем временного охлаждения, электроснабжения, организации инженерно-технологического сопровождения и удаленного мониторинга. Например, строгие требования к качеству продукции, влияющие на процессы гидроочистки и гидрокрекинга на НПЗ, потребуют проведения модернизации, чтобы снизить содержание серы в бензине и дизельном топливе. Другие новые требования (например, Приложение VI к международному соглашению MARPOL 73/78) сохраняют тенденцию к длительному процессу модернизации и жесткому соблюдению ее графиков. Продление сроков капитальных ремонтных работ всего на день или два может стоить предприятию потери миллионов долларов.

Компания Агреко разработала новые способы значительного сокращения времени охлаждения реактора. Данные решения по охлаждению помогают снизить срок простоев при выполнении таких задач, как выпуск пара, вывод установок из эксплуатации, охлаждение установок.

Оптимизация условий работы в периоды максимальной загрузки позволяет избежать как перебоев, так и недостаточной загрузки оборудования. Примером может служить усовершенствованная процедура удаления H₂S и CO₂ в аминных установках, а также минимизация загрязнения и коррозии оборудования. Эти и другие примеры рассмотрены ниже.



Охлаждение реактора

Каталитические реакторы необходимо охлаждать до безопасной температуры для возможности доступа человека к оборудованию. Сократив время охлаждения катализатора в реакторе даже на 18 часов, можно достичь значительной экономии.

Для остановки реактора на обслуживание катализатор должен быть охлажден до температуры, близкой к температуре окружающей среды. Первая фаза охлаждения с использованием существующего оборудования позволяет быстро и эффективно снизить температуру примерно до 90 °С. Однако второй этап с использованием паров жидкого азота для охлаждения до температуры ниже 37 °С, гарантирующий безопасность доступа, традиционно медленный и дорогостоящий.

Учитывая миллионы килограммов массы катализатора и металлического реактора, которые должны охлаждаться, время на охлаждение с помощью жидкого азота чрезмерно увеличивается.

Второй этап охлаждения часто становится ключевой задачей, требующей решения, а также узким местом для всего ремонтного цикла.

Для решения этой проблемы применяется технология охлаждения циркулирующего газового потока непосредственно с помощью водно-гликолевого раствора в арендном теплообменнике, который

расположен после компрессора рециркулирующего газа. Затем рециркулирующий раствор охлаждают в механическом чиллере.

Такое техническое решение позволяет охладить катализатор как минимум в три раза быстрее, чем при охлаждении с помощью собственных установок. Быстрое восстановление работоспособности установки поможет сэкономить миллионы долларов.

Улучшение выработки установки вакуумной перегонки

Для эффективной эксплуатации вакуумной колонны или установки вакуумной перегонки (УВП) необходима сезонная стратегия, позволяющая увеличить пропускную способность колонны и добиться более качественной сепарации. При текущем коэффициенте загрузки НПЗ, превышающем 95%, неэффективная работа УВП может ухудшить показатели последующих этапов переработки. В большинстве случаев эффективность вакуумной колонны падает летом, когда температура окружающей среды снижает производительность конденсаторов верхнего погона.

Практика показывает, что недостаточное охлаждение конденсаторов верхней части УВП и паровых эжекторов приводит к дорогостоящему отключению и внеплановой очистке загрязненных теплообменников.

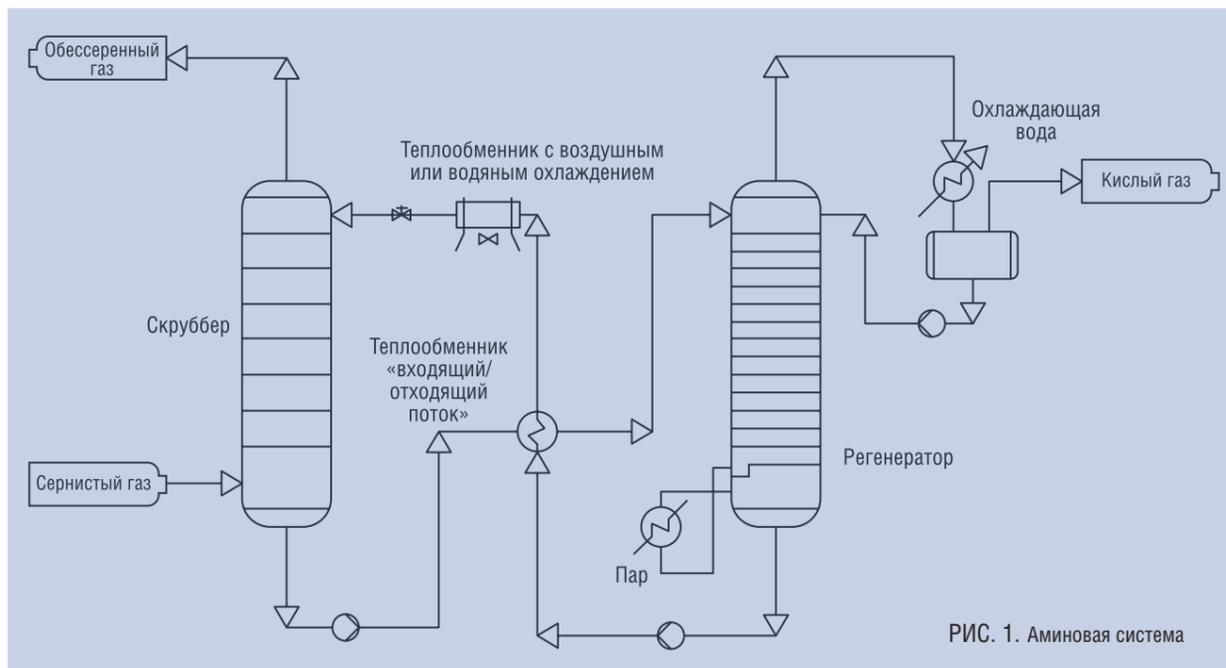


РИС. 1. Аминная система

Неуклонное падение скорости подачи и выработки вакуумного газойля (ВГО) повлияло на производительность установки флюид-каталитического крекинга (УФКК). При уменьшении подачи сырья в УВП расход кубовых остатков вакуумной колонны в установку замедленного коксования (УЗК) также падал. Падение производительности УФКК и УЗК, которые, как правило, являются самыми крупными перерабатывающими установками на НПЗ, негативно сказалось на объемах производства дизельного топлива, бензина и газойля. Для решения этой проблемы применяют замкнутую систему охлаждения, которая повышает интенсивность циркуляции охлаждающей воды в конденсаторах верхнего погона и паровых эжекторов.

Это помогает восстановить конденсирующую способность, снизило давление в зоне испарения и увеличило выработку ВГО для УФКК. Применяются также насосы большой мощности для увеличения подачи охлаждающей воды на верхние части УВП. Использование замкнутой системы циркуляции охлаждающей воды также помогает оперативно выполнять химическую очистку. Благодаря такому подходу удается растворить солевые отложения, восстановить производительность конденсатора и остаться в рамках графика ремонтов.

Как повысить эффективность установки аминной очистки

Сероводород, содержащийся в топливном газе, производимом на НПЗ, необходимо извлечь и преобразовать в элементарную серу.

Для эффективного удаления H_2S и CO_2 , особенно при высоких температурах воздуха (рис. 1), необходимо максимальное охлаждение циркулирующего обедненного амина.

Растворители установки аминной очистки (включая МЭА, ДЭА и МДЭА) оптимально работают при заданном соотношении растворителя к H_2S и в узком диапазоне температур в скруббере.

Однако высокие температуры обедненного амина, вызванные повышенной температурой внешнего воздуха или охлаждающей воды, могут стать проблемой в летний период. Один из методов решения этой проблемы – подключение своего оборудования (временного теплообменника) по контуру регенерированного амина с использованием выносной трубной обвязки и без отключения установки, работающей в стандартном режиме.

Охлаждение ректификационной колонны

Дополнительное охлаждение верхней части колонны необходимо для восстановления эффективности фракционирования на 10% во многих процессах. В рамках опроса нефтепереработчики отметили, что на ограничения мощности газодиффузионных секций УФКК влияют:

- нагрузка компрессора влажного газа (КВГ) УФКК;
- охлаждение регенерированной нефти в абсорбере газодиффузионной секции УФКК, которое сводит к минимуму потери ценного пропана;
- охлаждение верха колонн депропанации и дебутанизации газодиффузионной установки (ГФУ).

Эффективный метод – разгрузка КВГ за счет предоставления дополнительных охлаждающих мощностей для верха колонн. Нижнюю часть компрессора с влажным газом УФКК целенаправленно охлаждают для максимального извлечения пропана (С3) и более тяжелых компонентов из потока топливного газа, минимизируя колебания нагрева топливным газом. Таким образом восстанавливается мощность охлаждения верха

колонны дебутанизации в летнее время, обеспечивая высокую эффективность перегонки и производительность УФКК.

Недостаточное охлаждение является одним из главных сдерживающих факторов производительности в летний период. Однако невозможно обеспечить постоянное охлаждение во время сезонных колебаний. Решить проблему помогут дополнительные системы охлаждения. Они повышают производительность газодиффузионных установок и ректификационных колонн на 5–8% в пиковые летние месяцы. Дополнительное охлаждение также может поддерживать производительность колонн широких фракций легких углеводородов (ШФЛУ) на необходимом уровне без сезонных ограничений по температуре окружающего воздуха.

Подобные ограничения зачастую наблюдаются при работе колонн деэтанатора, депропанатора и дебутанизатора, каждая из которых требует соответствующего охлаждения конденсатора, что необходимо для поддержания производительности и качества продукта.

Как избежать сокращения объема производства летом

В дополнение к вышеперечисленным производственным ограничениям летнего периода отметим: засорение ректификационной колонны снижает теплоотдачу, значительно влияя на расходы по охлаждению и приводит к получению некондиционных продуктов или сокращению объемов производства. Например, загрязнение конденсатора верхней части колонны дебутанизации ФКК может привести к уменьшению рефлюкса и плохому разделению на фракции. Оперативная чистка может не решить проблему. А сокращение производительности УФКК для проведения очистки или полной замены блоков конденсатора дебутанизатора может грозить губительными последствиями для всего НПЗ. Оптимальный вариант – использование высококачественных теплообменников в сочетании



с арендой чиллеров во время очистки змеевиков конденсатора верхнего части колонны или их замены. Такой подход обеспечит полноценную работу дебутанизатора в соответствии с техническими требованиями в период высокого летнего спроса на бензин. Чиллеры позволяют снизить температуру верхнего погона до 70°F по сравнению с изначальными 111°F. Дополнительное охлаждение с помощью временных теплообменников и чиллеров позволяет обеспечить требования к установленным предельным значениям на уровне 6,5–7,0 фунтов на квадратный дюйм в течение всего лета. Кроме того, содержание пентана и более тяжелых газов (С5+) в перегретом бутане (С4) снижены с 1–2% до менее чем 0,5% (объемный процент жидкости).

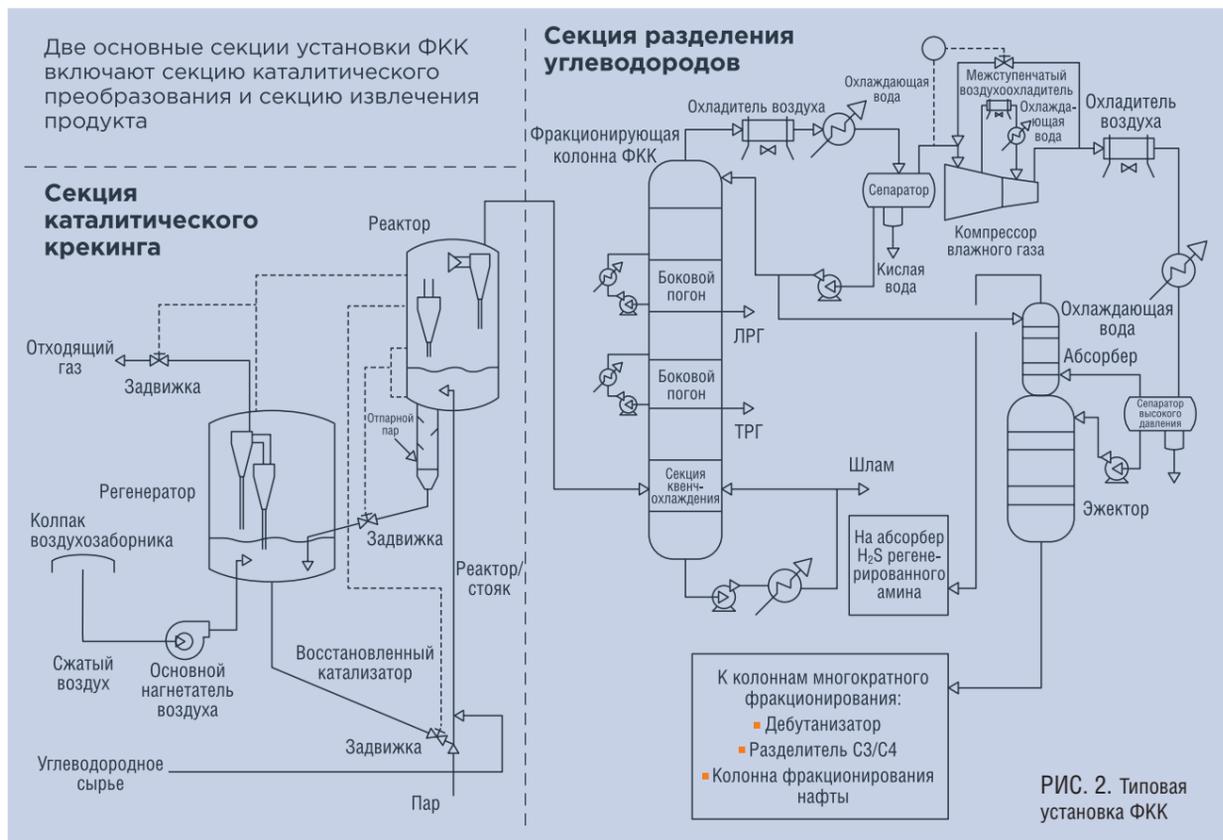
Увеличение производительности ФКК

Инвестиции в повышение эффективности алкилирования позволяют наращивать объемы производства бензина с требуемым октановым числом. Основной источник олефинового сырья для установки алкилирования – УФКК.

Условия эксплуатации установки ФКК можно корректировать, чтобы повысить объемы производства пропилена и бутилена. При этом, как правило, узким местом в системе для увеличения выработки пропилена и бутилена становится компрессор влажного газа (КВГ).

Для повышения производительности установки ФКК (производство бензина, дистиллята, легкого рециркуляционного газойля (ЛРГ) и т.д.) требуется максимально четкое разделение фракций в основной ректификационной колонне и последующей системе фракционирования ГФУ, при этом необходимо увеличивать ее единичную пропускную способность (см. рис. 2).

Однако отсутствие возможности управлять параметрами разделения в главной ректификационной колонне и газодиффузионной секции УФКК снижает эффективность капиталовложений в совершенствование состава катализаторов, реализацию инженерных и металлургических улучшений в реакторе и регенераторе. Для ФКК характерны очень высокие предельные значения, и это позволяет получать существенные преимущества



от увеличения скорости противотока в колоннах секции извлечения. В результате можно преодолеть ограничения при охлаждении верхнего погона фракционирующей колонны, что может сэкономить тысячи долларов в день.

УФКК зачастую выполняет роль основного нагнетателя воздуха, мощность которого ограничена в период пикового потребления бензина летом, когда окружающий воздух более горячий и влажный. Воздух на входе нагнетателя охлаждается, его расход увеличивается на 5–8%, что позволяет увеличить пропускную способность УФКК. Показатели окупаемости составляют более 20:1.

Подача воздуха под давлением

Вследствие пониженной плотности внешнего воздуха летом НПЗ обычно сокращают загрузку УФКК, хотя спрос на бензин был максимальным. Способ решения проблемы – охлаждение поступающего в нагнетатель воздуха. Это позволяет максимально увеличить производство бензина на УФКК. Температура входящего

воздуха снижается почти на 59 °F, что увеличивает подачу кислорода более чем на 7% и обеспечивает рост производительности ФКК. Итог: соотношение выгоды и затрат на уровне 15:1.

Охлаждение поступающего в нагнетатель воздуха в жаркие летние месяцы очень важно. Воздух в основном нагнетателе становится менее плотным, и при сжигании коксовых отложений снижается коэффициент удельного расхода кислорода в регенераторе. В других проектах, где ставится задача устранить проблемы с ФКК, система подачи воздуха под давлением может охлаждать воздух, поступающий в основной нагнетатель, на 40 °F (+/- 5 градусов).

Алкилирование

В 2018 году заказчик Аггреко столкнулся с сокращением объемов производства алкилата, увеличением расхода серной кислоты и снижением качества алкилатного продукта. Было решено повысить общую производительность установки алкилирования. В основу проекта было положено совместное использование временных

теплообменников, чиллеров и градирен. Начав реализацию проекта, спустя всего 6 недель предприятие добилось следующих результатов без капитальных вложений:

- увеличение производства алкилата;
- снижение расхода серной кислоты;
- повышение качества алкилата.

Параллельно с этим планировалось техническое обслуживание градирни установки алкилирования. Однако штатная градирня также обеспечивала охлаждающей водой колонну-дегексанизатор в соседнем блоке, поэтому выполнить такое обслуживание при работающем дегексанизаторе было невозможно.

Для решения проблемы был спроектирован и поставлен запасной комплект градирен для соседнего блока, что позволило провести необходимый ремонт. Проект был реализован в течение 4 недель и имел следующие преимущества:

- качество производства установки алкилирования с заданным октановым числом значительно повысилось, а расход кислоты сократился;

- заказчик смог оперативно реализовать проект и увеличить доходность продукта;
- работа соседней установки поддерживалась на протяжении срока ремонта установки алкилирования.

Охлаждение установки коксования

Низкая эффективность установки замедленного коксования может стать причиной быстрого снижения производительности на других установках НПЗ. Предприятия теряют миллионы долларов во время запланированного или экстренного летнего отключения оборудования, в то время как маржа и спрос на их продукцию достигает максимума. Так, один НПЗ на побережье Мексиканского залива запланировал остановку УЗК и перенаправил сырье установки в резервуарный парк перед отгрузкой на баржи. Однако это оказалось невозможно выполнить по следующим причинам:

- температура потока была выше, чем могла выдержать конструкция резервуара;
- предельная температура для перевозки на барже составляла 165 °F.

Всего за 9 недель было разработано и внедрено решение, способное охлаждать в день до 100 000 баррелей горячего сырья для коксования. Для этого на время отключения установки коксования использовались арендованные градирни и ряд кожухотрубных теплообменников. После запуска установки коксования те же самые теплообменники применялись для предварительного нагрева холодного сырья, поступающего из резервуаров, с использованием пара. В результате была обеспечена максимальная производительность установки.

Охлаждение стирольной установки

Производителю стирола на побережье Мексиканского залива необходимо было избежать затвердевания катализатора на основе оксида металлов во время предстоящего ремонта. При контакте с водой катализатор деактивировался, и его эффективность снижалась. Была разработана система, которая

подавала непрерывный поток осушенного и очищенного воздуха в реакторы и теплообменники, полностью «закрывая» оборудование и обеспечивая защиту катализатора. При этом значение точки росы варьировалось в диапазоне от –7 до –30° F, относительная влажность составляла от 10 до 15%, а температура по сухому термометру – 85–90° F. Эти параметры поддерживались на протяжении всей продолжительности проекта.

На втором этапе объем воздушного потока был уменьшен, на время проведения проверки, ремонтных работ и загрузки нового катализатора. Очищенный воздух также направлялся в 13 люков, которые оставались открытыми. Цели проекта были достигнуты в полном объеме, эффективность сохранена на должном уровне благодаря потоку очищенного воздуха через реакторы, теплообменники и трубопроводы.

Энергоснабжение

Нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия – одни из крупнейших промышленных потребителей электроэнергии. Из-за нехватки собственного персонала предприятия зачастую обращаются к внешним подрядчикам для замены устаревшего оборудования в ходе капитального ремонта установок.

Например, нефтеперерабатывающая компания, расположенная на Среднем Западе США, запланировала провести в течение двух дней замену распределительного щита на 480 В и распределительного устройства. Но для бесперебойного снабжения потребителей компании нужен был альтернативный источник энергии. Необходимо было решить вопрос размещения дополнительных генераторов в ограниченном пространстве. Приоритетными требованиями стали эффективность проекта и соблюдение временных рамок. Решение оказалось следующим: всего за 14 дней установлены мобильные временные генераторы и распределительное устройство с необходимыми предохранителями, пусковыми устройствами двигателей и прочим оборудованием, чтобы сохранить бесперебойное энергоснабжение всех частей производства на протяжении реализации проекта.

Выводы

Предприятия нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей могут не только избежать сезонных ограничений, но и получать преимущества от добавления арендных мощностей почти по всех производственных процессах. Компания Аггреко реализовала несколько тысяч проектов, эффективно сотрудничая с сотнями заказчиков по всему миру. В России и странах СНГ специалисты Аггреко Евразия с 2008 года осуществляют проекты под ключ: проектируют, поставляют промышленное оборудование и комплектующие, готовят всю необходимую документацию. Это гарантирует безопасность и надежность проектов, а также многократно повышает капитализацию клиентов компании.

Проектно-технологическая документация, которую готовят инженеры Аггреко, полностью соответствует требованиям наших заказчиков к оформлению документов по управлению изменениями и анализу факторов опасности процессов.

Активное взаимодействие со специалистами на производстве позволяет реализовать проекты в течение всего нескольких дней или недель без угрозы простоев в работе или нарушения целостности технологических линий или оборудования. Проекты реализуются без остановки производства и вывода оборудования из эксплуатации на время технического обслуживания и выполняются максимально быстро – как только на объекте появляется удачное время для реализации.

Решения Аггреко не требуют капитальных вложений или модификации основного оборудования. Поэтому клиенты компании добиваются очень высоких показателей соотношения выгоды и затрат, избегая капитальных вложений. ●

KEYWORDS: *investments, profitability, efficient production, oil refinery, equipment.*

Russia@aggreko.com
8 800 500 23 05

ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЦИПОВ ЦИРКУЛЯРНОЙ ЭКОНОМИКИ в нефтегазохимии и энергетике Дальнего Востока и Арктики

Лемм Екатерина Александровна

магистрант образовательной программы «Экономика и моделирование бизнес-процессов в организациях ТЭК», Финансовый университет

Петров Иван Васильевич

первый заместитель декана Факультета экономики и бизнеса, Финансовый университет

Шаркова Антонина Васильевна

руководитель Департамента отраслевых рынков, Финансовый университет

В СТАТЬЕ РАССМАТРИВАЮТСЯ ПЕРСПЕКТИВЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРИНЦИПОВ ЦИРКУЛЯРНОЙ ЭКОНОМИКИ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ ДАЛЬНЕВОСТОЧНОГО ФЕДЕРАЛЬНОГО ОКРУГА. ПРОВЕДЕН АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА И ОБОСНОВАНА НЕОБХОДИМОСТЬ ЕГО ТРАНСФОРМАЦИИ В КОНТЕКСТЕ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ. АВТОРАМИ ПРЕДЛОЖЕНЫ ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В ЭКОНОМИКЕ РЕГИОНА ДЛЯ СОЗДАНИЯ ЗАМКНУТЫХ ЦИКЛОВ ПРОИЗВОДСТВА В НЕФТЕГАЗОХИМИИ. РАССМОТРЕНЫ КОНКРЕТНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ДАНЫ ИХ ЭКОЛОГО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ОЦЕНКИ

THE ARTICLE DISCUSSES THE PROSPECTS FOR THE IMPLEMENTATION OF THE PRINCIPLES OF CIRCULAR ECONOMY IN THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE FAR EASTERN FEDERAL DISTRICT. THE ANALYSIS OF THE STATE OF THE FUEL AND ENERGY COMPLEX OF THE FAR EAST IS CARRIED OUT AND THE NEED FOR ITS TRANSFORMATION IN THE CONTEXT OF SUSTAINABLE DEVELOPMENT IS JUSTIFIED. THE AUTHORS PROPOSE PROMISING DIRECTIONS FOR THE USE OF SECONDARY ENERGY RESOURCES IN THE REGIONAL ECONOMY FOR THE CREATION OF CLOSED PRODUCTION CYCLES IN PETROLEUM CHEMISTRY. SPECIFIC TECHNOLOGIES ARE CONSIDERED AND THEIR ECOLOGICAL AND ECONOMIC ASSESSMENTS ARE GIVEN

Ключевые слова: устойчивое развитие, циркулярная экономика, экономика замкнутого цикла, вторичные энергетические ресурсы, Дальний Восток, Арктика, ESG принципы, турбодетандер.

В свете ухудшения экологической ситуации в мире и в России актуализируются проблемы рационального использования природных ресурсов, применения новых технологий и повышения энергетической эффективности объектов топливно-энергетического комплекса. При этом повышается важность исследования региональных промышленно-энергетических систем для оценки возможности перехода экономики к устойчивому развитию.

Целью работы является выявление перспективных направлений развития топливно-энергетического комплекса Дальнего Востока и Арктики в рамках концепции устойчивого развития и реализации принципов циркулярной экономики.

Стремительное смещение вектора развития мировой энергетики в сторону декарбонизации и повышения энергоэффективности, так называемый «энерготransition» формирует новые требования к ведению энергетического бизнеса и функционированию экономики. Подобная смена парадигмы обусловлена принятием в 2015 году государствами-членами ООН программы устойчивого развития до 2030 года, которая содержит 17 целей устойчивого развития, среди которых в рамках рассматриваемой тематики необходимо выделить следующие:

- обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех (ЦУР-7);
- переход к рациональным моделям потребления и производства (ЦУР-12);
- принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями (ЦУР-13).

Эта триединая задача требует специальных системных решений [7]. Одной из перспективных моделей в области рационального потребления является экономика замкнутого цикла или безотходная экономика, которая подразумевает многооборотное применение произведенной продукции. Замкнутый цикл частично способствует решению проблемы дефицита сырья, материалов. Также безотходная экономика предполагает повышение эффективности производства вследствие уменьшения потребности в первичном сырье, экономии используемого материала,

ФАКТЫ

17 целей

содержит программа устойчивого развития до 2030 года, принятая странами-членами ООН

что снижает себестоимость производимой продукции.

Экономика замкнутого цикла оказывает значительное влияние на социальное развитие. Организация циклов, имеющих локальный характер, способствует повышению уровня занятости и тем самым положительно влияет на региональную экономику. В дополнение к защите окружающей среды экономика замкнутого цикла обеспечивает толчок к развитию научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, при этом одновременно создавая рабочие места в малом и среднем бизнесе и решая проблему минимизации отходов производства [4].

Способность перехода к замкнутому циклу зависит от производственной базы региональных промышленно-энергетических систем. Существует несколько путей адаптации производства к созданию замкнутого цикла:

- переход на основе ранее действующих технологий;
- переход на основе сочетания существующих технологий с новыми;
- переход на основе новейших разработок техники и технологий.

Срочность и комплексность проблемы модернизации производственной базы определяется невысокой ресурсо- и энергоэффективностью, что и является одной из ярких проблем энергетического профиля Дальнего Востока и староосвоенных территорий Арктической зоны Российской Федерации (АЗ РФ).





ТАБЛИЦА 1. Энергоемкость ВРП Дальнего Востока в постоянных ценах 2012 года в 2016–2019 гг., кг у.т./на 10 тыс. руб.

Субъект Федерации	Энергоемкость ВРП в постоянных ценах 2012 года (кг у.т./на 10 тыс. руб.)			
	2016	2017	2018	2019
Российская Федерация	125,50	124,93	121,32	112,25
Республика Бурятия	227,75	248,43	233,30	204,10
Республика Саха (Якутия)	122,54	102,87	103,34	107,30
Забайкальский край	213,41	202,14	202,80	187,71
Камчатский край	117,36	111,99	117,03	118,61
Приморский край	180,67	175,16	177,87	148,92
Хабаровский край	194,57	192,66	188,41	188,86
Амурская область	213,57	222,48	227,17	164,07
Магаданская область	127,94	134,77	136,81	148,07
Сахалинская область	71,46	77,29	73,26	76,92
Еврейская автономная область	184,61	178,36	197,55	169,69
Чукотский автономный округ	175,10	177,66	172,20	143,34

Источник: составлено авторами по материалам Федеральной службы государственной статистики

В 2020 году ДФО обеспечил 14,3% объема отгруженных товаров и услуг в области добычи полезных ископаемых (2038 млрд руб.). Доля внутреннего потребления топливно-энергетических ресурсов составляет 30%, оставшиеся 70% направляются на экспорт, в том числе за рубеж [12, 16].

Высокая вовлеченность первичного сектора в экономические связи региона приводит к недостатку формирования добавленной стоимости, неэффективным условиям внешней торговли, обострению социально-экономического неравенства и недостатку налоговой базы субъектов, входящих в состав макрорегиона [14].

Производство на Дальнем Востоке долгое время отличалось крайне низкой эффективностью производства – энергоемкость валового регионального продукта превышала среднероссийский показатель в 2,5 раза,

ФАКТЫ

14,3%

объема отгруженных товаров и услуг в области добычи полезных ископаемых обеспечил в 2020 году ДФО

структура потребления топливно-энергетических ресурсов характеризовалась значительной несбалансированностью. В целом в Российской Федерации преобладает потребление газового топлива – в структуре потребления его доля составляет 60%¹, но на Дальнем Востоке использование природного газа затрудняется из-за низкой плотности населения и отсутствия инфраструктуры для централизованного газоснабжения. Ряд субъектов Дальневосточного федерального округа – Республика Бурятия, Амурская область, Еврейская автономная область, Магаданская область, Чукотский автономный округ – не имеют централизованного газоснабжения.

Генерация и распределение электрической энергии в 5 субъектах округа – Амурской области, Приморском крае, Хабаровском крае, Еврейской автономной области, Республики Саха (Якутия) – функционирует как часть единой энергетической системы России и образует объединенную энергетическую систему (ОЭС Востока). По территориально-технологическим причинам энергосистемы Камчатского края, Сахалинской и Магаданской областей, Чукотского автономного округа работают изолированно от единой энергосистемы страны, что формирует высокие цены электроэнергии в данных районах. Субсидирование энерготарифов в Дальневосточном федеральном округе не оказало ожидаемого стимулирующего эффекта на производительность, а энергоемкость экономики остается значительно выше среднероссийского показателя (табл. 1).

Наиболее высокая энергоемкость ВРП отмечают в субъектах страны, не имеющих инфраструктуры централизованного газоснабжения (Республика Бурятия, Еврейская АО, Чукотский АО, Амурская область), а также в регионах, где газификация не достигает и 5% (Приморский край, Хабаровский край).

В структуре топливно-энергетического баланса преобладающими видами топлива являются уголь (около 40%) и дизельное топливо (около 30%) [2].

¹ [5].

Преобладание угля в основном объясняется значительными собственными запасами, но есть и регионы, которые его завозят. Дизельное топливо завозится в регион, и транспортные расходы занимают значительную часть в его стоимости, что отражается в тарифах на электроэнергию. Уровень газификации Дальневосточного федерального округа и староосвоенных территорий АЗ РФ традиционно низок – к 2020 году он составляет 15% вследствие территориальных и организационно-экономических особенностей макрорегиона.

Состояние окружающей среды непрерывно ухудшается ввиду подобной структуры потребления топлива, что вызывает необходимость пересмотра существующей парадигмы в сторону поиска возможностей для более эффективного использования энергоресурсов в современных условиях перехода к новым экологическим стандартам в рамках концепции устойчивого развития.

Возможности энергоперехода экономики Дальневосточного региона и Арктики заключаются в росте доли потребления энергетических ресурсов в топливно-энергетическом балансе региона с меньшей экологической нагрузкой, а также в создании возможностей для вторичного использования энергетических ресурсов согласно принципам циркулярной экономики.

Наиболее эффективным способом, который позволит заместить дизельную генерацию более экологичным видом топлива, с учетом себестоимости произведенной электроэнергии, капитальных вложений в переоснащение генерирующих мощностей, а также чистой приведенной стоимости и срока окупаемости проекта, является перевод дизельных электростанций на сетевой газ² [3]. Также в отдельных регионах, например на Камчатке, определенный интерес представляют современные технологии подземной газификации углей с получением тепла и электроэнергии с выработкой синтетических видов топлив.

Обязательства ПАО «Газпром» по развитию сетей газоснабжения на Дальнем Востоке на 2021–2025 годы запланированы на уровне свыше 60 млрд рублей. Эти инвестиции направляются на строительство газопроводов-отводов, газораспределительных станций (ГРС) и межпоселковых газопроводов.

ТАБЛИЦА 2. Планируемые ПАО «Газпром» показатели газификации Дальнего Востока к 2026 г.

Субъект Федерации	Объем планируемых инвестиций до 2025 г., млрд руб.	Уровень газификации по состоянию на 1 января 2020 г., %	Планируемый уровень газификации к 2025 г., %	Протяженность новых газопроводов, км	Строительство ГРС, шт.
Амурская область	2,145	0	11,60	91	2
Приморский край	21,139	0,7	3,90	302	5
Сахалинская область	22,778	38	Н/Д	600	8
Хабаровский край	5,49	19,5	24	177	6
Камчатский край	Н/Д	58,9	Н/Д	25	1
Республика Саха (Якутия)	9,043	34,3	40,8	37	6
ИТОГО	60,595			1232	28

Источник: составлено авторами по материалам официального сайта ПАО «Газпром»



ФАКТЫ

2,5
в раза

энергоемкость валового регионального продукта на Дальнем Востоке превышала среднероссийский показатель

На конец 2020 года были подписаны программы газификации между «Газпром» и шестью регионами (табл. 2).

Существующие планы строительства газовой инфраструктуры и подключения электростанций открывают перспективы организации вторичного использования тепловых энергоресурсов³.

По итогам 2020 года вклад экономики Дальнего Востока в переработку отходов, ликвидацию загрязнений оценивается в 44 млрд руб., что составляет лишь 3,4% объема сектора [15].

Особенности транспортировки природного газа по магистральным газопроводам заключаются

² По сравнению с использованием сырой нефти, мазута, СПГ.

³ Под тепловыми вторичными энергетическими ресурсами понимаются физическое тепло отходящих газов технологических агрегатов, отходов основного производства, тепло систем принудительного охлаждения.

РИС. 1. Пример замкнутого цикла при обеспечении газораспределительной станции электроэнергией на собственные нужды с использованием тепловых вторичных энергетических ресурсов



в разнице давления при распределении газа к конечным потребителям. Высокое давление, обеспечиваемое компрессорными станциями для передачи газа по трубопроводу, снижается на газораспределительных станциях (ГРС) и газораспределительных пунктах, откуда направляется к потребителю. Значительный потенциал применения вторичных энергетических ресурсов может быть использован на газораспределительных станциях, планируемых к строительству на Дальнем Востоке.

При традиционных методах снижения давления газа потенциальная энергия избыточного давления не используется и упускается, однако специальное устройство – турбодетандер – утилизирует потенциальную энергию, преобразуя ее в механическую, используемую в целях выработки электрической энергии или получения холода (рис. 1).

Помимо обеспечения газораспределительной станции электроэнергией на собственные нужды, применение турбодетандерной установки позволит снабжать электроэнергией промышленные предприятия. Турбодетандерные установки не применялись ранее для промышленного энергоснабжения вследствие их малой мощности (от 2 до 25 кВт), недостаточной для выработки электроэнергии для прочих потребителей. ООО «Газпром Трансгаз Чайковский» первым в России реализует проект по строительству установки мощностью 12 МВт, способной вырабатывать электроэнергию в промышленном масштабе [13]. Строительство предприятий-спутников, использующих вторичные энергоресурсы газоперекачивающих станций, может стать одним из направлений развития циркулярной экономики макрорегиона.

Компанией «Сименс Энергетика» совместно с группой ТАИФ был реализован проект строительства на предприятии «Нижнекамскнефтехим» парогазовой электростанции, работающей на побочном продукте нефтехимического производства – синтетическом газе, получаемом в ходе переработки попутных

нефтяных газов в газотурбинной установке, то есть фактически на отходах производства, которые прежде сгорали на факелах.

Реализация подобного проекта на Дальнем Востоке интересна в свете планов по развитию нефтегазохимии и созданию профильных кластеров (ТОР «Нефтехимический» – Приморский край, газохимический кластер в Амурской области). На территории ТОР «Нефтехимический» планируется строительство Находкинского завода минеральных удобрений, что с использованием подобных инструментов позволит обеспечить снабжение завода энергией и в то же время утилизировать побочные продукты производства нефтехимической продукции.

Другим инструментом создания замкнутых циклов является очистка технологических вод. Перспективным техническим решением в этом направлении является мембранный биореактор очистки сточных вод, установка которого позволяет возвращать в производство до 75% очищенной воды. Процесс предусматривает мембранную фильтрацию в сочетании с биологической обработкой вод активным илом с достижением нормативных показателей качества воды. Наиболее значимым фактором, ограничивающим распространение использования мембранного биореактора в России и странах СНГ, является невысокий уровень информированности организаций о преимуществах данного оборудования по сравнению с традиционными установками. Также необходимы специальные экспертные процедуры анализа изменения эксплуатационных параметров и оценки экологических эффектов для своевременного принятия взвешенных решений.

Предлагаемая глобальным экологоориентированным сообществом трансформация энергетики с повсеместным переходом на использование возобновляемых источников энергии, особенно в климатически ранимых регионах Арктики, требует изучения по всему циклу производства энергии. Сравнение рассмотренных технологий использования вторичных энергоресурсов с получением энергии на основе возобновляемых источников энергии свидетельствует о преимуществе первого подхода

за счет стабильного и предсказуемого выхода на высокие показатели энергоэффективности. Применение энергосберегающих технологий позволяет свести потери энергии до 10–15% от расхода первичных ТЭР⁴, что создает условия для рационального использования топливно-энергетических ресурсов, сокращения вредных выбросов в атмосферу, повышения эффективности производства.

С внедрением принципов циркулярной экономики приоритеты отраслей топливно-энергетического комплекса будут смещаться от добычи и транспорта ресурсов к их переработке с применением наукоемких технологий, обеспечивая потребности как внутреннего, так и внешнего рынка продукцией высоких уровней переделов. Развитие технологий замкнутых циклов, увеличение переработки и использования энергетических ресурсов даст стимул для смежных отраслей, что приведет к развитию инфраструктуры промышленности и социального обеспечения с формированием мультипликативных эффектов. Реализация принципов циркулярной экономики в нефтегазохимии и энергетике Дальнего Востока и Арктики окажет серьезное влияние на повышение энергоэффективности, приведет к сокращению удельного расхода ресурсов на формирование регионального валового продукта.

Таким образом, принятие концепции устойчивого развития в сочетании с принципами экономики замкнутого цикла и ESG-критериев в качестве основополагающих при формировании и развитии конкурентоспособной и эффективной экономики региона позволит не только рационально использовать энергетические ресурсы, но и сократить негативное влияние на окружающую среду, привлекая инновационные решения в производственные процессы и передовые технологии в организацию замкнутых циклов, что в свою очередь окажет положительное влияние как на социальное развитие Дальнего Востока и АЗ РФ в части создания новых рабочих мест, активизации научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ, так и на экономическое развитие, формируя благоприятные условия для притока инвестиций, увеличения налоговых поступлений в региональные бюджеты, повышения привлекательности региона для ведения хозяйственной деятельности. ●

Статья подготовлена в рамках государственного задания Финансовому университету в 2021 году.

Литература

- Гнетов Е.М., Митина Н.Н. Утилизация промышленных отходов в России и мире: проблемы и решения / Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 3 (99). С.98–105 [Электронный ресурс] URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/ekologiya/536780-utilizatsiya-promyshlennykh-otkhodov-v-rossii-i-v-mire-problemy-i-resheniya/>
- Лукин В. Декарбонизация: отраслевые риски и возможности / Деловой журнал Neftegaz.RU. 2021 № 7 (115) – с. 54–58 [Электронный ресурс] URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/ekologiya/689023-dekarbonizatsiya-otraslevye-riski-i-vozmozhnosti/>
- Меркулина И.А., Харитонов Т.В., Васильева О.Н., Венде Ф.Д., Воробьев В.Е., Колесник Г.В., Петров И.В., Пухова М.М., Харчилава Х.П., Штанова К.А., Андреев Н.В., Журавлев М.Д., Калацкий А.Н., Сорокин Д.Д. Методы эффективного обращения с отходами производства и потребления на основе экономики замкнутого цикла – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К» – 2021. – 182 с.
- Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Абдулина Е.Р. Ключевые проблемы перевода ДЭС на альтернативные виды топлива / Вестник Иркутского государственного технического университета – 2019. – № 2 – с. 335–345. [Электронный ресурс] URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=37628124>
- Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Музычук Р.И. Анализ энергоэффективности региона (на примере Дальнего Востока России) / Природные и

ФАКТЫ

40%
составляет уголь и 30% – дизельное топливо в структуре топливно-энергетического баланса в регионах, не имеющих инфраструктуры централизованного газоснабжения

ФАКТЫ

15%
составляет уровень газификации Дальнего Востока и староосвоенных территорий АЗ РФ

75%
очищенной воды вернется в производство благодаря использованию мембранного биореактора очистки сточных вод

интеллектуальные ресурсы Сибири. Сибресурс 2016 // Сборник материалов XVI международной научно-практической конференции – с. 106–114 [Электронный ресурс] URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=27623934>

- Соколов А.Д., Музычук С.Ю., Музычук Р.И. Тепловые отходы и их влияние на энергоэффективность российской экономики: территориальный и отраслевой аспекты / Экономический анализ: теория и практика – 2016. – № 6 – с. 42–54 [Электронный ресурс] URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=26195272>
- Харитонов Т.В. Системный подход к оценке устойчивого развития объектов при реализации проектов в Арктической зоне / Стандарты и качество. 2021. № 3 – с.71–75.
- Шапиро М.Ф. Энергоменеджмент как инструмент снижения затрат на энергоресурсы / Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 7 (103). С. 84–87 [Электронный ресурс] URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/energoeffektivnost/620086-energoledzhment-kak-instrument-snizheniya-zatrat-na-energoresursy/>
- Доля электрической энергии, произведенной с использованием возобновляемых источников энергии, в общем объеме производства электрической энергии / Федеральная служба государственной статистики [Электронный ресурс] URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11189>
- Из-за отказа от субсидий энерготарифы для Дальнего Востока начнут расти с 2022 года – [Электронный ресурс] URL: <https://primamedia.ru/news/1026912/>
- Интерактивная карта газификации регионов России / ООО «Газпром межрегионгаз» [Электронный ресурс] URL: <https://gazprommap.ru/>
- Оценки динамики потребления нефтепродуктов в Дальневосточном федеральном округе / Институт развития технологий ТЭК [Электронный ресурс] URL: <https://irttek.ru/research/irttek-otsenki-dinamiki-potrebleniya-nefteproduktov-v-dalnevostochnom-federalnom-okruge.html>
- Превратим энергию газа в электроэнергию / Газ-экспресс – 2020. – № 2 – с. 2 [Электронный ресурс] URL: [https://tchaikovskiy-tr.gazprom.ru/d/journal/5d/93/gaz-ehkspress-2-\(568\)_2020.pdf](https://tchaikovskiy-tr.gazprom.ru/d/journal/5d/93/gaz-ehkspress-2-(568)_2020.pdf)
- Прогноз долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года / Министерство экономического развития Российской Федерации [Электронный ресурс] URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_144190/4c3674f211a65e5503e9b9f95e11221a4bd7da7e/
- Социально-экономическое положение Дальневосточного федерального округа в 2020 году / Официальный сайт Федеральной службы государственной статистики [Электронный ресурс] URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/11109/document/13260?print=1>
- Роль энергетических и горнопромышленных Арктических проектов в повышении инвестиционной привлекательности Северного морского пути / Петров И.В., Меркулина И.А., Бессонов В.И., Венгеровский Е.Л., Воробьев В.Е., Грузина Ю.М., Девятаев О.С., Зайцев С.П., Иватанова Н.П., Никитин А.Ю., Пухова М.М., Романов С.В., Сорокин Д.Е., Стоянова И.А., Ильинский А.И., Мясков А.В., Харитонов Т.В., Харчилава Х.П., Андреев Н.В., Сорокин Д.Д. и др. Под общей редакцией И.В. Петрова, Д.Е. Сорокина. – Москва: Общество с ограниченной ответственностью «Издательство «КноРус» – 2021. – 354 с.

KEYWORDS: natural gas, cryogenic and gas fittings, gas turbine locomotive, gas engine locomotive, gas piston diesel locomotives, gas diesel cycle, CNG, LNG.

¹ [8].

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЩЕГО АЗОТА В СМОЛЕ ПИРОЛИЗА СЛАНЦЕВ

Коцебинского месторождения

Бутырская Ксения Георгиевна

старший преподаватель кафедры сооружения и ремонта газонефтепроводов и хранилищ

Григорьева Наталья Анатольевна

доцент кафедры газохимии

Ханина Ольга Анатольевна

аспирант кафедры газохимии

Козлов Андрей Михайлович

доцент кафедры газохимии

Карпов Алексей Борисович

старший преподаватель кафедры газохимии

РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина

В РАБОТЕ ПРИВОДЯТСЯ РЕЗУЛЬТАТЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕГО АЗОТА ВО ФРАКЦИЯХ ЧЕТКОЙ ПЕРЕГОНКИ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА СЛАНЦЕВ КОЦЕБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ. ПОЛУЧЕННЫЕ ДАННЫЕ ПОЗВОЛЯЮТ ОБОСНОВАННО ПРЕДЛАГАТЬ ДАЛЬНЕЙШИЕ ПУТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФРАКЦИЙ ПЕРЕГОНКИ СЛАНЦЕВОЙ СМОЛЫ. В ДАННОЙ СТАТЬЕ РАССМОТРЕНО ПРИМЕНЕНИЕ АТМОСФЕРНО-ВАКУУМНОЙ ПЕРЕГОНКИ СМОЛЫ НА УЗКИЕ ФРАКЦИИ С ДАЛЬНЕЙШИМ ОПРЕДЕЛЕНИЕМ СОДЕРЖАНИЯ ОБЩЕГО АЗОТА ПО МИКРОМЕТОДУ КЪЕЛЬДАЛЯ, А НЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ АНАЛИЗАТОРОВ АЗОТА, ЧТО ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО СНИЗИТЬ ОШИБКУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ С НЕОДНОРОДНЫМИ ПРОБАМИ МАЛЫХ МАСС. НА ОСНОВЕ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ СДЕЛАНЫ ВЫВОДЫ О ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ДАННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ ИХ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В СЛУЧАЕ ПЕРЕРАБОТКИ СМОЛ ПИРОЛИЗА В ГИДРОПРОЦЕССАХ

THE PAPER PRESENTS THE RESULTS OF THE DETERMINATION OF TOTAL NITROGEN IN THE FRACTIONS OF A CLEAR DISTILLATION OF THE SHALE PYROLYSIS RESIN OF THE KOTSEBINSK DEPOSIT. THE DATA OBTAINED ALLOW US TO REASONABLY SUGGEST FURTHER WAYS OF USING FRACTIONS OF SHALE RESIN DISTILLATION. THIS ARTICLE DISCUSSES THE USE OF ATMOSPHERIC-VACUUM DISTILLATION OF RESIN INTO NARROW FRACTIONS WITH FURTHER DETERMINATION OF THE TOTAL NITROGEN CONTENT BY THE KJELDAHL MICRO METHOD, RATHER THAN AUTOMATED NITROGEN ANALYZERS, WHICH SIGNIFICANTLY REDUCES THE DETERMINATION ERROR WHEN WORKING WITH INHOMOGENEOUS SAMPLES OF SMALL MASSES. BASED ON THE RESULTS OBTAINED, CONCLUSIONS ABOUT THE EXPEDIENCY OF MEASURING THESE INDICATORS FOR THEIR FURTHER USE IN THE CASE OF PROCESSING PYROLYSIS RESINS IN HYDRAULIC PROCESSES ARE DRAWN

Ключевые слова: смолы пиролиза, определение общего азота, микрометод Кьельдаля, горючие сланцы, Коцебинское месторождение.

В настоящее время сланцы и продукты их переработки с учетом взрывного роста стоимости природного газа и нефти, а также угля следует рассматривать как дешевый источник энергии для котельных и электростанций. Однако распространенность и незначительная стоимость этого ресурса в случае открытой добычи и возможности переработки без дополнительных транспортных затрат стимулирует усилия на расширение его использования [1, 2]. При применении сланцев для местных нужд также уменьшается стоимость выработки тепло- и электроэнергии, снижается спрос на другие виды твердого топлива и более дорогостоящих сжиженных углеводородных газов, что способствует снижению проблемы газификации населенных пунктов.

Тем не менее следует рассматривать применение горючих сланцев не только как использование твердой части для тепло- и электрогенерации, но и для производства жидкой части (смолы) в качестве компонента топлива (после облагораживания) или как сырья для извлечения ценных химических компонентов [3, 4]. Однако при использовании смолы сланцепереработки в качестве смесового сырья для НПЗ необходимо определять не только фракционный состав, но и содержание серо- и азотсодержащих компонентов для улучшения работы установок облагораживания. И если определение содержания серы – это стандартный анализ для заводской лаборатории, то определение азота выполняется на субподряде ввиду редкости анализа и реактивов к нему [5]. ПДФракционное определение общего азота производится чрезвычайно редко из-за значительной стоимости работ, но такие данные существенно влияют при оптимизации температур кипения смолы. В данной работе выполнено определение общего азота в узких фракциях сланцевой смолы, полученные данные могут применяться при планировании и оптимизации переработки этого сырья.

Смола коксования сланцев Коцебинского месторождения, полученная на установке с загрузкой

ФАКТЫ Коцебинское месторождение

расположено в пределах юго-западной части Бузулукской впадины, являющейся структурой второго порядка

сланца около 1 л., осушалась и взвешивалась. После получения смолы сырье разгонялось на модернизированном аппарате АРН-2 для получения фракций и кривой разгонки по ASTM D 2892. Все фракции после измерения массы и определения объема были помещены в стеклянные колбы соответствующего объема с притертыми стеклянными крышками. Результаты перегонки приведены в таблице 1.

ТАБЛИЦА 1. Результаты атмосферно-вакуумной перегонки смолы

Диапазоны кипения, °С	Выход фракции, % масс.
НК–100	2,3
100–120	1,7
120–140	2,3
140–160	3,4
160–180	4,6
180–200	5,3
200–220	3,8
220–240	3,6
240–260	3,2
260–280	4,0
280–300	4,2
300–320	5,5
320–340	5,3
340–360	6,8
360–380	6,9
380–400	7,0
400–420	7,2

После получения фракций необходимо было определить оптимальный способ измерения общего азота. Нами рассматривался классический микрометод Кьельдаля (кипячение навески образца в концентрированной серной кислоте в присутствии катализаторов для превращения азота в сульфат аммония, разложение образовавшегося сульфата аммония щелочью и отгонка выделяющегося при этом аммиака в раствор серной кислоты, при этом избыток серной кислоты титруют раствором гидроксида натрия или калия, а азот рассчитывают, исходя из количества серной кислоты, вошедшей в реакцию с аммиаком), в котором используются навески до 0,5 г, что оптимально для проб фракций сланцевых смол, однако для более полного перехода азотсодержащих соединений в сульфаты аммония в каждом опыте следует использовать не менее 0,1 г соединений ртути, что при повышении степени разложения требует значительной аккуратности.

При рассмотрении использования автоматических CHNS-анализаторов следует отметить необходимость использования крайне малых навесок, что нежелательно для образцов, которые могут быть неоднородны даже после перемешивания.

Результаты определения содержания общего азота приведены в таблице 2.

Согласно таблице 2, распределение общего азота по фракциям неравномерно и изменяется от значения менее 0,1% масс. в легких фракциях до 1,5% масс. в остаточных продуктах. На основании полученных данных при рассмотрении возможности использования фракций для переработки (гидрирования) совместно с нефтяными и газоконденсатными не следует использовать фракции смолы с температурой конца кипения выше 260 °С ввиду значительного увеличения содержания азота, а также сложностей с разгонкой смол газификации сланцев (для нефти и газовых конденсатов температуры конца кипения прямогонных фракций достигают 360 °С) и, как следствие, значительного повышения расхода водорода и возможного снижения активности катализаторов.

При использовании фракций для местного применения в печах и котлах не следует использовать фракции, выкипающие уже выше 300–320 °С, а мазут можно использовать только после специальной подготовки горелок и внутренних поверхностей котлов, боровов печей. Несоблюдение этой рекомендации может существенно уменьшить срок использования аппаратуры и межремонтные промежутки.

Таким образом, распределение общего азота во фракциях коксования смолы горючих сланцев отличается от классического распределения в углеводородном сырье.

Данную зависимость необходимо определять экспериментально, а полученные значения должны быть использованы при планировании квалифицированного использования фракций

ТАБЛИЦА 2. Содержание общего азота по фракциям сланцевой смолы

Диапазоны кипения, °С	Содержание общего азота, % масс.
НК – 100	менее 0,1
100 – 120	менее 0,1
120 – 140	0,1
140 – 160	0,1
160 – 180	менее 0,1
180 – 200	0,1
200 – 220	0,1
220 – 240	0,2
240 – 260	0,3
260 – 280	0,4
280 – 300	0,4
300 – 320	0,5
320 – 340	0,6
340 – 360	0,7
360 – 380	0,8
380 – 400	0,7
400 – 420	0,9
остаток и потери	1,5

ФАКТЫ

4

млрд т нефти

составляют запасы Коцебинского месторождения. Исследования выявили наличие полезных ископаемых – редкоземельного металла рения и сланцевого кокса

смолы в переработке, а также при непосредственном сжигании смолы.

Следует отметить, что значительные запасы сланцев и особенности распределения их на территории России способствуют пока только их местному использованию, однако при квалифицированном использовании данного вида сырья области его применения будут возрастать. ●

Литература

1. Лapidус А.Л., Шпирт М.Я., Малиновская Ю.А. и др. Горючие сланцы – перспективное сырье для переработки твердых горючих ископаемых // Химия твердого топлива, 2017. № 6. С. 15–21.
2. Рудин М.Г., Серебрянников Н.Д. Справочник сланцепереработчика. Л.: Химия, 1988. 256 с.
3. Стрижакова Ю.А., Усова Т.В., Козлов А.М. и др. Каталитическая конверсия Кашпирских горючих сланцев // Нефтепереработка и нефтехимия, 2010. № 8. С. 3–8.
4. Лapidус А.Л., Бейлина Н.Ю., Худяков Д.С., Жагфаров Ф.Г. Исследование пека и кокса, полученных из смолы полукоксования высокосернистых горючих сланцев Волжского бассейна // Химия твердого топлива, 2020. № 1. С. 26–29.
5. ГОСТ 28743-93 (ИСО 333-96) Топливо твердое минеральное. Методы определения азота.

KEYWORDS: pyrolysis resins, determination of total nitrogen, Kjeldahl micromethod, oil shales, Kotsebinskoye field.

XV ЮБИЛЕЙНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ 2021

НЕФТЕГАЗ СТАНДАРТ

16-18 НОЯБРЯ | САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- ◆ Анализ текущего состояния системы технического регулирования и стандартизации в России и ЕАЭС.
- ◆ О реализации Стратегических направлений развития евразийской экономической интеграции в части вопросов технического регулирования.
- ◆ Вопросы развития национальной, межгосударственной и международной стандартизации.
- ◆ Цифровая трансформация предприятий, разработка и применение IT-стандартов в интересах нефтегазового комплекса.
- ◆ Совершенствование нормативно-технического регулирования в строительстве.
- ◆ Метрологическое обеспечение предприятий нефтегазового комплекса.

ДОПОЛНИТЕЛЬНО В ПРОГРАММЕ МЕРОПРИЯТИЯ

- ◆ Заседание ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность».
- ◆ Ознакомительная экскурсия на предприятие.
- ◆ Активизация межотраслевого сотрудничества, обмен опытом с коллегами.

WWW.RGTR.RU

ОРГАНИЗАТОРЫ



Российский союз промышленников и предпринимателей
Комитет по промышленной политике и техническому регулированию



Межотраслевой совет по техническому регулированию и стандартизации в нефтегазовом комплексе России



Правительство Санкт-Петербурга

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР



ПРОВОДИТСЯ ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ЕВРАЗИЙСКАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ КОМИССИЯ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЁРЫ



РЕКЛАМА

ПО ВОПРОСАМ УЧАСТИЯ И СОТРУДНИЧЕСТВА ОБРАЩАТЬСЯ

Карманцева Екатерина | +7 (495) 730 73 16 (доб. 634)
karmancevaEV@cbtc.ru | моб.+7 (916) 972 8387

РАЗРАБОТКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ЛИФТ-РЕАКТОРА

процесса каталитического крекинга

Воробьев Анатолий

факультет инженерии и окружающей среды,
Университет Саутгемптона

Ивашкина Елена Николаевна

Национальный исследовательский Томский
политехнический университет,
отделение химической инженерии, профессор,
Инженерная школа природных ресурсов,
д.т.н., доцент

Иванчина Эмилия Дмитриевна

Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, Инженерная школа
природных ресурсов, отделение химической
инженерии, профессор, д.т.н., профессор

Чузлов Вячеслав Алексеевич

Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, Инженерная школа
природных ресурсов, отделение химической
инженерии, доцент, к.т.н.

Назарова Галина Юрьевна

Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, Инженерная школа
природных ресурсов, отделение химической
инженерии, ассистент, к.т.н.

Антонов Артем Викторович

Национальный исследовательский Томский
политехнический университет, Инженерная школа
природных ресурсов, отделение химической
инженерии, аспирант

В РАБОТЕ ПРЕДСТАВЛЕНЫ РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ В СИСТЕМЕ ГАЗ – ТВЕРДОЕ ТЕЛО В ЛИФТ-РЕАКТОРЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА С ПОМОЩЬЮ ПРОГРАММНОГО ПАКЕТА ANSYS FLUENT. ПРЕДСТАВЛЕНА МАКРОСКОПИЧЕСКАЯ ДВУХЖИДКОСТНАЯ МОДЕЛЬ ЭЙЛЕРА ДЛЯ ОПИСАНИЯ ТВЕРДОЙ И ГАЗОВОЙ ФАЗ В ЛИФТ-РЕАКТОРЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА (FCC), ПРИ ЭТОМ ЦЕОЛИТНЫЙ КАТАЛИЗАТОР И УГЛЕВОДОРОДНОЕ СЫРЬЕ МОДЕЛИРУЮТСЯ КАК ДВА ВЗАИМОПРОНИКАЮЩИХ КОНТИНУУМА

WE STUDY THE GAS-SOLID HYDRODYNAMICS IN A CATALYTIC CRACKING RISER UNIT WITH THE HELP OF THE ANSYS FLUENT SOFTWARE PACKAGE. IN THIS WORK, WE PRESENT THE DEVELOPMENT OF A MACROSCOPIC TWO-FLUID EULERIAN-EULERIAN MODEL FOR TRACKING THE SOLID AND GASEOUS PHASES IN A FLUID CATALYTIC CRACKING (FCC) RISER, WITH ZEOLITE CATALYST AND PETROLEUM FEEDSTOCK BEING MODELLED AS TWO INTERPENETRATING CONTINUA

Ключевые слова: *лифт-реактор, каталитический крекинг, гидродинамика, моделирование.*

Введение

Каталитический крекинг (FCC) является наиболее часто используемым процессом расщепления длинноцепочечных углеводородов вакуумного газойля на более легкие и коммерчески полезные продукты, такие как бензин, дизельное топливо и легкие олефины (этилен и пропилен), которые используются для производства пластмасс. Численное моделирование широко используется в нефтегазовой промышленности для разработки новых процессов и новых технологий. Общим элементом последних численных моделей является включение решателя CFD для более детального понимания гидродинамического (перемешивающего) поведения псевдооживленных слоев [1]. Современные коммерческие пакеты CFD доказали свою способность генерировать точные результаты, которые зачастую дешевле получить по сравнению с проведением опытно-промышленного испытания.

Существует несколько исследований, в которых изучены гидродинамические потоки в реакторе FCC. Huang и др. [2] измерили скорость частиц и удержание твердых частиц путем экспериментального исследования с использованием волоконно-оптических зондов. Idris and Berne [3] использовали ANSYS CFX для создания кинетической модели. Однако их геометрия сильно отличалась от реальных реакторов FCC с высотой и диаметром равными 15,1 м и 0,1 м, что составляло примерно половину и около 10% от фактических высоты и диаметра промышленного реактора.

Ранее авторами была разработана модель химических превращений углеводородного сырья в процессе каталитического крекинга [4]. В настоящем исследовании мы стремимся разработать комплексную макроскопическую двухжидкостную модель Эйлера для точного отслеживания эволюции цеолитного катализатора и углеводородного сырья в реакторе FCC. В частности, мы стремимся смоделировать гидродинамические процессы в лифт-реакторе промышленной установки каталитического крекинга.

ФАКТЫ

От **0,3** до
30,0 мс

колеблется время,
необходимое для
полного испарения,
в типичных установках
FCC, для капли
размером 100 мкм

Описание модели гидродинамики лифт- реактора процесса каталитического крекинга

В работе проведено трехмерное моделирование двухфазного потока с использованием Эйлеровой двухжидкостной модели для исследования гидродинамики, моделируемого лифт-реактора промышленной установки каталитического крекинга. При выборе модели Эйлера паровая фаза (поток сырья каталитического крекинга) и твердая фаза (катализатор) рассматриваются как взаимопроникающие среды. Для обеих фаз вводятся объемные доли и предполагается, что они являются непрерывными функциями времени и пространства.

Уравнения сохранения твердой фазы замкнуты с использованием определяющих уравнений, полученных из кинетической теории гранулированного потока (KTGF). Следует отметить, что сырье в модель, подается полностью испаренным на входе в форсунки и, следовательно, жидкая фаза на входе в аппарат отсутствует. Это оправдано тем, что для капли размером 100 мкм время, необходимое для полного испарения, в типичных установках FCC колеблется от 0,3 до 30,0 мс [5], что значительно меньше времени пребывания сырья в типичных промышленных реакторах (3–4 с).

В рамках модели Эйлера уравнения сохранения решаются отдельно для твердой и паровой фаз. Уравнение Навье-Стокса используется для представления движения пара и псевдооживленных частиц [6].

Уравнение сохранения массы

Уравнение сохранения массы

Вывод уравнений сохранения может быть выполнен путем ансамблевого усреднения локального мгновенного баланса для каждой фазы [7].

Уравнение баланса объемной доли имеет вид:

$$\epsilon_g + \epsilon_s = 1, \quad (1)$$

где ϵ_g – объемная доля газовой фазы; ϵ_s – объемная доля твердой фазы.

Уравнения неразрывности газовой и твердой фаз определяются соответственно:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_g \rho_g) + \nabla \cdot (\epsilon_g \rho_g \vec{v}_g) = 0, \quad (2)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_s \rho_s) + \nabla \cdot (\epsilon_s \rho_s \vec{v}_s) = 0 \quad (3)$$

Уравнение сохранения импульса

Уравнения импульса для обеих фаз были связаны межфазным обменным параметром, которые определяются соответственно:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_g \rho_g \vec{v}_g) + \nabla \cdot (\epsilon_g \rho_g \vec{v}_g \vec{v}_g) = -\epsilon_g \nabla P + \epsilon_g \rho_g \vec{g} + \nabla \cdot \tau_g - \beta_{gs}(\vec{v}_g - \vec{v}_s), \quad (4)$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\epsilon_s \rho_s \vec{v}_s) + \nabla \cdot (\epsilon_s \rho_s \vec{v}_s \vec{v}_s) = -\epsilon_s \nabla P + \epsilon_s \rho_s \vec{g} + \nabla \cdot \tau_s - \beta_{gs}(\vec{v}_s - \vec{v}_g), \quad (5)$$

где β – межфазный перенос импульса, моделируемый с помощью модели сопротивления Gidaspow. Это объединяет корреляцию Wen Yu с уравнением Ergun. Для плотных областей твердой фазы (где $\epsilon_s > 0,26$) β вычисляется с использованием:

$$\beta = 150 * \frac{\epsilon_s^2 \mu_g}{\epsilon_g d_s^2} + \frac{7 |\vec{v}_s - \vec{v}_g| \epsilon_s \rho_g}{4 d_s}. \quad (6)$$

Для разбавленных областей (где $\epsilon_s < 0,26$), задается:

$$\beta = \frac{3}{4} C_d \frac{|\vec{v}_s - \vec{v}_g| \epsilon_s \rho_g}{d_s} \omega, \quad (7)$$

$$\omega = \begin{cases} -0,576 + \frac{0,0214}{4(\epsilon_g - 0,7463)^2 + 0,0044} & (0,74 \leq \epsilon_g \leq 0,82) \\ -0,0101 + \frac{0,0038}{4(\epsilon_g - 0,7789)^2 + 0,004} & (0,82 \leq \epsilon_g \leq 0,97) \\ -31,8295 + 32,8295 \epsilon_g & (\epsilon_g > 0,98) \end{cases} \quad (8)$$

здесь d_s – диаметр частицы (предполагается, что все частицы имеют одинаковый диаметр).

Для твердых частиц при числе Рейнольдса $Re > 1000$, которое достаточно велико, чтобы инерционные эффекты доминировали над вязкими эффектами, коэффициент сопротивления C_d больше не зависит от Re . Коэффициент лобового сопротивления теперь вычисляется по формуле:

$$C_d = \frac{0,44}{\epsilon_s^{1,65}}. \quad (9)$$

Если число Рейнольдса $Re < 1000$, то необходимо учитывать как инерционный, так

ФАКТЫ

**ANSYS
Fluent
20.2**

– программный пакет, использованный для решения численной дискретизации уравнений сохранения массы, импульса и вида методом конечных объемов

и вязкий эффекты. Коэффициент сопротивления определяется следующим уравнением, которое также зависит от числа Рейнольдса:

$$C_d = \frac{1}{\epsilon_s^{1,65}} \frac{24}{Re} (1 + 0,15 Re^{0,687}) \quad (10)$$

Уравнение сохранения энергии

Для описания сохранения энергии в Эйлеровых многофазных моделях для каждой фазы записано отдельное уравнение энтальпии:

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_g \rho_g) + \nabla \cdot (\alpha_g \rho_g \vec{u}_g h_g) = \alpha_g \frac{\partial p_g}{\partial t} + \bar{\tau}_g \cdot \nabla \vec{u}_g - \nabla \vec{q}_g + \quad (11)$$

$$+ \sum_{p=1}^n (Q_{sg} + m_{sg} h_{sg} - m_{gs} h_{gs})$$

$$\frac{\partial}{\partial t}(\alpha_s \rho_s h_s) + \nabla \cdot (\alpha_s \rho_s \vec{u}_s h_s) = \alpha_s \frac{\partial p_s}{\partial t} + \bar{\tau}_s \cdot \nabla \vec{u}_s - \nabla \vec{q}_s + \quad (12)$$

$$+ \sum_{p=1}^n (Q_{gs} + m_{gs} h_{gs} - m_{sg} h_{sg})$$

где $h_{g,s}$ – удельная энтальпия фаз; $\vec{q}_{g,s}$ – тепловой поток фаз; Q_{sg} , Q_{gs} – интенсивность теплообмена между фазами; h_{sg} – межфазная энтальпия.

Теплообмен между фазами должен соответствовать условиям локального баланса: $Q_{sg} = -Q_{gs}$ и $Q_{gg} = 0$.

Этапы гидродинамического моделирования

Моделирование проводилось с использованием академической версии программного обеспечения ANSYS Fluent 20.2. Данный программный пакет был использован для решения численной дискретизации уравнений сохранения массы, импульса и вида методом конечных объемов. Инструмент Autodesk Inventor Professional 2020 использовался для создания трехмерной геометрии, которая позже была объединена с помощью ANSYS Meshing. Моделирование проводилось с помощью инструмента Solver, который позволяет устанавливать граничные условия, фазовые свойства и взаимодействия, необходимые для получения точных данных FCC.

ТАБЛИЦА 1. Геометрические размеры лифт-реактора

Наименование параметра	Значение
Длина лифт-реактора, м	40,3
Диаметр лифт-реактора, м	1,3 (с увеличением диаметра до 1,4)
Диаметр форсунки, м	0,16
Длина форсунки, м	0,3
Количество форсунок	4
Угол ввода сырья, град.	30
Диаметр патрубка для ввода катализатора, м	1,3
Угол ввода катализатора, град.	35

РИС. 1. Нижняя часть узла смешения лифт-реактора промышленной установки каталитического крекинга



ТАБЛИЦА 2. Сравнение результатов для различных сеток

Параметр	Сетка 1	Сетка 2	Сетка 3
Размер ячейки, м	1e-1	7,5e-2	5e-2
Количество узлов	6322	11311	24002
Количество ячеек	11728	21397	46175
Средняя максимальная скорость твердой фазы, м/с	59,39	64,11	67,14

Выбор геометрии и сетки

Для проведения моделирования была построена 3D-геометрия, соответствующая размерам промышленного лифт-реактора FCC. Построенная геометрия включает четыре форсунки (отверстия) подачи сырья, симметрично расположенные с каждой стороны лифт-реактора (рисунок 1).

В таблице 1 представлены геометрические размеры лифт-реактора промышленной установки каталитического крекинга.

Несмотря на то, что в работе моделировался весь лифт-реактор, особое внимание было уделено зоне впрыска сырья и нижней конической расширительной секции с подающими форсунками, поскольку эта часть характеризуется сложным взаимодействием между двумя фазами. Для целей конвергенции сетки были протестированы три треугольные сетки с различной плотностью (таблица 2).

Для выбора подходящей плотности сетки были проведены расчеты массы фаз, находящихся в объеме реактора в течение 50 секунд астрономического времени. Результаты расчетов представлены на рисунке 2.

По результатам расчетов, представленным на рисунке 2, для всех исследуемых сеток достижение стационарного

РИС. 2. Расчет массы и объема твердой и паровой фаз в объеме реактора с течением астрономического времени

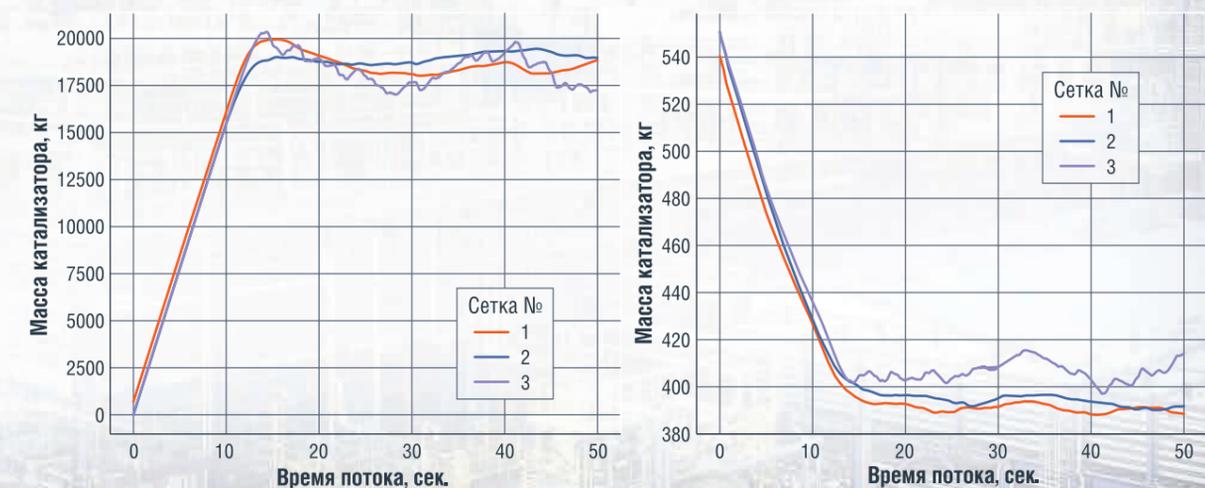
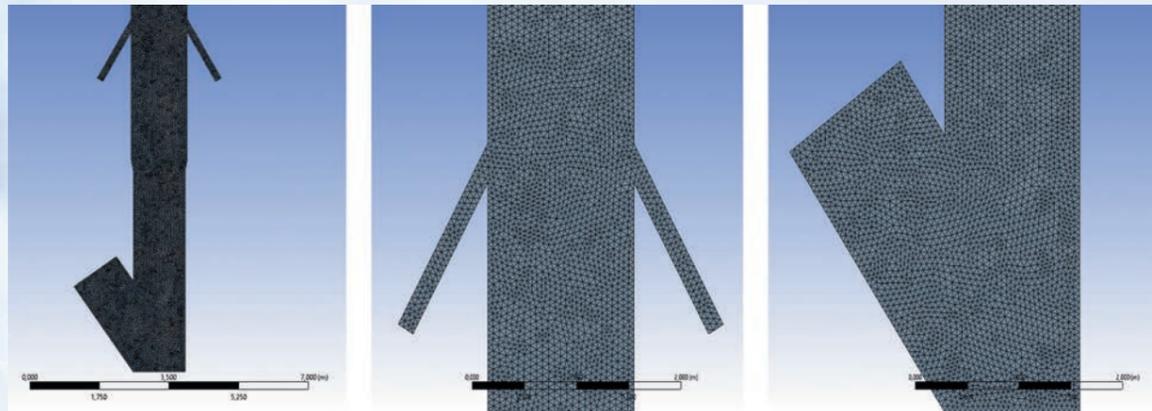


РИС. 3. Геометрия реактора с выбранной сеткой 2



состояния происходит спустя 15–20 секунд астрономического времени. Среднее значение максимальной скорости катализатора составило 59,39, 64,11 и 67,14 для сеток 1, 2 и 3 соответственно. В целом по результатам, представленным на рисунке 2, можно заключить, что расхождения между расчетами, проведенными с использованием второй и третьей сеток, незначительны. Вместе с тем расчет с использованием сетки 3 требует в 3,43 раза больше времени для 10 секунд астрономического времени, что является существенной затратой вычислительных ресурсов. Учитывая все вышесказанное, было принято решение о выборе сетки 2 (рисунок 3).

ФАКТЫ Solver

– инструмент, позволяющий устанавливать граничные условия, фазовые свойства и взаимодействия, необходимые для получения точных данных FCC при моделировании

Свойства фаз

Жидкая дисперсная фаза (катализатор) обладает свойствами твердого вещества, которые определены с использованием KTGF. В качестве материала данной фазы был выбран цеолит, основной компонент катализаторов FCC, плотность которого была задана 2100 кг/м³. Частицы гранулированной фазы считались сферическими, гладкими и неупругими.

При рассмотрении фазовых взаимодействий были выбраны модель сопротивления Gidasrow и модель подъема Moga для определения функций сопротивления и подъема для каждой фазы. Кроме того, коэффициент реституции для столкновений между гранулированными фазами (столкновения катализатор – катализатор) был выбран равным 0,99, что привело к снижению кинетической энергии из-за столкновений. Это было использовано, поскольку соответствующая оценка значения коэффициента реституции находится в диапазоне 0,80–0,99 [8]. Выбор самого высокого значения в этом диапазоне позволяет упростить результаты. В качестве алгебраической модели межфазной области была выбрана ia-symmetric модель, которая учитывает объемные доли первичной (исходное сырье) и вторичной (катализатор) фаз для оценки межфазной области [7].

Определение точных граничных условий имеет решающее значение для получения реалистичных результатов. Изначально, для проверки достоверности результатов расчета

гидродинамической модели, граничные условия задавались такие же, как в статье Yang et.al. [9].

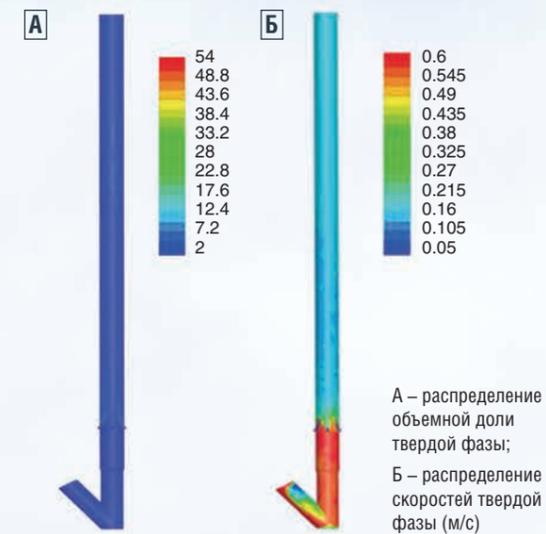
Кроме того, свойства фаз поддерживались постоянными на протяжении всего моделирования. Для моделирования течения на стенках лифт-реактора было применено условие отсутствия скольжения для газовой фазы, обусловленное существованием пограничного слоя вблизи стенки. Однако исследования гидродинамики ректора каталитического крекинга не дают четкого представления об условиях скольжения, которые следует применять для дисперсной фазы. В данной работе было выбрано условие частичного скольжения.

Результаты расчетов

Скорость перемешивания фаз характеризуется следующими ключевыми параметрами: величиной и распределением скорости, объемной фракцией фазы и задержкой твердого вещества. В текущем разделе представлены результаты, полученные для этих ключевых параметров после проведения моделирования.

Контуры, представленные на рисунке 4, показывают, что скорости твердой фазы изменяются в большом интервале. Скорость твердой фазы в патрубке и разгонном участке лифт-реактора изменяется в интервале от 1 до 9 м/с, но доходя до зоны впрыска сырья, за счет его высокой скорости, ускоряется до 50 м/с (рисунок 4 А). За счет того, что катализатор самотеком стекает по патрубку, в его верхней части объемная доля не превышает 0,44 (рисунок 4 Б).

РИС. 4. Основные контуры твердой фазы

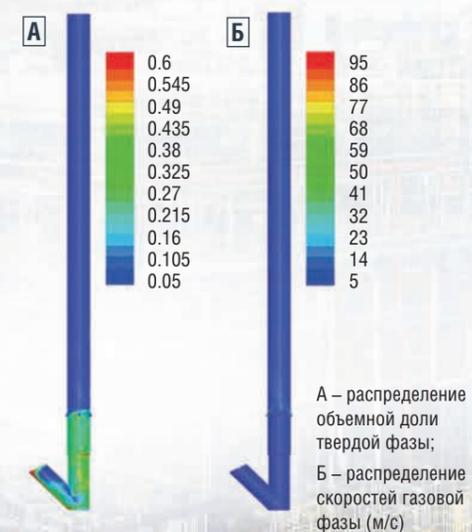


А – распределение объемной доли твердой фазы;
Б – распределение скоростей твердой фазы (м/с)

При этом за счет невысокой скорости пара, который поднимает катализатор вверх, объемная доля до уровня ввода сырья находится на уровне 0,55. В свою очередь объемная доля катализатора после зоны ввода сырья значительно снижается, доходя до 0,2, что связано с высокой скоростью сырья на выходе из форсунок, которое значительно ускоряет частицы катализатора.

Контуры объемной доли, полученные в [9], свидетельствуют о значительной задержке твердой фазы под форсунками подачи сырья, что схоже с результатами (рисунок 4) и доказывает, что эта геометрия точно отражает накопление фаз в реальном процессе каталитического крекинга. Оба контура показывают объемную долю катализатора чуть менее 0,6 по всей регенерированной трубе катализатора и очень низкое ее значение после впрыска высокоскоростного исходного сырья.

РИС. 5. Основные контуры твердой и газовой фазы для промышленной установки каталитического крекинга



А – распределение объемной доли твердой фазы;
Б – распределение скоростей газовой фазы (м/с)

ТАБЛИЦА 3. Граничные условия для моделирования гидродинамики промышленного реактора каталитического крекинга

Параметр	Значение
Вход сырья	
Массовый расход, кг/с	63,30
Объемная доля	1
Температура, К	682
Вход водяного пара	
Массовый расход, кг/с	0,83
Объемная доля	1
Температура, К	582
Вход катализатора	
Массовый расход, кг/с	533,47
Объемная доля	0,6
Температура, К	922

ФАКТЫ

1-9 м/с

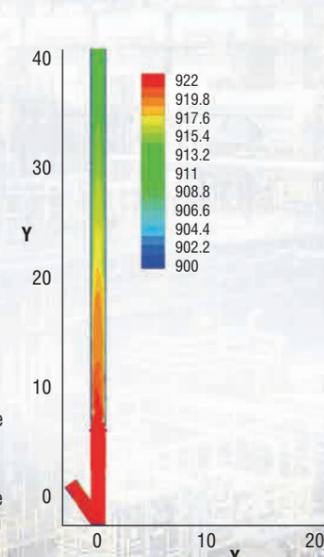
– интервал, в котором изменяется скорость твердой фазы в патрубке и разгонном участке лифт-реактора

Гидродинамическая модель промышленного реактора каталитического крекинга

Учитывая, что полученная модель обладает довольно высокой сходимостью с результатами модели, представленной в статье [9], следующим шагом было изменение рабочих и граничных условий с использованием значений, полученных с промышленной установки каталитического крекинга. При этом значения скоростей на входе не были известны, поэтому в качестве граничных условий на всех входах был задан массовый расход. Граничные условия представлены в таблице 3.

Моделирование лифт-реактора с использованием рабочих параметров промышленной установки показало распределение твердой фазы со значительно меньшей объемной долей (рисунок 5 А), по сравнению с результатами, полученными при рабочих условиях лифт-реактора статьи [9], ввиду того, что в данной статье расход катализатора составлял 1740 кг/с, а на промышленной установке – 533 кг/с. В верхней части лифт-реактора объемная доля катализатора после зоны ввода сырья значительно снижается, доходя до 0,16, что связано с высокой скоростью сырья, которая в этой области достигает 95 м/с (рисунок 5 Б) на выходе

РИС. 6. Распределение температуры твердой фазы



из форсунок, которое значительно ускоряет частицы катализатора. Также за счет невысокой скорости пара, который поднимает катализатор вверх, объемная доля до ввода сырья находится на уровне 0,44, это объясняется тем, что при значительно меньшем расходе катализатора скорость водяного пара сохраняется практически на том же уровне, что и в статье [9], катализатор не успевает накапливаться в большем количестве. Скорость катализатора показала значительное повышение на уровне ввода сырья (с 50 до 70 м/с).

На рисунке 6 показано, что температура катализатора, проходящего по реактору, за счет теплообмена с сырьем снижается с 922 до 917 К на отметке 20 м и до 908 К на отметке 40 м. В нижней части лифт-реактора температура водяного пара изменяется в интервале от 630 до 663 К и от 634 до 718 К для сырья.

Таким образом, была построена гидродинамическая модель лифт-реактора промышленной установки каталитического крекинга с учетом геометрии и производительности реального промышленного объекта.

Разработанная модель позволяет оценить распределение температуры, скоростей движения катализатора и углеводородов по высоте аппарата с учетом гидродинамических факторов.

В дальнейшем созданную модель планируется усовершенствовать, включив более детальное описание конструкции аппарата, а также выполнив моделирование с учетом основных химических реакций, протекающих в процессе каталитического крекинга.

ФАКТЫ

с 992
до 917 К

снижается температура катализатора, проходя по реактору, за счет теплообмена с сырьем, на отметке 20 м, и до 908 К на отметке 40 м

Модель, включающая реакции крекинга, будет учитывать тепловой эффект реакций, потери кинетической энергии и позволит прогнозировать температуру крекинга, чего не было сделано ранее. Это также позволит изучить распределение массовых долей продуктов крекинга с учетом гидродинамики аппарата. Используемая методология и полученные результаты могут служить мощным инструментом для управления и оптимизации промышленного процесса каталитического крекинга. ●

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Лондонского Королевского Общества № 21-53-10004.

Литература

1. Amblard B. CFD modeling of the coke combustion in an industrial FCC regenerator / B. Amblard, R. Singh, E. Gbordzoe, L. Raynal / Chemical Engineering Science. – 2016. – Vol. 170. – P. 731–742.
2. Huang W. Hydrodynamics and Flow Development in a 15.1 m Circulating Fluidized Bed Riser / W. Huang, A. Yan, J. Zhu / Chemical Engineering Technology. – 2007. – Vol. 30, issue 4. – P. 460–466.
3. Idris M.N. CFD Modelling Gas-Solid Flows in CFB/FCC Riser Reactors: Simulation Using Kinetic Theory of Granular Flow (KTGF) in a Fully Developed Flow Situation / M.N. Idris, A. Burn / AIChE. – 2008.
4. Назарова Г.Ю. Моделирование работы промышленной установки каталитического крекинга вакуумного газойля из смеси казахстанской и западно-сибирской нефти / Г.Ю. Назарова, Е.Н. Ивашкина, Э.Д. Иванчина, А.А. Орешина, Е.К. Вымятин, Т.А. Калиев, Р.Д. Попов, А.В. Антонов, Г.Ж. Сейтенова / Мир нефтепродуктов. – 2020. – № 3. С. 6.
5. Barbosa A. Three Dimensional Simulation of Catalytic Cracking Reactions in an Industrial Scale Riser Using a 11-lump Kinetic. / A. Barbosa, G. Lopes, L. Rosa, M. Mori, W. Martignoni / Chemical Engineering Transactions. – 2013. – Vol. 32. – P. 637–642.
6. Gidaspow D. Multiphase flow and fluidization / D. Gidaspow / Continuum and Kinetic. Academic press limited: Gardners Books. – 1994. – P. 467.
7. Idris M.N. CFD Modelling Gas-Solid Flows in CFB/FCC Riser Reactors: Simulation Using Kinetic Theory of Granular Flow (KTGF) in a Fully Developed Flow Situation / M.N. Idris A. Burn / American institute of chemical engineers. – 2008. Vol. 16–21. – P. 1–19.
8. Lopes G.C. CFD Study of Industrial FCC Riser: The Effect of Outlet Configurations on Hydrodynamics and Reactions / G.C. Lopes, L.M. Rosa M. Mori, J.R. Nunhez, W.P. Martignoni / International Journal of Chemical Engineering. – 2012. – P. 1–16.
9. Yang Q. CFD investigation of hydrodynamics, heat transfer and cracking reactions in a large-scale fluidized catalytic cracking riser / Applied Mathematical Modelling. – 2016. – Vol. 40, issue 21–22. – P. 9378–9397.

KEYWORDS: pyrolysis resins, determination of total nitrogen, Kjeldahl micromethod, oil shales, Korsebinskoye field.

Список сокращений			
Греческие и латинские буквы			
λ	Вязкость потока	P	Давление
C	Углерод	g_0	Функция радиального распределения
e	Коэффициент реституции	Re	Критерий Рейнольдса
ρ	Плотность	μ	Вязкость при сдвиге
k_{θ_s}	Коэффициент диффузии	C_p	Удельная теплоемкость
ω	Коэффициент изменения силы сопротивления	τ	Напряжение
d_s	Диаметр гранулы	t	Время
Θ	Температура гранулы	I	Единичный тензор
g	Ускорение свободного падения	\vec{v}	Вектор скорости
H	Водород	ϵ	Объемная доля
β	Межфазная передача импульса	Индексы	
ϕ	Передача кинетической энергии между двумя фазами	g	Газовая фаза
		n	Количество атомов
		s	Твердая фаза
		wf	Вес



RFF 2021

ФОРУМ РОССИИ И СТРАН СНГ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ПРОИЗВОДСТВА МИНЕРАЛЬНЫХ УДОБРЕНИЙ

8-9 декабря | Сочи

ОРГАНИЗАТОР



Euro Petroleum Consultants

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ

- Рынок удобрений: тенденции и перспективы
- «Зеленая химия»
- Экологические аспекты производства удобрений
- Декарбонизация производства: развитие «зеленых» и «голубых» технологий
- Выпуск специальной химии. Интеграция производства метанола
- Ключевые инвестиционные проекты
- Инновационные технологии и оборудование
- Цифровизация производства
- Повышение операционной эффективности и надежности.

ПАРТНЕРЫ:



ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:

ФОРМИРОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА

состава сырья нефтехимических процессов с большим числом компонентов, участвующих в реакциях

В СТАТЬЕ НА ПРИМЕРЕ ПРОЦЕССА ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА РАССМОТРЕНЫ ОСОБЕННОСТИ СЛОЖНЫХ ПОЛИРЕАКЦИОННЫХ ПРОЦЕССОВ НЕФТЕХИМИИ, ЗАТРУДНЯЮЩИЕ ИХ МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ. ПОКАЗАНО, ЧТО ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ РЕЗУЛЬТАТОВ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПО ОДНОМУ ИНТЕГРАЛЬНОМУ ПАРАМЕТРУ, НАПРИМЕР – ОБЩЕЙ СЕРЕ ПРИ ГИДРООЧИСТКЕ, ПОНЯТИЕ КОНСТАНТЫ СКОРОСТИ РЕАКЦИИ ВЫРОЖДАЕТСЯ, И НЕОБХОДИМО ИСПОЛЬЗОВАТЬ В РАСЧЕТАХ КИНЕТИЧЕСКУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ, ИЗМЕНЯЮЩУЮСЯ В ХОДЕ РЕАКЦИОННОГО ПРОЦЕССА. ПРЕДЛОЖЕН ЦИФРОВОЙ ДВОЙНИК СОСТАВА СЫРЬЯ, И НА ПРИМЕРЕ РЯДА РАСЧЕТОВ МОДЕЛЬНОГО И РЕАЛЬНОГО СЫРЬЯ ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПОКАЗАНО, ЧТО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ДВОЙНИКА ПОВЫШАЕТ УРОВЕНЬ АДЕКВАТНОСТИ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

IN THE ARTICLE, USING THE EXAMPLE OF THE DIESEL FUEL HYDROTREATING PROCESS, THE FEATURES OF COMPLEX POLYREACTION PROCESSES OF PETROCHEMISTRY, WHICH COMPLICATE THEIR MATHEMATICAL MODELING, ARE CONSIDERED. IT IS SHOWN THAT WHEN DETERMINING THE RESULTS OF A PETROCHEMICAL PROCESS BY ONE INTEGRAL PARAMETER, FOR EXAMPLE, TOTAL SULFUR DURING HYDROTREATING, THE CONCEPT OF REACTION RATE CONSTANT DEGENERATES AND IT IS NECESSARY TO USE IN CALCULATIONS THE KINETIC CHARACTERISTIC THAT CHANGES DURING THE REACTION PROCESS. THE DIGITAL TWIN OF THE COMPOSITION OF RAW MATERIALS IS PROPOSED AND, USING THE EXAMPLE OF A NUMBER OF CALCULATIONS OF MODEL AND REAL RAW MATERIALS FOR HYDROTREATING DIESEL FUEL, IT IS SHOWN THAT THE USE OF A DIGITAL TWIN INCREASES THE LEVEL OF ADEQUACY OF THE MATHEMATICAL MODEL

Ключевые слова: гидроочистка, дизельное топливо, константа скорости реакции, кинетическая характеристика, математическое моделирование, цифровой двойник.

Самойлов Наум Александрович
кафедра «Нефтехимия и химическая технология», Уфимский государственный нефтяной технический университет, профессор, д.т.н.

Математические модели химических процессов, особенно каталитических, по своей сущности иерархичны, они рассматривают последовательно кинетику химического процесса, реализацию ее на зерне катализатора, а затем в реакторе в целом и состоят из систем уравнений химической кинетики, массопередачи, теплопередачи, гидродинамики системы, при этом каждый последующий уровень иерархии полностью учитывает предыдущий уровень математической модели.

В применении к нефтехимическим процессам наиболее трудоемким оказывается формирование первого уровня иерархии – модели кинетики в связи с тем, что в процессах риформинга, каталитического крекинга, гидроочистки одновременно реагируют многочисленные разнообразные компоненты различной природы, причем часто в небольших концентрациях [1–4]. В качестве примера рассмотрим процесс гидроочистки дизельного топлива от сераорганических

примесей – одного из наиболее крупнотоннажных процессов нефтехимии.

Развитие гидроочистки дизельного топлива – в значительной мере сдерживается двумя факторами: консерватизмом технологии и сложностью математического моделирования и оптимизации, хотя оно и базируется на классических представлениях кинетики.

В общем простейшем случае скорость химического превращения любого i -го компонента сырья (скорость реакции) описывается уравнением

$$\frac{dC_i}{d\tau} = -k_i C_i, \quad (1)$$

где C_i – концентрация i -го компонента,

k_i – константа скорости i -й реакции, τ – время реакции,

которое решается при граничных условиях: $C_i = C_{i,0}$ при $\tau = 0$ и $\tau = \tau_{кон}$ при $C_i = C_{i,доп}$, где $C_{i,0}$ и $C_{i,доп}$ соответственно концентрация i -го компонента и его допустимая концентрация на выходе из реактора.

Если в сырье содержится, например, 100 компонентов, участвующих в химическом процессе, то формирование задачи сводится к решению системы из 100 уравнений:

$$\left. \begin{aligned} \frac{dC_1}{d\tau} &= -k_1 C_1 \\ &\dots \\ \frac{dC_i}{d\tau} &= -k_i C_i \\ &\dots \\ \frac{dC_{100}}{d\tau} &= -k_{100} C_{100} \end{aligned} \right\}$$

Решение системы уравнений (2), несмотря на ее объем, с математических позиций является весьма элементарным, но практически невозможно без знания 100 численных значений k_i , определение которых становится сложнейшей проблемой системного подхода к математическому моделированию полиреакционных процессов.

При гидроочистке дизельного топлива протекают реакции гидродесульфуризации многочисленных сераорганических примесей, принадлежащих при этом еще и к различным классам веществ (меркаптаны, сульфиды, дисульфиды, тиофены, бензотиофены и др.). Поэтому

РИС. 1. Характерная хроматограмма дизельного топлива [5]

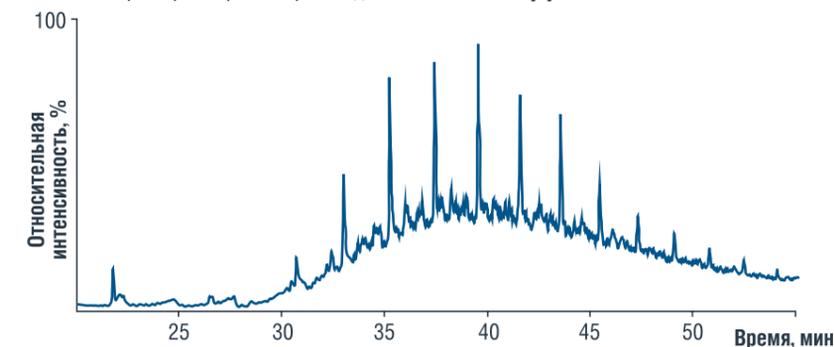
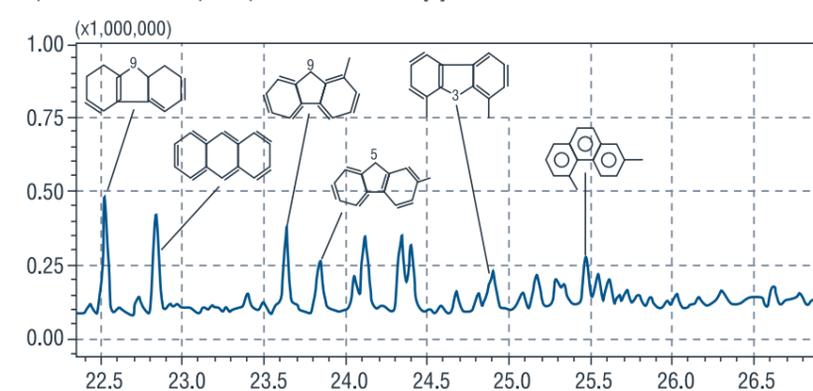


РИС. 2. Хроматограмма элюата дизельного топлива хлористым метиленом на газовом хромато-масс-спектрометре Shimadzu QP2010 [6]



необходимо обеспечить условия эффективного осуществления реакций такие, чтобы концентрация примесей в очищенном топливе в расчете на серу (наиболее простой метод анализа) не превышала 10 ppm при исходной концентрации этих примесей в прямогонном дизельном топливе 10000–30000 ppm. Для расчета константы скорости реакции k_i необходимо осуществить в лабораторном реакторе за время τ снижение концентрации этого i -го компонента от $C_{i,0}$ до достигаемого при этом на выходе из реактора значения $C_{i,\tau}$, тогда

$$k_i = \frac{1}{\tau} \ln \left(\frac{C_{i,0}}{C_{i,\tau}} \right). \quad (3)$$

При попытке экспериментальной подготовки исходных данных к решению этой задачи возникает целый комплекс сложных проблем.

Во-первых, трудно проводить эксперимент до достижения достаточно низкого значения содержания серы в гидрогенизате, например, даже 100 ppm, поскольку при этом концентрация каждого из компонентов примеси будет составлять уже трудно определяемые значения

на уровне единиц ppm, что требует использования особо прецизионной аналитической аппаратуры. Даже при наличии подобной аппаратуры определение концентраций многочисленных компонентов отдельно, например на хроматограммах, невозможно из-за наложения пиков друг на друга, содержание микропримесей сераорганики порой просто не фиксируется (рис. 1). Только использование специальных комбинированных техник позволяет качественно определять некоторые серосодержащие компоненты. Как пример: вводили в колонку с сорбентом 1 мл образца дизельного топлива, разбавленного 5 мл n -гексана, затем пропускали 2 мл гексана, потом 1 мл смеси гексан-хлористый метилен в соотношении 10:1, после чего серосодержащие компоненты и оставшиеся полиароматические углеводороды элюировали 1 мл хлористого метилена и элюат анализировали на хромато-масс-спектрометре [6] (рис. 2).

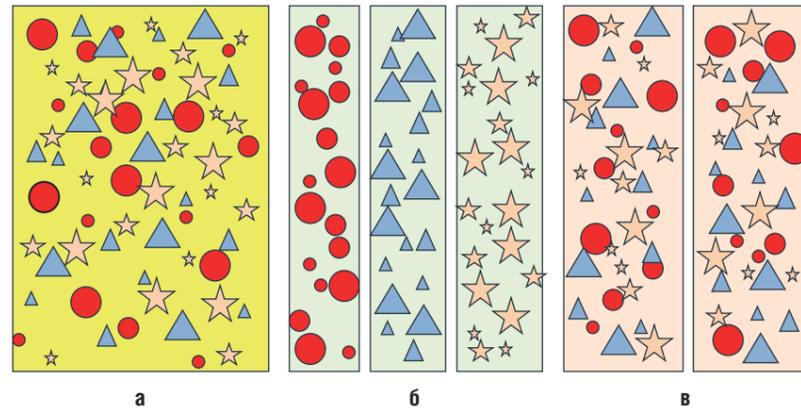
Во-вторых, для многофазных каталитических процессов (жидкое сырье, твердый катализатор, водородсодержащий газ),

к которым относится гидроочистка, характерна невозможность точного определения фактического времени контакта реагирующих компонентов сырья с катализатором. Поэтому в расчетах используют не реальное, а условное время контакта $\tau_{усл}$, которое определяется как обратная величина отношения объемного часового расхода сырья к объему катализатора в лабораторном или в промышленном реакторе (ОСПС). Кроме того, уравнение (3) справедливо лишь при обеспечении в реакторе в ходе эксперимента такой структуры потоков, что гидродинамическая обстановка в реакторе описывается моделью идеального вытеснения. Любые гидродинамические отклонения от этих условий приводят к получению в некоторой степени измененного значения k_i , которое в итоге называется эффективным значением константы скорости реакции $k_{i,эф}$, учитывающим в неявной форме совокупность неизвестных экспериментатору эффектов (параметров).

В силу практической невозможности покомпонентного представления состава сырья (рис. 3а) и соответствующего исследования процесса гидроочистки, многими исследователями предлагается второй путь характеристики сырья – представление сераорганических компонентов дизельного топлива в виде псевдокомпонентов, объединяющих сераорганические компоненты одного или нескольких гомологических рядов [7, 8], (рис. 3б). Этот путь более реалистичен, однако его использование в экспериментах и последующих расчетах также затруднительно, поскольку для представления сырья в такой форме надо или объединять в один класс известные компоненты, что, по сути, есть просто дальнейшее развитие первого пути со всеми его недостатками, или надо выделять компоненты одного класса из сырья и отдельно гидродеобессеривать каждый класс, используя модельное сырье, например – глубоко очищенный парафиновый углеводород с примесью индивидуального компонента определенного класса сераорганики, или нескольких гомологов этого класса, что не менее трудоемко.

На наш взгляд, весьма перспективен третий путь представления состава сырья

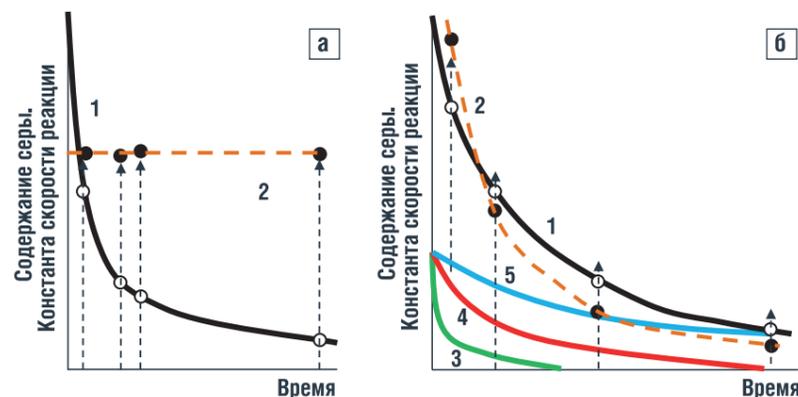
РИС. 3. Графическая модель исходного многокомпонентного сырья по реагирующим сераорганическим примесям трех классов (●, ▲ и ☆), в каждом из которых есть по три гомолога, отличающихся по размерам: а – многокомпонентное сырье, б – формирование псевдокомпонентов из гомологов одного класса, в – формирование узких фракций со смесью примесей



по сераорганике: разделение сырья на несколько узких фракций с представлением в каждой из них в качестве псевдокомпонента совокупности всех сераорганических компонентов [9], концентрация которых определяется наиболее простым стандартным методом определения общей серы [10].

Сама постановка эксперимента для определения констант скоростей реакций гидроdesульфирования для дизельного топлива весьма отличается от классических опытов над мономерными. Если в реакцию вступает один компонент, то по закону действия масс при любом времени контакта реакционной смеси с катализатором расчетное значение эффективной константы скорости реакции является постоянным (рис. 4а).

РИС. 4. Кинетические кривые анализа по общей сере (1) и значения эффективных констант скоростей реакции (2) при участии в реакции единственного компонента (а) и псевдокомпонента (б), объединяющего высокоактивный (3), среднеактивный (4) и малоактивный (5) компоненты. При конкретном времени отбора проб на анализ белые точки соответствуют концентрациям серы в пробе, черные – расчетному значению констант



При одновременном протекании множества реакций реакционная активность различных компонентов существенно отличается между собой. В связи с этим в начале процесса при малом времени интенсивно реагируют высокоактивные компоненты сырья с высоким значением констант скоростей реакции, а в конце процесса – малоактивные компоненты (рис. 4б).

При конкретном времени отбора проб на анализ белые точки соответствуют концентрациям серы в пробе, черные – расчетному значению констант.

Таким образом, анализ химизма гидроочистки свидетельствует о том, что процесс гидроочистки в целом при интегральном

ТАБЛИЦА 1. Экспериментальные данные [11] по гидроочистке фракций 160–300 °С, 160–360 °С и 300–360 °С (Т, ОСПС, С) и результаты их математической обработки ($k_{эф}$, $E_{ак}$)

ОСПС, ч ⁻¹	Т, °С	Фракция 160 – 300 °С			Фракция 160 – 360 °С			Фракция 300 – 360 °С		
		С, %	$k_{эф}$, ч ⁻¹	$E_{ак}$, кДж/моль	С, %	$k_{эф}$, ч ⁻¹	$E_{ак}$, кДж/моль	С, %	$k_{эф}$, ч ⁻¹	$E_{ак}$, кДж/моль
1	340	0,020	3,8	11,6	0,15	2,1	22,6	0,19	2,0	22,4
	350	0,017	4,0		0,13	2,2		0,16	2,2	
	360	0,015	4,1		0,11	2,4		0,14	2,4	
2	340	0,035	6,5	15,7	0,18	3,7	25,8	0,35	2,9	33,9
	350	0,030	6,8		0,16	4,0		0,29	3,2	
	360	0,025	7,2		0,13	4,4		0,25	3,5	
3	340	0,050	8,7	11,9	0,22	5,0	28,1	0,46	3,5	27,7
	350	0,044	9,1		0,19	5,5		0,41	3,8	
	360	0,040	9,4		0,16	6,0		0,37	4,1	
4	340	0,068	10,4	17,3	0,25	6,2	31,0	0,62	3,5	35,8
	350	0,060	10,9		0,22	6,7		0,55	3,9	
	360	0,050	11,6		0,18	7,5		0,5	4,3	
5	340	0,080	12,2	17,9	0,28	7,2	25,1	–	–	–
	350	0,071	12,8		0,25	7,7		–	–	
	360	0,060	13,7		0,22	8,4		–	–	
6	340	0,095	13,6	20,3	0,30	8,2	20,2	–	–	–
	350	0,080	14,7		0,27	8,8		–	–	
	360	0,070	15,5		0,25	9,3		–	–	
7	340	0,110	14,9	14,5	В последующих расчетах $E_{ак}$ усредняли: для фракции 160–300 °С $E_{ак} = 15,75$ кДж/моль, для фракции 160–360 °С $E_{ак} = 25,5$ кДж/моль, для фракции 300–360 °С $E_{ак} = 30,0$ кДж/моль					
	350	0,097	15,7							
	360	0,090	16,3							

методе определения серы должен характеризоваться не вырождающимися по сути эффективными константами скорости реакции, а переменными по величине кинетическими характеристиками K , закономерно изменяющимися в ходе процесса.

Обработка ряда материалов по расчетной гидроочистке модельного сырья и экспериментов по обессериванию реального дизельного топлива показала, что эффективные константы скорости реакции уменьшаются по мере увеличения глубины реакции, то есть продолжительности процесса гидроdesульфирования. Например, обработка данных [11] по исследованию на пилотной установке процесса гидроочистки дизельного топлива (фракция 160–360 °С, содержание общей серы 1,17% (11700 ppm)), а также двух фракций, составляющих это сырье (легкая фракция 160–360 °С,

содержание общей серы 0,92% (9200 ppm) и тяжелая фракция 300–360 °С, содержание общей серы 1,47% (14700 ppm)), на Со-Мо катализаторе показала (табл. 1), что для всех трех фракций численные значения эффективных констант скорости реакции $k_{эф}$ уменьшаются в 4–5 раз при увеличении времени процесса гидроочистки.

Расчетная закономерность кинетической характеристики $K(\tau) = f(\tau)$ как для модельных систем, так и для реального дизельного топлива качественно аналогичны, форма зависимости эффективной константы скорости реакции от времени $k_{эф} = f(\tau)$ характерна для функции гиперболического типа вида

$$K(\tau) = f(\tau_{усл}) = \frac{M}{1 + N\tau_{усл}}, \quad (4)$$

где N и M – эмпирические коэффициенты аппроксимации

кинетической характеристикой массива экспериментальных данных по значениям эффективных констант скорости.

Поскольку исследователи выполняют эксперименты обычно только при одной-двух больших скоростях подачи сырья, то пришлось отказаться от обработки массивов значений $K(\tau) = f(\tau)$ с использованием метода наименьших квадратов, обеспечивающего наиболее достоверный расчет коэффициентов N и M , а рассчитывать приближенные значения коэффициентов N и M всего по двум значениям $K(\tau)$ при произвольных значениях τ при продолжительности времени реакции не более одного часа для нескольких вариантов исходных пар величин τ , рассчитанных по (3). В табл. 2 занесены некоторые результаты аппроксимации зависимости $K(\tau) = f(\tau)$.

ТАБЛИЦА 2. Кинетические факторы гидроочистки фракций дизельного топлива

Параметры кинетической характеристики		$\tau_{усл}, ч$							
		0,1	0,143	0,167	0,20	0,25	0,333	0,50	1,0
Фракция дизельного топлива 160–300 °С, температура 350 °С, опытные $k_{эф}$									
–	–	–	15,7	14,7	12,8	10,9	9,1	6,8	4,0
<i>M</i>	<i>N</i>	Расчет $k_{эф}$ по зависимости $k_{эф} = f(\tau_{усл})$							
22,66	4,666	15,45	13,59	12,74	11,72	10,33	8,87	6,8	4,0
25,03	5,26	16,40	14,27	13,33	12,20	10,81	9,10	6,89	4,0
Фракция дизельного топлива 160–360 °С, температура 350 °С, опытные $k_{эф}$									
–	–	–	8,8	7,1	6,7	5,5	4,0	2,2	
<i>M</i>	<i>N</i>	Расчет $k_{эф}$ по зависимости $k_{эф} = f(\tau_{усл})$							
22,0	8,99	11,58	9,62	8,79	7,85	6,76	5,5	4,0	2,2
21,9	8,95	11,55	9,60	8,77	7,84	6,76	5,5	4,0	2,2
Фракция дизельного топлива 300–360 °С, температура 350 °С, опытные $k_{эф}$									
–	–	–	–	–	3,9	3,8	3,5	2,2	
<i>M</i>	<i>N</i>	Расчет $k_{эф}$ по зависимости $k_{эф} = f(\tau_{усл})$							
8,55	2,88	6,63	6,05	5,77	5,42	4,96	4,3	3,5	2,2
5,96	1,711	5,09	4,79	4,63	4,44	4,17	3,8	3,2	2,2

Жирным шрифтом в каждой серии расчетов выделены по два базовых экспериментальных значения $k_{эф}$ как соответствующая основа расчета *M* и *N*

Предлагаемая кинетическая характеристика как эквивалент в неявной форме фактической картины кинетики процесса в виде уравнения (4) не только охватывает широкий диапазон условных времен контакта реакционной смеси и катализатора, но и обладает хорошей прогностикой, так как расчет коэффициентов *N* и *M* уравнения (4) по опытным значениям при ОСПС равным 0,5–1 ч⁻¹ формирует с приемлемой точностью кинетическую характеристику для ОСПС в пределах 1–10, причем ошибка в расчете эффективных констант скорости с высокими значениями $k_{эф}$ при ОСПС в пределах 2–10 ч⁻¹ роли практически не играет, ибо процесс гидроочистки в целом лимитируется трудногидрируемыми компонентами (табл. 2).

Коэффициент *M* уравнения (4) можно интерпретировать как эффективную константу скорости реакции гидродеобессеривания наиболее активного компонента сырья, первым вступающего в реакцию еще при времени $\tau_{усл} = 0$. Характерно, что при $\tau_{усл} = 0$ значения $k_{эф}$ лежат в узком диапазоне от 21,9 до 25,03 °С как для фракции 160–360 °С, так и для ее более

узкой фракции 160–300 °С с общим началом кипения и, следовательно, с одинаковыми низкокипящими компонентами сераорганических примесей. О высоком уровне валидации уравнением кинетической характеристики (4) распределения локальных констант скорости реакции свидетельствует и рис. 5.

Для более жесткой оценки адекватности описания особенностей химизма поликомпонентных реакций была выполнена симуляция процесса гидроочистки трех вариантов модельного сырья с общим содержанием сераорганики 10000 ppm, разбитого на 10 узких фракций (табл. 3), в каждой

РИС. 5. Описание уравнением (4) кинетических характеристик гидроочистки фракций дизельных топлив 160–300 °С (ряды 1–3), 160–360 °С (ряды 4–6) и 300–360 °С (ряды 7–9), полученных обработкой данных при $\tau_{усл}$, равных 0,5 и 1 ч⁻¹ (ряды 1, 4, 7) и при $\tau_{усл}$, равных 0,333 и 1 ч⁻¹ (ряды 2, 5, 8). Опытные данные – ряды 3, 6, 9

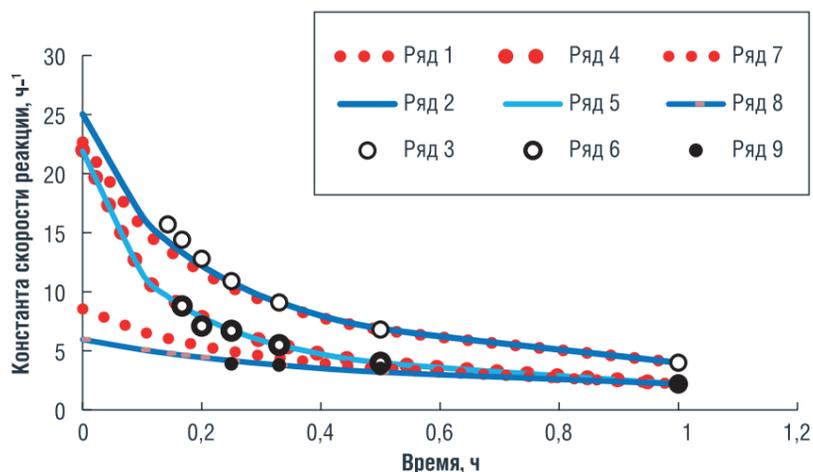


ТАБЛИЦА 3. Характеристика вариантов модельного сырья гидроочистки

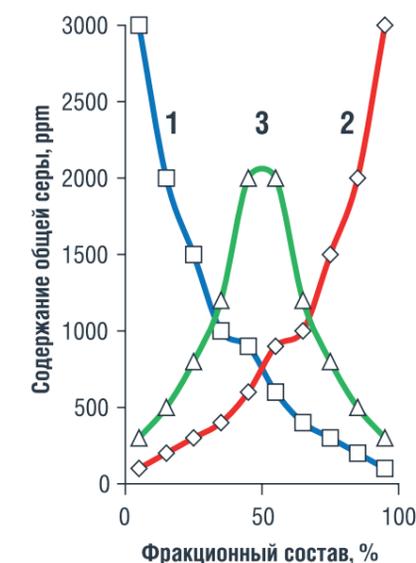
Номер псевдокомпонента	Константа скорости реакции, ч ⁻¹	Содержание сераорганики в псевдокомпоненте, ppm		
		вариант 1	вариант 2	вариант 3
1	19	3000	100	300
2	17	2000	200	500
3	15	1500	300	1000
4	13	1000	400	1200
5	11	900	600	2000
6	9	600	900	2000
7	7	400	1000	1200
8	5	300	1500	1000
9	3	200	2000	500
10	1	100	3000	300

из которых совокупность сераорганических рассматривалась как псевдокомпонент, причем распределение констант скоростей реакций по узким фракциям лежало в пределах 1–19 ч⁻¹ и было близким к ранее рассмотренному реальному дизельному топливу (фракция 160–360 °С, содержание сераорганики по общей сере 11700 ppm), а распределения сераорганики практически охватывали весь диапазон теоретически возможных распределений (возрастающие, убывающие и синусоидальные, рис. 6).

Для каждого вида сырья был выполнен расчет кинетической характеристики в виде распределения $k_{эф} = f(\tau_{усл})$ и определены константы уравнения (4) *N* и *M* по двум значениям $k_{эф}$, которые выбирались из четырех парных значений условного времени реакции (табл. 4). Адекватность описания зависимости $k_{эф}(\tau) = f(\tau)$ уравнением (4) оценивалась по величине критерия Фишера *F*:

$$F = \frac{S_y^2}{S_M^2} = \frac{\sum_{i=1}^{i=L} (y_i - \bar{y})^2 / (N - 1)}{\sum_{i=1}^{i=L} (y_i - \hat{y}_i)^2 / (N - 2)}, \quad (5)$$

РИС. 6. Концентрирование серы во фракциях сырья: легких (1), тяжелых (2) и средних (3)



где S_y^2 и S_M^2 – дисперсии, *L* – число опытных значений $k_{эф}$, y_i – опытное значение $k_{эф,i}$, \bar{y} – среднее значение опытных $k_{эф}$, \hat{y}_i – расчетное значение $K(\tau)$ по уравнению (4).

Уравнение (4) адекватно, если критерий Фишера, рассчитанный по (5) больше табличного значения F_T [12].

Как следует из результатов регрессионного анализа (табл. 4),

ТАБЛИЦА 4. Оценка адекватности уравнения кинетической характеристики (4)

Сырье	Номер расчета	$\tau_1, ч$	$\tau_2, ч$	<i>M</i>	<i>N</i>	S_y^2	S_M^2	<i>F</i>	F_T [12]
1	1	0,5	1	19,18	2,60	22,5	0,89	25,3	6,26
	2	0,2	0,5	17,46	2,19		0,18	125,0	
	3	0,1	0,5	16,03	1,85		0,13	173,1	
	4	0,2	1	17,86	2,35		0,24	93,7	
2	5	0,5	1	4,29	1,04	1,58	0,169	9,35	4,95
	6	0,2	0,5	5,12	1,63		0,170	9,29	
	7	0,1	0,5	5,23	1,71		0,124	12,7	
	8	0,1	0,2	5,30	1,83		0,144	10,9	
3	9	0,5	1	11,67	1,75	9,41	0,178	52,86	4,95
	10	0,2	0,5	10,70	1,44		0,016	588,1	
	11	0,1	0,5	11,00	1,54		0,075	125,5	
	12	0,1	0,2	11,02	1,55		0,075	125,5	

во всех 12 вариантах расчета уравнение (4) являлось адекватным.

Преимущества использования кинетических характеристик перед применением собственных значений констант скоростей реакции при математическом моделировании кинетики гидроочистки фракции 160–360 °С как в пределе всего одной узкой фракции с одним псевдокомпонентом по общей сере наглядно иллюстрирует рис. 6. При расчете кинетических кривых для сложных многокомпонентных реакционных систем на базе эффективных констант скоростей реакции расчетная концентрация реагента в реакционной смеси соответствует действительности только в окрестности той временной точки кинетики, в которой ранее была определена эффективная константа скорости процесса $k_{эф}$ (например, черные точки, принадлежащие кривым 1–5 на рис. 6). В этом случае при попытке расчета времени реакции, необходимого для обеспечения большей глубины очистки дизельного топлива по сравнению с опытом дает неверный результат – при расчетном времени ожидаемая глубина очистки не достигается, тогда как семейство белых точек, принадлежащее кинетической характеристике (кривая 6 на рис. 6), охватывает весь процесс гидроочистки и уравнение вида (4) обладает большей информативностью, чем просто совокупность $k_{эф}$. Аналогичные результаты получены и при

математическом моделировании процесса гидроочистки фракций 160–300 °С и 300–360 °С с использованием их кинетических характеристик для всей фракции.

Таким образом, обосновано, что на основе использования стандартного анализа по общей сере для математического моделирования процесса гидроочистки возможно отображение состава сырья по сераорганическим компонентам в виде цифрового двойника, учитывающего кинетическую характеристику сырья. В общем случае при представлении сырья как L узких фракций ($L = 1, 2, 3, \dots$) его цифровой двойник имеет вид:

Вектор значений концентраций серы $C_{i,0} [i = 1, 2, \dots, L]$

$$k_i = \frac{1}{\tau} \ln \left(\frac{C_{i,0}}{C_{i,t}} \right),$$

$$K(\tau)_i = f(\tau_{ysel}) = \frac{M_i}{1 + N_i \tau_{ysel}},$$

а простейшая математическая модель реактора гидроочистки с допущениями квазигомогенности реакции и режима идеального вытеснения для потока выражается как

$$\frac{dC_i}{d\tau_{ysel}} = - \frac{M_i}{1 + N_i \tau_{ysel}} C_i - W \frac{dC_i}{dl} = 0,$$

где W – скорость потока, l – высота слоя катализатора в реакторе.

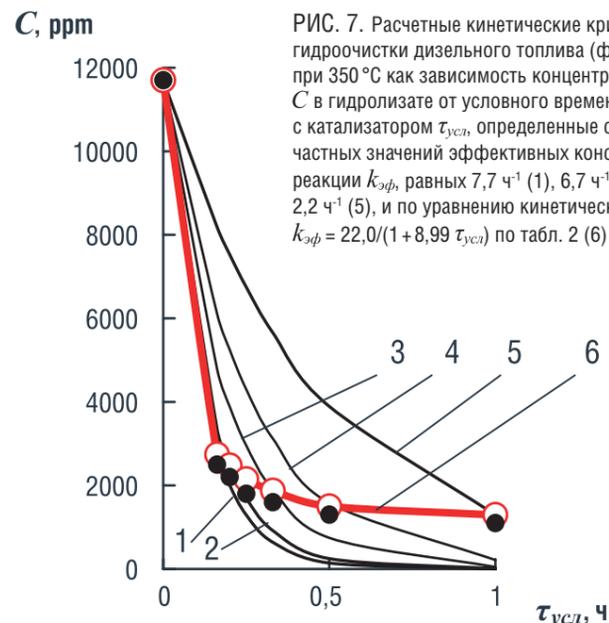
Можно полагать, что рассмотренный метод решения задачи моделирования процесса гидроочистки дизельного топлива с учетом цифрового

двойника сырья будет полезен и при моделировании других многокомпонентных реакционных систем нефтехимических процессов при формировании для них кинетических характеристик. ●

Литература

1. Швец В.Ф., Сусков Ю.П., Козловский Р.А., Луганский А.И., Горбунов А.В. Термоокислительный крекинг мазута. Исследование процесса в проточном реакторе // Химическая промышленность сегодня. – 2013. – № 10. – С. 19–25.
2. Доломатов М.Ю., Низамова Г.И., Хайрутдинова С.С. Особенности макрокинетики термолитизации многокомпонентных углеводородных систем // «Нефтегазовое дело». Электронный научный журн. <http://www.ogbus.ru>. 2015. №4. С. 172–185. DOI: <http://dx.doi.org/10.17122/ogbus-2015-4-172-185>.
3. Ивашкина Е.Н., Иванчина Э.Д., Назарова Г.Ю. Математическое моделирование процесса каталитического крекинга // Neftgaz.RU. – 2019. – № 9. – С. 114–120.
4. Bannatham P., Teeraboonaichai S., Patirupanon T., Arkardvipart W., Limtrakul S., Vatanatham T., Ramachandran P. A. Kinetic Evaluation of the hydrodesulfurization process using a lumpy model in a thin-layer reactor // Ind. Eng. Chem. Res. 2016. V. 55. № 17. P. 4878–488.
5. Патент РФ 2.489 476 C2. Нехорошев С.В., Нехорошев В.П., Гаева Л.Н., Туров Ю.П. Химический маркер и способ его получения. – 2013. – Бюл. № 22.
6. Николаев А.В., Карцова Т.А., Даванков В.А. Газохроматографическое определение серосодержащих компонентов дизельного топлива с использованием твердофазной экстракции и фракционного элюирования. Сорбционные и хроматографические процессы. – 2011. Т. – 11. – № 4. – С. 459–466.
7. Xun Tang, Shuyuan Li, Changtao Yue, Jilai He, Jili Hou. Lumping kinetics of hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation of the middle distillate from Chinese shale oil // Oil Shale. – 2013. – V. 30. – № 4. – P. 517–535.
8. Yachen Yin, Wenbin Yin, Gullian Wi, Feng Hin, Kang Qin, Yitao Lu, Le Zhang, Mingfeng Li. Kinetics towards mechanism and real operation for ultra-deep hydrodesulfurization and hydrodenitrogenation of diesel // AIChE Journal. 2021. 18 Jan. First published: 18 January 2021. DOI:10.22541/au.158879111.13354748.
9. Samoilov N.A. Mathematical modeling and optimization of diesel-fuel hydrotreating // Theoretical foundations of chemical engineering. – 2021. – V. 55. – № 1. – P. 91–100.
10. ГОСТ 32511-2013 (EN 590:2009) Топливо дизельное ЕВРО. Технические условия (с Поправкой, с Изменением № 1) – Введен 01.01.2015 – Москва: Стандартинформ, 2019. – 39 с.
11. Лебедев Б.Л., Логинов С.А., Коган О.Л., Лобзин Е.В., Капустин В.М., Луговской А.И., Рудяк К.Б. Исследование состава и реакционной способности сернистых соединений в процессе гидрообессеривания на промышленной установке // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001 – № 11. – С. 62–67.
12. Самойлов Н.А. Моделирование в химической технологии и расчет реакторов. Уфа: – Изд. «Монография». – 2005. – 223 с.

KEYWORDS: *hydrotreating, diesel fuel, reaction rate constant, kinetic characteristic, mathematical modeling, digital twin.*



КАЛЕНДАРЬ СОБЫТИЙ

15–18 ноября

Международная специализированная выставка и конференция нефтегазовой отрасли

ADIPEC 2021

ОАЭ, Абу-Даби
Abu-Dhabi National Exhibition Center – Adnec

НОЯБРЬ

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

16–18 ноября

Юбилейная XV конференция

НЕФТЕГАЗСТАНДАРТ 2021

Санкт-Петербург

17–20 ноября

Международная специализированная выставка

Oil and Gas Indonesia 2021

Индонезия, Джакарта, Jakarta International Expo

24–26 ноября

16-я техническая конференция и выставка

Oil Terminal 2021

Санкт-Петербург,
Solo Sokos Hotel Palace Bridge

24–26 ноября

Специализированная выставка

Нефть. Газ. Химия 2021

Красноярск, МВДЦ

ФУНКЦИОНИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ РЕСУРСАМИ при ремонте объектов месторождений нефти и газа

АВТОРОМ СТАТЬИ БЫЛО УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПОТРЕБНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЙ В ЗАПАСНЫХ ЧАСТЯХ К ОБОРУДОВАНИЮ ОБЪЕКТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ОБЕСПЕЧИВАЕТСЯ ЗА СЧЕТ РЯДА ФАКТОРОВ. ВО-ПЕРВЫХ, ЗА СЧЕТ ИЗГОТОВЛЕНИЯ НОВЫХ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ БЫВШИХ В УПОТРЕБЛЕНИИ УЗЛОВ И ДЕТАЛЕЙ НА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫХ РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКИХ ЗАВОДАХ ИЛИ В РЕМОНТНО-МЕХАНИЧЕСКИХ И ЭЛЕКТРОРЕМОНТНЫХ ЦЕХАХ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВО-ВТОРЫХ, ЗА СЧЕТ ПОСТАВОК ПО ВНУТРИОТРАСЛЕВОЙ КООПЕРАЦИИ, ПОСТАВОК ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТЬЮ И ПОСТАВОК ПО ИМПОРТУ. В СТАТЬЕ ПРИВЕДЕНЫ КОНЦЕПТУАЛЬНЫЕ ПОДХОДЫ К АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ СКЛАДСКИМИ ЗАПАСАМИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ТИПОВОМУ АВТОРЕМОНТНОМУ ПРЕДПРИЯТИЮ: СТРАТЕГИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ЗАКАЗОВ; УМЕНЬШЕНИЕ РИСКА НЕЛИКВИДНОСТИ ЗАПАСОВ; УДЕШЕВЛЕНИЕ КОНТРОЛЯ; УСКОРЕНИЕ ОБОРАЧИВАЕМОСТИ ЗАПАСОВ; ФОРМИРОВАНИЕ И КОНТРОЛЬ ЗАПАСОВ; АНАЛИЗ СПРОСА НА ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ; ПРОГНОЗЫ СБЫТА. ПОЛУЧЕННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ВПЕРВОМ ПРИБЛИЖЕНИИ МОГУТ БЫТЬ ИСПОЛЬЗОВАНЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

THE AUTHORS OF THE ARTICLE ESTABLISHED THAT THE NEED OF ENTERPRISES FOR SPARE PARTS FOR THE EQUIPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IS ENSURED BY: MANUFACTURING NEW AND RESTORING USED UNITS AND PARTS AT SPECIALIZED REPAIR AND MECHANICAL PLANTS OR IN MECHANICAL REPAIR AND ELECTRICAL REPAIR SHOPS OF THE ENTERPRISE; SUPPLIES FOR INTRA-INDUSTRY COOPERATION; SUPPLIES OF SPARE PARTS BY THE DOMESTIC INDUSTRY; IMPORT SUPPLIES. THE CONCEPTUAL APPROACHES TO AN AUTOMATED WAREHOUSE MANAGEMENT SYSTEM AS APPLIED TO A TYPICAL AUTO REPAIR ENTERPRISE ARE GIVEN: ORDER FULFILLMENT STRATEGY; REDUCING THE RISK OF STOCK ILLIQUIDITY; CHEAPER CONTROL; ACCELERATION OF INVENTORY TURNOVER; FORMATION AND CONTROL OF STOCKS; ANALYSIS OF THE DEMAND FOR SPARE PARTS; SALES FORECASTS. THE RESULTS OBTAINED, AS A FIRST APPROXIMATION, CAN BE USED AT THE ENTERPRISES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY

Ключевые слова: объекты месторождения нефти и газа, ремонт, производство, планирование, организация, управление, склад, запасные части, технологический процесс, эффективность.

Гладков Илья Вячеславович

ассистент кафедры
нефтепродуктообеспечения
и газоснабжения,
ФГАОУ ВО РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина,
к.т.н.

Поддержание техники основного производства в работоспособном состоянии было и остается весьма актуальным. С одной стороны, растет надежность устройств, с другой – возрастает их сложность и происходит быстрое физическое и моральное устаревание, изменяются механизмы хозяйствования и управления

производством. Потребность предприятий в запасных частях к оборудованию обеспечивается за счет: 1) изготовления новых и восстановления бывших в употреблении узлов и деталей на специализированных ремонтно-механических заводах или в ремонтно-механических и электроремонтных цехах предприятия; 2) поставок по внутриотраслевой кооперации; 3) поставок запасных частей отечественной промышленностью; 4) поставок по импорту.

Основным местом хранения запасных частей на предприятиях является центральный склад запасных частей, обеспечивающий весь технологический цикл эксплуатации. Планирование обеспечения необходимыми

запасными частями строится в основном на основе детерминированных моделей или с прогнозированием по износу, имеющим, как правило, невысокую эффективность [1, 2].

С переходом к рыночной экономике между предприятиями возникли конкурентные отношения. Многочисленные факторы перестройки экономики в конкретных специфических условиях не привели к должному результату, и этот процесс, по сути, находится только в начальной фазе. Если ограничиться только проблемой снабжения запасными частями применительно к ремонту оборудования объектов месторождений нефти и газа, то многие характерные черты для отработки системы можно

обнаружить на схожих, но более обозримых и уже адаптировавшихся предприятиях, накопивших собственный опыт. К таковым относятся авторемонтные предприятия, не входящие в государственные системы автосервиса [3]. Именно здесь выявляется основной фактор, влияющий на стратегию управления запасами – случайный спрос.

Основным объектом рассматриваемой системы управления в данном случае является склад. Современный склад запасных частей – главное звено в сбытовой сети. Это производственный цех по переработке купленных оптовых партий переменного объема и нестабильного ассортимента из сотен наименований в мелкооптовые партии переменного объема другого ассортимента из единиц наименований для отгрузки покупателям. Как всякое производство, служба запасных частей требует современной организации, технологии и квалифицированных кадров. Службы запасных частей выполняют следующие операции:

- приобретение запасных частей, принадлежностей;
- складскую обработку – разгрузку, приемку, размещение, учет, комплектацию для выдачи потребителям, упаковку, отгрузку;
- коммерческую реализацию (для региональных складов) запасных частей и принадлежностей дилерам;
- коммерческую реализацию (для дилерских складов) запасных частей и принадлежностей субдилерам, независимым сервисным фирмам, владельцам техники;
- передачу (для дилерских складов) запасных частей и принадлежностей службе сервиса для: предпродажной подготовки, гарантийных ремонтов, коммерческого обслуживания и ремонтов, ремонта собственного парка фирмы;
- прием и обработку заявок внутренних и внешних заказчиков, консультирование клиентов.

Для современного склада характерны следующие типы задач: стратегия выполнения заказов, уменьшение риска неликвидности запасов, активизация запасов, удешевление контроля, ускорение

оборачиваемости запасов, формирование и контроль запасов, расчет объема склада, экономичное размещение деталей [4].

Стратегия выполнения заказов. Товарная политика предусматривает установление порядка направления и выполнения заказов на запасные части. Поставщикам удобнее получать крупные заказы с длительными сроками поставок и регулярно. Дилерам удобнее не иметь запасов и получать запасные части при конкретной необходимости в течение нескольких часов после заказа. Эти противоречивые устремления примиряют путем установления высоких скидок на крупные заказы с квартальным и месячным сроком поставок и заметных скидок – на еженедельные и срочные заказы. Для некоторых деталей устанавливается минимальное количество поставки, диктуемое количеством в одной упаковке или обязательностью одновременной замены (комплекты).

Поставщики регламентируют порядок предоставления заказов и их форму. В одних случаях региональные склады сами определяют потребности на предстоящий период, в других – поставщики предлагают к поставке для пополнения запасов регионального склада детали, количество которых на складе сократилось по данным обмена информацией в компьютерной сети поставщик – склад.

Для обеспечения рациональной организации поставок запчастей дилерам региональные склады вводят определенный порядок приема и исполнения заявок. Нагрузка на склад распределяется так, чтобы каждый день выполнялись заявки, примерно равные по трудоемкости.

Уменьшение риска неликвидности запасов. Рискованность торговли запасными частями состоит в постоянной, ежедневной опасности образования неликвидов – нереализуемых запасов деталей. Одной из основных причин возникновения неликвидных запасов является падение спроса из-за морального устаревания.

При использовании системы автоматизированного управления запасами, как правило, удается заблаговременно спрогнозировать уменьшение спроса и существенно снизить или прекратить заказы заблаговременно. После выявления групп запасных частей, которые могут стать неликвидами, производятся меры по активации запасов.

Удешевление контроля.

Удешевление контроля помогает сократить расходы по содержанию запасов. Тщательный учет каждой находящейся на складе детали слишком дорог. Экономичное управление запасами предполагает, что нужно меньше контролировать дешевые товары и сосредоточивать все внимание на наиболее дорогостоящих.

При инвентаризации физических запасов основное внимание уделяют деталям групп, на которые приходится наибольшая доля суммарной стоимости запасов. Что же касается группы малоценных деталей, то принимают на веру данные карточек учета этих запасов.

На небольших складах за рубежом применяются простые и дешевые способы контроля. Используя принцип оптимального размера заказа, устанавливаются, что детали малой стоимости нужно заказывать менее часто, но в больших количествах.



С этой целью применяют, например, упрощенную систему визуального контроля запасов.

Ускорение оборачиваемости запасов. Значительная часть запасных частей содержится на складах поставщиков, оптовиков и дилеров не потому, что они постоянно требуются, а потому, что они могут потребоваться. Некоторые менеджеры складов, опасаясь возможной нехватки деталей, систематически создают избыточные запасы в целях подстраховки. Это приводит к излишним расходам и сокращению прибыли. Предприятия, торгующие запасными частями, стремятся увеличить оборачиваемость запасов (отношение годового объема продаж к среднегодовому объему запасов), чтобы при меньшей площади складов и меньших затратах на содержание запасов получить наибольший объем продаж и, следовательно, прибыли. Разумеется, идеальной была бы продажа «с колес», без всякого хранения. Однако такая торговля невозможна в связи с особенностями запасных частей, поэтому оборачиваемость запасов является важным критерием, который тщательно анализируется предприятиями.

Достижение высокой оборачиваемости – нелегкая задача для крупных поставщиков, поскольку они вынуждены хранить на складах часть запасов номенклатуры нерегулярного спроса. Если для экономически эффективной торговли запасными частями необходимо поддерживать высокий уровень оборачиваемости запасов, то для обеспечения спроса на любую деталь, особенно для снятых с производства машин, необходимо хранить широкий ассортимент редко продающихся деталей, что тормозит оборачиваемость запасов.

Учитываются несколько видов оборачиваемости запасов: оборачиваемость каждой детали в количественном выражении; оборачиваемость всего запаса по стоимости; оборачиваемость групп деталей разной степени спроса; оборачиваемость запасных частей к устаревшим моделям машин. К каждому виду оборачиваемости запасов предъявляются свои требования.

Одной из причин низкой оборачиваемости запасов является большой объем «мертвых» и бездействующих, или «спящих»,

запасов. К «мертвым» запасам относят детали, на которые вообще не было спроса в течение года, к бездействующим – детали, спрос на которые был случайным или очень редким.

При увеличении оборачиваемости возрастают объем реализации и прибыль. Стоимость содержания запасов деталей и узлов автотракторной техники на складах растет из года в год вследствие инфляции, роста стоимости аренды помещений, расходов на заработную плату, накладных расходов и т.д., что вызывает естественное стремление снизить уровень запасов за счет более частого заказа запасных частей меньшими партиями.

Однако если в результате снижения уровня хранимых запасов склад потеряет возможность удовлетворять запросы клиентуры на запасные части, то потерянная при этом прибыль может превысить стоимость содержания соответствующих запасов.

Для регионального дистрибьютора или крупного дилера размещение у поставщика слишком большого числа срочных заказов может привести к существенному снижению получаемой им торговой скидки и, следовательно, к снижению прибыли. Эти проблемы вызвали применение современных методов управления запасами [5], которые обеспечивают увеличение оборачиваемости и прибыли.

Основными элементами управления запасами в целях ускорения оборачиваемости являются: организационная структура сбытовой сети, спрос, стратегия управления, формирование и контроль запасов.

Высокоэффективная торговля запасными частями возможна в настоящее время только при условии системной организации распределения и сбыта, управления запасами на основе научных методов компьютеризации учета, статистики, анализа, прогноза, обработки всей документации, позволяющей не только оптимизировать запасы, снизить расходы по хранению запасных частей, но и значительно ускорить обслуживание покупателей.

Формирование и контроль запасов. Формирование и контроль запасов – составляющие системы управления, от которых зависит своевременное устранение

дефицита или затоваривания. Организация пополнения запасов характеризуется определенными и случайными параметрами. Интервалы между поставками, объемы партий и спрос не являются постоянными величинами, так как находятся под влиянием многих факторов, которые необходимо учитывать при формировании запасов. Например, время на перевозку одной партии отличается от времени на перевозку следующей, на оформление документов также может потребоваться разное время и т.д.

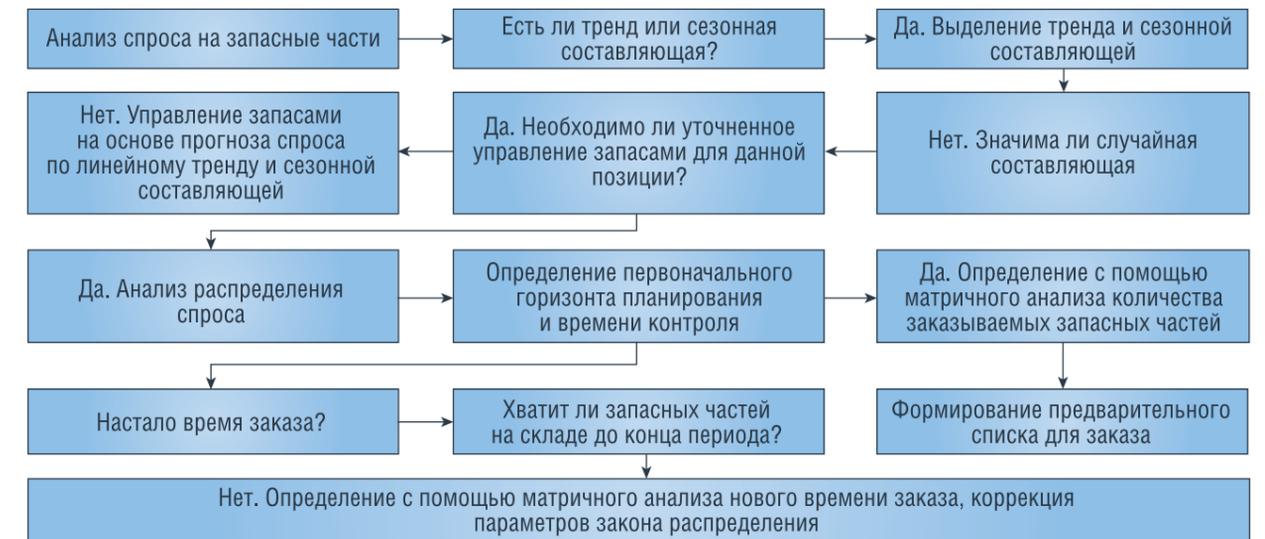
Формирование, регулирование и контроль запасов предусматривают поддержание такого соотношения деталей частого и нерегулярного спроса, которое обеспечивает высокую оборачиваемость запасов при удовлетворительном обеспечении покупателей и оптимальных расходах на содержание запасов. Регулирование запасов заключается в определении их уровня, оптимального по конкретному критерию, и в разработке условий, которые обеспечивают поддержание запасов на этом уровне [6].

Анализ спроса на запасные части. Анализ спроса на отдельные запасные части является одним из элементов системы управления запасами. Спрос – это совокупность требований на запасные части, предъявляемых к сбытовой сети. Для управления запасами важно знать некоторые характеристики спроса.

Спрос, предъявляемый дилерами к поставщикам, а последними к изготовителям, отличается от фактического потребительского спроса. Заказы дилеров региональному складу и последнего изготовителю выражаются конкретной величиной, а значит, в этих звеньях спрос имеет детерминированный характер. Объем спроса покупателей при розничной продаже подвержен значительным колебаниям и не может рассматриваться в качестве конкретной величины, поэтому в системах управления запасами учитывается стохастический (неопределенный) характер спроса в розничной торговле.

При анализе статистических данных выявляют соотношения между количеством машин данной модели в исследуемом районе и количеством ремонтов, номенклатурой и количеством

РИС. 1. Алгоритм функционирования системы автоматизированного управления запасами



заказанных в течение года запасных частей, а также их стоимостью и весом. Полученные в результате анализа данные помогают выяснить средний спрос, частоту замены деталей и среднюю величину расходов владельцев машин на их содержание.

В целях подчинения производства запасных частей условиям сбыта практикуется именно анализ спроса, а не фактических продаж, т.е. ведется учет и анализ как выполненных заказов, так и неудовлетворенного спроса.

Наиболее совершенными считаются компьютерные программы анализа [7], обеспечивающие получение данных статистики, анализов и прогнозов по каждому наименованию деталей в различных аспектах. Отобранная и систематизированная информация, полученная при анализе спроса, служит базой для планирования производства и поставок, управления запасами в сети распределения и сбыта. Чтобы сконцентрировать основное внимание на тех деталях, которые чаще продаются и дают основную долю объема сбыта, данные о сбыте и прибылях разбивают по группам деталей, выделенным в результате анализа спроса.

Практикой установлено, что основная стоимость продажи запасных частей обычно приходится на очень небольшую долю всех наименований деталей, и экономисты говорят о законе «80/20», когда 20 % номенклатуры дают 80 % продаж по сумме.

Прогнозы сбыта. В настоящее время крупные предприятия начали практиковать комплексное прогнозирование сбыта запасных частей на предстоящие периоды. В торговле запасными частями применяются прогнозы общего объема сбыта и прогнозы сбыта по номенклатуре.

Прогноз общего объема сбыта – это оценка емкости рынка по объему запасных частей, которые могут быть реализованы в течение года или ряда лет. Она необходима для ориентировочного расчета объемов и количества складов, капиталовложений и планирования мероприятий маркетинга. Краткосрочные прогнозы составляют на финансовый год плюс квартал. Они используются в качестве основы для планирования потребности в денежных средствах, товарах и рабочей силе в течение года с разбивкой на полугодовые, квартальные или сезонные. Разработав прогноз сбыта по всем районам рынка, составляют программу заказов и складирования на весь год, чтобы быть готовыми к сезонным увеличениям продаж в каждом районе.

Алгоритм управления запасами. Рассмотрим функционирование системы автоматизированного управления запасами на примере алгоритма, представленного на рисунке 1.

На первом шаге производится анализ спроса на запасные части. На втором шаге проверяется наличие значимой тренд и тренд-сезонной

составляющей в распределении спроса. В том случае, когда тренд-сезонная составляющая значима, по мнению лица принимающего решение, производится предварительное выделение их из общего потока заявок. На третьем шаге проверяется наличие значимой случайной составляющей.

Таким образом, производится группировка запасных частей. Далее выясняется экономическая целесообразность уточненного управления данным видом запаса в случае наличия значимой случайной составляющей. Было предложено для этого проранжировать запасы по суммарной стоимости запасной части и стоимости работы по ее замене и нуждающимся в уточненной модели управления считать большими определенной стоимости.

В случае отсутствия значимой случайной составляющей в потоке заявок, а также при экономической нецелесообразности управления данным запасом по уточненной модели с применением игрового подхода, применима более простая модель управления запасами. В случае необходимости применения уточненной модели управления запасами, производится более детальный анализ спроса, анализ закона распределения. При этом в случае если в потоке заявок значимым является и тренд-сезонная составляющая, то регулирование по ним производится двумя модулями, учитывающими каждый свой фактор распределения спроса.

РИС. 2. Экспериментальная интегральная кривая распределения: 1 – экспоненциальное распределение; 2 – распределение Пуассона

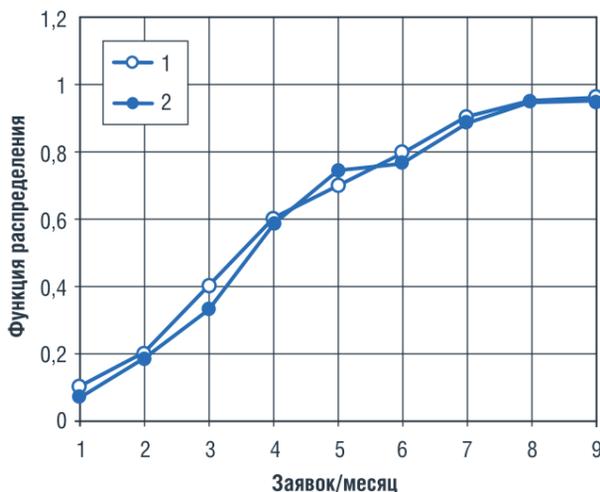
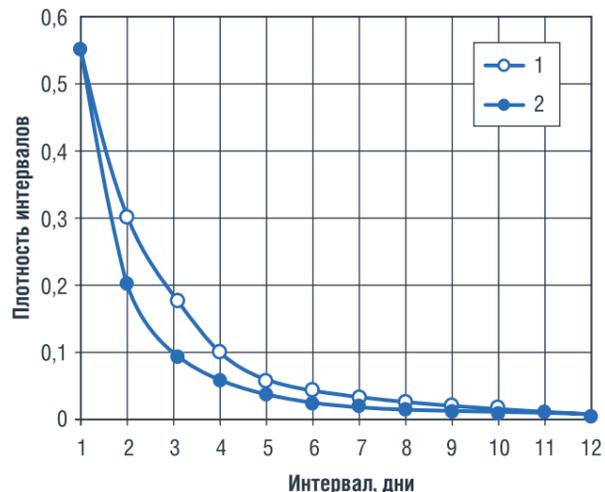


РИС. 3. Частота интервалов между двумя последующими заказами: 1 – экспонента; 2 – относительная частота



Далее опишем часть алгоритма, отвечающую за управление запасами при случайном нестационарном спросе. При этом определяется первоначальный горизонт планирования, который разбивается на временные интервалы, через которые производится контроль количества запасов на складе. Проверяется не настало ли время заказа, если настало, то запускается алгоритм определения количества заказываемого товара на основании матричного анализа [8]. Если нет, то проверяется текущее количество на складе и оценивается достаточно ли оно для работы до момента следующего заказа. Если достаточно, то алгоритм закичивается проверкой времени заказа и контролем текущего состояния склада. Если текущее количество запаса недостаточно для данного периода заказа, то проверяются и по необходимости корректируются параметры распределения потока заявок и запускается механизм коррекции времени заказа. Затем алгоритм закичивается на проверку наступления времени заказа и контроля текущего состояния склада.

Анализ случайной составляющей спроса на запчасти. Для составления модели управления запасами [9–11] были исследованы многолетние данные по отдельным видам деталей одного из реальных предприятий.

Из исходной базы данных формировались выборки, в которых в качестве случайных величин были приняты число заказов и интервал времени

в днях между двумя последующими заказами на детали одного вида.

На основе вариационных рядов были построены графики в виде экспериментальной интегральной кривой распределения и частоты интервалов между двумя последующими заказами. Сопоставление статистических и теоретических распределений показано на рисунках 2 и 3.

Предполагалось, что поток заказов является однородным и отвечающим условиям стационарности, отсутствия последствия и ординарности. В качестве нулевой гипотезы было принято, что распределение числа заказов подчиняется теоретическому закону Пуассона и соответственно время между двумя последующими заказами экспоненциальному закону распределения. В качестве константы теоретической плотности экспоненциального закона распределения $f(t) = \lambda \cdot \exp(-\lambda \cdot t)$ принималась средняя плотность потока заявок λ .

Согласованность теоретического и статистического распределений определялась с помощью критерия Пирсона $\chi^2 = n \cdot \sum_{i=1, k} [(P_i)^* - P_i]^2 / P_i$.

Расчет показал, что при уровне значимости 0,01 нулевая гипотеза является не противоречащей опытным данным.

Таким образом, полученные результаты позволяют считать, что поток заявок является пуассоновским. Полностью исследования описанных реальных временных рядов по распределению деталей были сделаны в Microsoft Excel. ●

Литература

1. Дедков В.К. Анализ проблемной ситуации и разработка моделей управления производством / В.К. Дедков. – Надежность и качество сложных систем. – 2014. – № 3 (7). – С. 74–78.
2. Юрков Н.К. Применение системотехнического анализа при управлении предприятием / В.К. Дедков, Н.К. Юрков. – Надежность и качество сложных систем. – 2014. – № 4 (8). – С. 53–60.
3. Егорова Н.Е. Обзор и классификация моделей анализа деятельности микроэкономических объектов и оценки устойчивости их функционирования / Н.Е. Егорова. – Вестник ЦЭМИ. – 2019. – № 1. – С. 11.
4. Гимельштейн Е.А. Логистика склада. Процессы внедрения автоматизации в современные склады / Е.А. Гимельштейн, Д.Ф. Годван, Н.Е. Иконников. – Бизнес-образование в экономике знаний. – 2021. – № 1 (18). – С. 14–17.
5. Григорьев М.Н. Логистика / М.Н. Григорьев, С.А. Уваров, А.П. Долгов. – М.: Юрайт, ч. 1, 2020. – 472 с.
6. Кочнева Д.И. Методы и модели логистики / Д.И. Кочнева. – Екатеринбург: Уральский государственный университет путей сообщения, 2018. – 166 с.
7. Гайдук А.Р. Анализ и аналитический синтез цифровых систем управления / А.Р. Гайдук, Е.А. Плаксиенко. – СПб.: Лань, 2018. – 272 с.
8. Плотников С.А. Математическое моделирование систем управления / С.А. Плотников, Д.М. Семенов, А.Л. Фрадков. – СПб.: Санкт-Петербургский национальный исследовательский университет информационных технологий, механики и оптики (Университет ИТМО), 2021. – 193 с.
9. Симушкин С.В. Методы теории вероятностей / С.В. Симушкин. – СПб.: Лань, 2020. – 548 с.
10. Горяинова Е.Р. Прикладные методы анализа статистических данных / Е.Р. Горяинова, А.Р. Панков, Е.Н. Платонов. – М.: Национальный исследовательский университет «Высшая школа экономики», 2012. – 312 с.
11. Таха Х.А. Исследование операций / Х.А. Таха. – М.: Вильямс, 2016. – 912 с.

KEYWORDS: objects of oil and gas fields, repairs, production, planning, organization, control, warehouse, spare parts, technological process, efficiency. ●

Подписка на Деловой журнал

Neftegaz.RU

На стол каждому руководителю

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	2000 ₺	20 000 ₺
Печатная версия	2500 ₺	24 000 ₺
Электронная версия + печатная версия	4000 ₺	34 000 ₺



Подписаться на журнал можно:

Отдел подписки
журнала Neftegaz.RU
+7(495) 778-41-01
subs@neftgaz.ru

Быстрая подписка на издание и его форматы через личный кабинет (печатная версия | электронная версия [PDF] | онлайн-версия)

Подписное агентство (Урал-Пресс) | подписной индекс 80627

Для корпоративных клиентов — индивидуальные условия!

МЫ ДЕЛАЕМ ВСЁ ДЛЯ УДОБСТВА НАШЕЙ АУДИТОРИИ!

АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПЕРЕДАВАЕМОЙ ИНФОРМАЦИИ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ КОМБИНИРОВАННОГО КАНАЛА СВЯЗИ И ТРОИЧНОГО КОДИРОВАНИЯ

В НЕФТЕГАЗОВОЙ ИНДУСТРИИ ИЗМЕРЕНИЯ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СТАЛИ НЕОТЪЕМЛЕМОЙ ЧАСТИ БУРОВОГО ПРОЦЕССА. БОЛЬШИНСТВО СЕРВИСНЫХ КОМПАНИЙ ОКАЗЫВАЮТ ДАННУЮ УСЛУГУ, ОДНАКО СКОРОСТЬ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ С ЗАБОЯ СКВАЖИН НЕ УДОВЛЕТВОРЯЕТ СОВРЕМЕННОМУ УРОВНЮ РАЗВИТИЯ СОВРЕМЕННОЙ ОТРАСЛИ. КАКИЕ РЕШЕНИЯ ПРЕДЛАГАЮТ РОССИЙСКИЕ УЧЕНЫЕ?

IN THE OIL AND GAS INDUSTRY, MEASUREMENTS DURING DRILLING HAVE BECOME AN INTEGRAL PART OF THE DRILLING PROCESS. MOST SERVICE COMPANIES PROVIDE THIS SERVICE, BUT THE DATA TRANSFER RATE FROM THE BOTTOM OF WELLS DOES NOT SATISFY THE DEVELOPMENT OF THE MODERN INDUSTRY. WHAT SOLUTIONS DO RUSSIAN SCIENTISTS OFFER?

Ключевые слова: бурение, аппаратный комплекс, троичная система счисления, передача информации, комбинированный канал связи.

Календарова Лейли Рустамовна

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), студент

Машкова Анастасия Михайловна

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), проректор по международной деятельности и региональному сотрудничеству, к.и.н.

Соловьев Николай Владимирович

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), заведующий кафедрой СТБС, профессор, д.т.н.

Щербаква Ксения Олеговна

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), преподаватель кафедры СТБС

Овезов Батыр Аннамхаммедович

ФГБОУ ВО «Российский государственный геологоразведочный университет им. Серго Орджоникидзе» (МГРИ), старший преподаватель кафедры СТБС

Чекалов Арсений Юрьевич

Сколковский институт науки и технологий, магистр

Одним из первоочередных ориентиров для решения целей, поставленных перед нефтегазовой отраслью, является совершенствование технологии бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин в сложных геологических условиях.

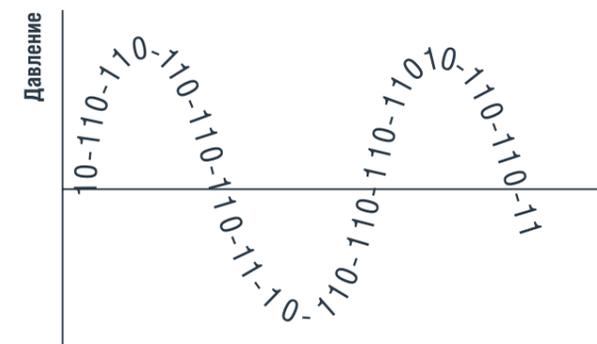
На сегодняшний день производительное управление процессом бурения скважин невозможно без оперативного контроля забойных параметров, описывающих протекание технологического процесса бурения. Исследование и разработка канала связи между забоем и устьем скважины имеет большое значение, потому что на данный момент не существует канала связи, обеспечивающего надежную передачу сигнала в процессе бурения сверхглубоких скважин.

Отметив тенденцию бурения сверхглубоких скважин, широкое распространение среди всех телесистем получил гидравлический канал связи, так как его можно использовать на глубинах свыше 7 км. Еще одним плюсом гидравлического канала связи является то, что в качестве канала связи используется столб бурового раствора в буровой колонне, а следовательно, не требуется дополнительных затрат на организацию канала связи [1].

В настоящее время интерес к троичной системе в зарубежных средствах научной информации заметно возрос. Троичное кодирование пользуется популярностью во многих отраслях науки, однако в нефтегазовом деле этот метод до сих пор не нашел своего применения. Разрабатываемый аппаратный комплекс за счет использования троичного кодирования и комбинирования двух каналов связи позволит достигнуть скорости передачи данных в 1,58 раз больше, чем у зарубежных и отечественных аналогов.

УДК 004.622.24

РИС. 1. Передача сигнала с помощью троичного кодирования



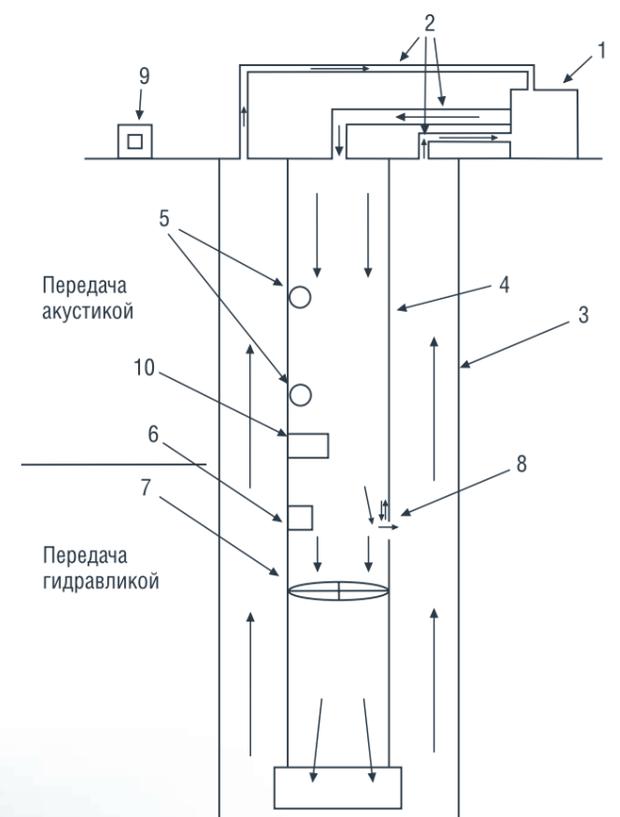
Передача информации в предлагаемой разработке происходит в тритах. Трит – логарифмическая единица измерения в концепции данных, наименьшая единая часть замера числа данных ключей с тремя равновероятными сообщениями. Энтропией в 1 трит обладает ресурс данных с тремя равновероятными состояниями. Иными словами, по аналогии с битом, что «сокращает неосведомленность» об исследуемом предмете в два раза, трит «сокращает неосведомленность» в три раза. Один трит равен $\log_2 3$ (приблизительно 1,58496) битам данных. При физиологическом осуществлении троичным функциям в троичной логике отвечают троичные закономерные компоненты, в совокупном случае никак не непременно электрические. Схемы с 3–4-значной логикой предоставляют вероятность уменьшить число применяемых закономерных и запоминающих компонентов и межэлементных сочетаний. Схемы трехзначной логики свободно реализуются в КМОП-технологических процессах. Трехзначная закономерность владеет огромной выразительностью, нежели двухзначная [4].

Троичное кодирование на 59% экономнее десятичного и на 5,4% – двоичного. При этом для представления чисел с одинаковой точностью троичных разрядов требуется в 2,10 раза больше, чем десятичных, и в 1,58 раза меньше, чем двоичных. Последнее позволяет в машине последовательного действия при данной тактовой частоте сократить за счет использования троичной системы счисления время выполнения арифметических операций в 1,5–2 раза по сравнению со временем выполнения их с двоичными числами.

При использовании троичной системы счисления можно применять три варианта фазы: -1 – нет сдвига фазы; 0 – сдвиг фазы наполовину; 1 – сдвиг фазы на 180 градусов.

Использование троичной системы кодирования данных передает больше информации по каналу «забой – устье». Это эффективно использовать на больших глубинах, а на средних же глубинах целесообразно использовать акустический канал связи. Комбинирование двух каналов в акустической телесистеме улучшит качество передаваемой информации, а установка ретрансляторов по стволу скважины будет препятствовать затуханию сигнала [2].

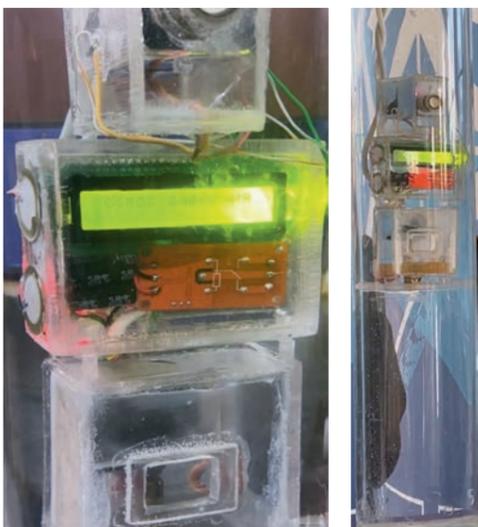
РИС. 2. Наглядная схема предлагаемого аппаратного комплекса



1 – насос для подачи жидкости, 2 – нагнетательная и всасывающие линии, 3 – стенки скважины (внешняя труба), 4 – внутренняя труба, 5 – ретрансляторы для усиления акустического сигнала, 6 – датчик перепада давления, 7 – лопастная система (ротор-статор), 8 – движок для перепуска в затрубное пространство, 9 – приемник акустического сигнала, 10 – преобразователь гидравлического сигнала в акустический, 11 – микроконтроллеры для открытия и закрытия затворки 8 и лопастной системы

Применение различных сочетаний комбинированного канала позволяет увеличить дальность передачи информации, улучшить помехоустойчивость, увеличить полосу пропускания и т.д. В последние десятилетия наблюдается тенденция к росту глубин бурящихся скважин. По прогнозам специалистов, в ближайшее время эта тенденция сохранится, а это значит, что все больше скважин будет пробуриваться на глубину более 7000 м. Обычные скважинные каналы забоя с устьем имеют ограниченную дальность действия. Интерес представляет изучение беспроводного комбинированного канала для сверхглубоких скважин [3].

РИС. 3. Лабораторная модель



Для реализации задачи передачи информации разработан прибор для системы Measurement While Drilling/Logging While Drilling – телеметрии. Прибор использует комбинированный канал связи: акустический, совмещенный с гидравлическим, и передает информацию в виде троичного кода.

Основные технические характеристики разработки:

1. Скорость передачи данных до 35 бит/с, достигаемая за счет использования технологии троичного кодирования.
2. В системе установлены два ретранслятора акустического сигнала для препятствия затуханию сигнала.
3. Используются три положения системы передачи информации, позволяющие передавать сигнал в виде троичного кода.
4. Компоненты в стандартной конфигурации разрабатываемого аппаратного комплекса работают при температуре до 150 градусов Цельсия.
5. Разработанный аппаратный комплекс эффективен при бурении скважин на глубине более 7000 м.

РИС. 4. Анализ нефтяного рынка Deloitte



Целевые рынки нефтесервисных и геофизических исследований растут в последние дни. По прогнозам аналитиков Deloitte они быстро восстановятся после пандемии [5].

Передача информации по комбинированному каналу связи дает следующие преимущества по сравнению с гидравлическим каналом связи. Во-первых, повышается точность передачи сигнала с забоя на устье скважины. Во-вторых, частотный диапазон передачи сигнала шире, и его верхняя граница выше, что позволяет передавать данные с большей скоростью и, соответственно, более оперативно управлять процессом бурения. В-третьих, облегчаются условия приема сигнала на выходе канала. В-четвертых, возможно дальнейшее увеличение дальности передачи до 7000 метров и более.

Описываемый аппаратный комплекс доказал свою эффективность на лабораторной модели, изображенной на рисунке 3. Разработка справляется с передачей информации с высокой скоростью и с переводом данных из гидравлического в акустический канал. Таким образом, созданный аппаратный комплекс будет широко использоваться ввиду своих преимуществ, а также будет способствовать импортозамещению. ●

Литература

1. АО «Башнефтегеофизика» [Электронный ресурс]. – Электрон <https://www.bngf.ru/services/183/>. Дата обращения: 22.09.2021. – Загл. с экрана.
2. Большая энциклопедия нефти и газа «Акустический канал» [Электронный ресурс]. – Электрон <https://www.ngpedia.ru/id75154p1.html>. Дата обращения: 22.09.2021. – Загл. с экрана.
3. Гурлев И.В. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ СВЯЗЬЮ ДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ // Вестник евразийской науки. 2020. № 2. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/problemy-i-perspektivy-obespecheniya-svyazyu-dobывayuschih-predpriyatij-na-krajnem-severe> (дата обращения: 22.09.2021).
4. Поляков Павел Сергеевич, Росляева Мария Николаевна, Прокин Александр Александрович ОБЗОР ПОСЛЕДНИХ ТЕНДЕНЦИЙ В ОБЛАСТИ ЦИФРОВОГО ХРАНЕНИЯ ДАННЫХ О ДНК // E-Scio. 2020. № 4 (43). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-poslednih-tendentsiy-v-oblasti-tsifrovogo-hraneniya-dannyh-o-dnk> (дата обращения: 22.09.2021).
5. Deloitte [Электронный ресурс]. – Электрон <https://www2.deloitte.com/ru/ru/pages/energy-and-resources/articles/2020/oil-gas-survey-russia-2020.html>. Дата обращения: 22.09.2021. – Загл. с экрана.

KEYWORDS: drilling, hardware complex, ternary number system, information transmission, combined communication channel.



РОССИЯ РИСКУЕТ УТРАТИТЬ ЛИДЕРСТВО В ПРОИЗВОДСТВЕ ПШЕНИЦЫ



СССР был крупнейшим в мире импортером зерна. Спустя 30 лет после распада Союза Россия стала мощной зерновой державой, на долю которой приходится четверть мирового экспорта пшеницы. В начале 2000 годов государство установило несложные правила, но в сам процесс практически не вмешивалось. Сектор начал процветать, и вскоре Россия превратилась в нетто-экспортера. В июне этого года установили постоянные пошлины на основные зерновые культуры, сделав это в ответ на рост внутренних цен на зерно и в целях защиты российских потребителей от удорожания продуктов. В действительности стоимость зерновых мало отражается на розничных ценах. Небогатый потребитель выиграл бы больше от целенаправленной поддержки. Например, прямые выплаты самым бедным, как в США, стали бы намного более действенной мерой. Что касается пшеницы, то государство облагает обременительной пошлиной в 70% все, что экспортируется по цене выше 200 долл. США за тонну. Из-за этой пошлины фермеры могут лишиться 15–30% своих доходов. За сезон 2021–2022 годов это может составить более 4 млрд долл. США.

Ожидается, что урожай пшеницы в стране сократится по сравнению с прошлым годом на 12%, несмотря на рекордный сев. У России ушли десятилетия на то, чтобы стать

зерновой сверхдержавой. Чтобы превратиться в игрока второго дивизиона, времени понадобится значительно меньше.

ЕВРОПА СТАЛА «ЗАЛОЖНИЦЕЙ» РОССИИ



Контракты на поставки природного газа в Европе достигли новых максимумов – и базовые цены в регионе выросли в этом году почти на 500%. В начале октября произошло резкое колебание цен – сначала они достигли новых максимумов, но после вмешательства В. Путина, который предложил увеличить объемы поставок российского газа в Европу, упали. Это показало, что Европа становится все более уязвимой перед Россией, ожидающей, когда Германия сертифицирует «Северный поток-2».



Многие эксперты считают, что Россия намеренно приостановила поставки газа в Европу, пытаясь

ускорить сертификацию. Эксперты считают битву за поставки газа в Европу опосредованной войной между США и Россией и сходятся во мнении, что Европе необходимо диверсифицировать свои источники энергоносителей за пределами России.

ГАЗОВЫЙ КРИЗИС В ЕВРОПЕ – ПОДАРОК НА ДЕНЬ РОЖДЕНИЯ ПУТИНУ

Bloomberg

Владимиру Путину исполнилось 69 лет, и бывший агент КГБ день своего рождения встречает с чувством Schadenfreude – злорадства из-за европейского газового кризиса.



Винновником резкого роста цен президент России назвал «ошибочное» давление чиновников ЕС на спотовую торговлю газом в ущерб долгосрочным контрактам, которые одобряет Россия. Нервы европейцев настолько взвинчены, что обещания Путина «подумать о возможном увеличении предложения» хватило, чтобы снизить цены. Его вмешательство в борьбу со «спекулятивным ажиотажем» также отражает российские опасения, что нестабильный рынок может нанести ущерб ее долгосрочным интересам как поставщика энергии, если страны ускорят переход к более экологичным альтернативам. Путин не смог не уколоть Европу за попытку достичь углеродной нейтральности «за наш счет», упомянув пограничный сбор, который ударит по богатой энергоресурсами России.

С приближением зимы, после многих лет конфронтации и санкций, Европе внезапно понадобился Путин. Это укрепляет его позицию в поиске уступок и сдерживании новых наказаний. ● Плохой подарок на день рождения. ●

ПОСТАВКИ РОССИЙСКОГО ГАЗА В ВЕНГРИЮ ЧЕРЕЗ «ТУРЕЦКИЙ ПОТОК» и перспективы поставок через «Северный поток-2»

Захаров Александр Николаевич

профессор, доктор экономических наук,
профессор кафедры мировой и национальной экономики,
ВАВТ Минэкономразвития России

Рахимзода Мухайёи Асомидин

докторант (PhD) департамента Мировой экономики,
Института международных отношений и политологии
Университета Корвинуса в Будапеште, Венгрия

НЕСМОТЯ НА АКТИВНОЕ РАЗВИТИЕ И ОБЪЕМНЫЕ ИНВЕСТИЦИИ В АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, УГЛЕВОДОРОДЫ ДО СИХ ПОР ИГРАЮТ ВАЖНЕЙШУЮ РОЛЬ В ПРОИЗВОДСТВЕ ЭНЕРГИИ И ТЕПЛА. ПОНИМАЯ ВСЮ ВАЖНОСТЬ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ, ВЕНГРИЯ ПРИНЯЛА РЕШЕНИЕ О ПРИСОЕДИНЕНИИ К ПРОЕКТУ «ТУРЕЦКИЙ ПОТОК». «ТУРЕЦКИЙ ПОТОК» ОТКРЫВАЕТ НОВЫЕ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ ВЕНГЕРСКОЙ СТОРОНЫ И ПРЕВРАЩАЕТ СТРАНУ В ТРАНЗИТНЫЙ ХАБ ЕВРОПЫ, КОТОРЫЙ МОЖЕТ СУЩЕСТВЕННО ВЫИГРАТЬ ОТ ТРАНЗИТНЫХ СРЕДСТВ. В СТАТЬЕ ПРОАНАЛИЗИРОВАНА ВАЖНОСТЬ ПРОЕКТА «ТУРЕЦКИЙ ПОТОК» ДЛЯ ВЕНГРИИ. БОЛЕЕ ТОГО, АВТОРЫ ДАЮТ ОЦЕНКУ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ВЫГОД ДЛЯ ВЕНГРИИ ОТ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРОЕКТА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК-2»

DESPITE THE ACTIVE DEVELOPMENT AND LARGE INVESTMENTS IN ALTERNATIVE ENERGY SOURCES, HYDROCARBONS STILL PLAY AN IMPORTANT ROLE IN THE PRODUCTION OF HEAT AND ENERGY. UNDERSTANDING THE ENTIRE ENERGY SECURITY SYSTEM, HUNGARY HAS TAKEN A DECISION TO JOIN THE TURKSTREAM PROJECT. THE TURKSTREAM OPENS UP NEW ECONOMIC OPPORTUNITIES FOR THE HUNGARIAN SIDE AND TURNS THE COUNTRY INTO A TRANSIT HUB FOR EUROPE. THE ARTICLE ANALYZES THE IMPORTANCE OF THE TURKSTREAM PROJECT FOR HUNGARY. MOREOVER, THE AUTHORS EXAMINE ECONOMIC GAINS FOR HUNGARY FROM THE CONSTRUCTION AND OPERATION OF THE NORD STREAM-2

Ключевые слова: природный газ, газопровод, Турецкий поток, российско-венгерские отношения, энергетика, Северный поток-2.

Российско-венгерские отношения строятся на договорно-правовой базе, ключевым элементом которой является «Договор о дружественных отношениях и сотрудничестве». Этот договор был подписан почти 30 лет назад – 6 декабря 1991 г. Наряду с указанным договором между двумя странами действуют более 50 межправительственных и межведомственных соглашений.

За последние десятилетия качество российско-венгерских отношений значительно изменилось. После парламентских выборов 2010 г. и победы партии ФИДЕС во главе с Виктором Орбаном российско-венгерские отношения вышли на новый уровень.

Россия и Венгрия активно сотрудничают во многих сферах. Прежде всего это торговые отношения, спорт, космос, образование и научно-технические отношения. Однако ключевыми остаются торгово-экономические отношения в нефтегазовом секторе, о чем заявил президент России Владимир Путин на встрече с премьер-министром Венгрии Виктором Орбаном 30 октября 2019 г. В частности, В.В. Путин подчеркнул, что энергетика в российско-венгерских

ФАКТЫ

55

млрд м³/год
мощность МГП
Северный поток-2
для прямых поставок
российского газа
в Германию

отношениях стоит на первом месте, так как Россия удовлетворяет 60% потребности Венгрии в нефти и 50% – в природном газе.¹

Ежегодно Венгрия потребляет 10 млрд м³ природного газа и почти весь спрос покрывается за счет поставок природного газа из России. Объем поставок российского газа в Венгрию неуклонно растет. В 2020 г. «Газпром» поставил в Венгрию 8,6 млрд м³ газа, что является вторым по величине показателем за последние 12 лет (см. рис. 1).

Поставки газа в Венгрию через «Турецкий поток»

В 2014 г. резко ухудшились отношения России с европейскими странами из-за кризиса на Украине. Европейский союз (ЕС) ввел финансово-экономические санкции в отношении России и оказал существенное давление на Болгарию по вопросу строительства газопровода «Южный поток», который должен был проложить маршрут поставок газа по дну Черного моря из Анапы в Варну в Болгарии. В ходе рабочего визита президента России В.В. Путина в Турцию было принято совместное решение

РИС. 1. Экспорт российского газа в Венгрию с 2013 по 2020 гг., в млрд м³



Источник: Экспорт Газпрома по странам в 2021 г. – [Электронный ресурс]. – Reuters. – Режим доступа: <https://www.reuters.com/article/russia-gas-export-europe-idRUL5N2N41X5>. – Дата обращения: 08.10.2021 г.

¹ Энергетика является основой экономического сотрудничества Россия и Венгрии. – [Электронный ресурс]. – Энергетика и промышленность в России. – Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/news/base/2019/2500495.htm>. – Дата обращения: 08.10.2021 г.

о строительстве нового газопровода «Турецкий поток» по дну Черного моря с предполагаемым продолжением в Болгарию. Газопровод состоит из двух ниток протяженностью 930 км с пропускной способностью 31,5 млрд м³ в год. Запуск газопровода состоялся в январе 2020 г.²

«Турецкий поток» был построен по принципу диверсификации маршрутов, идея которого первоначально принадлежала Европейскому союзу. ЕС таким образом планирует снизить энергетическую зависимость от стран-экспортеров. Более того, строительство газопровода позволило ряду европейских стран, в том числе Болгарии, Сербии и Венгрии возвести соответствующую инфраструктуру и национальную газотранспортную систему. До строительства газопровода «Турецкий поток» Турция и многие европейские страны получали значительную часть российского газа через газотранспортную систему Украины.

По первой нитке газ поставляется в Турцию. Страна сильно зависит от импорта газа из России, Азербайджана и Ирана. Турция является вторым по величине потребителем российского газа после Германии. «Турецкий поток» напрямую соединяет газотранспортную систему Турции и России и обеспечивает надежные поставки газа.³

Вторая нитка предполагает поставки газа в страны Южной и Юго-Восточной Европы, включая Болгарию, Сербию, Хорватию и Венгрию.

Многие европейские страны получают выгоды от строительства «Турецкого потока»:

- В 2012 г. был подписан договор между Болгарией и российской стороной о поставки газа (2,9 млрд м³ в год) на 10 лет со скидкой в 20 %.
- В 2013 г. был подписан контракт с Сербией на поставку газа (1,5 млрд м³ в год).
- По маршруту «Турецкий поток» газ получают также Греция, Македония и Румыния.

Венгрия является стратегически важной страной, как для Европы, так и для России, с точки зрения стабильности европейских рынков сбыта и транзита природного газа.⁴ Через территорию Венгрии проходит «Балканский поток», который является ответвлением от «Турецкого потока» и следует из Турции на территорию Болгарии и далее в Сербию.

В сентябре 2021 г. венгерская компания MVM Group заключила контракт с российской компанией «Газпром» на поставку газа (4,5 млрд м³ газа в год) в Венгрию через «Турецкий поток» сроком на 15 лет.⁵ Основным пунктом соглашения является «диверсификация маршрутов поставки», что предполагает поставки газа в страну в обход Украины. С 1 октября 2021 г. «Газпром» прекратил поставку газа в Венгрию через территорию Украины, что вызвало резкую критику со стороны Киева. Однако, по данным компании «Оператор ГТС Украины», опубликованным 2 октября 2021 г., поставки газа через территорию Украины в Венгрию продолжают и в этот день составили 2,31 млн м³.⁶

ФАКТЫ

В июле

2021 г.

США фактически признали неизбежность завершения проекта, опубликовав совместное с Германией заявление, в котором был сформулирован ряд условий для работы МГП Северный поток-2

10 сентября

2021 г.

строительство МГП Северный поток-2 завершилось, а 4 октября началось заполнение 1-й нитки трубопровода газом

Что значит «Турецкий поток» для Венгрии?

В первую очередь Венгрия значительно расширила и модернизировала свою газотранспортную систему благодаря строительству газопровода для приема российского газа. В Венгрии был построен новый магистральный газопровод. По словам министра иностранных дел Венгрии Петера Сийярто, к 2024 г. Венгрия сможет повысить в три раза пропускную способность природного газа через территорию страны в Словакию, что означает поставки газа в объеме 5 млрд м³ газа ежегодно.⁷

С другой стороны, венгерская сторона сохраняет свои трубы в восточном направлении, что означает возможности Венгрии поставить газ напрямую, а не по виртуальному реверсу на Украину. Более того, «Турецкий поток» означает большие возможности для Венгрии, так как труба, по которой поставляется газ из Украины в Венгрию, освободится, и страна сможет ее эксплуатировать по своему усмотрению. В перспективе Венгрия сможет поставлять газ также и на Украину, закупая больше российского газа. Основная часть газа на Украину поставляется Словакией, однако при условии, что Венгрия сможет удовлетворить внутренний спрос, она будет способна поставлять газ также и на Украину. Немаловажен и тот факт, что цены на газ на внутреннем



рынке Венгрии существенно снизятся. На данный момент цены на газ в Венгрии являются самыми низкими среди всех стран Европы.

Более того, в перспективе Венгрия сможет получить природный газ и с «Северного потока-2» через газопроводную систему Германии и Чехии. «Северный поток-2» состоит из двух ниток общей мощностью 55 млрд м³. По словам министра иностранных дел Венгрии Петера Сийярто, «Новый газопровод – это вклад в долгосрочную безопасность и стабильность газовых поставок для всего Европейского союза».⁸

Строительство газопровода «Северный поток-2» началось в 2018 г. Строительством занимается проектная компания «Nord Stream 2 AG». Проект вызвал много противоречий между сторонниками и противниками. Сторонниками проекта являются те страны, которые инвестируют в проект через свои энергетические компании, в том числе Великобритания, Нидерланды, Чехия, Финляндия, Швейцария, Мальта или те страны, которые заинтересованы в получении российского газа напрямую. Германия, Франция и Австрия осознают важность проекта, так как «Северный поток-2» позволит им уменьшить затраты на платежи странам-транзитерам газа, получая голубое топливо по более низким ценам и стимулируя таким образом рост ВВП.⁹

Более того, «Северный поток-2» соединяет прямой линией ресурсную базу «Газпрома» с центром потребления. В отличие от маршрута через Украину, это самый короткий маршрут от ресурсной базы до потребителя. Еще одним положительным моментом является современное оборудование, которое используется в проекте. Это позволяет снизить углеродный след поставок газа вдвое.¹⁰

Одновременно ряд стран пытались сорвать строительство «Северного потока-2». Среди противников можно выделить те страны, которые не участвовали в строительстве газопровода или страны-транзитеры, которые опасаются утраты транзитных платежей. Среди них можно выделить Польшу, страны Прибалтики, Румынию, Украину и США.

ФАКТЫ

1 октября

2021 г.

Газпром начал поставки газа в Венгрию и Хорватию через газопровод-отвод от 2-й нитки МГП Турецкий поток

Одним из ярких противников проекта выступает Украина. Учитывая тот факт, что два трубопровода – «Турецкий поток» и «Северный поток-2» вместе могут полностью удовлетворить спрос стран Европы на российский газ без украинского транзита, Украина неоднократно просила Брюссель заблокировать проект. В 2018 г. объем российского экспорта газа в европейские страны составил 200 млрд м³, а транзит через Украину составил 86 млрд м³. Транзитные платежи дают Киеву почти 2 млрд долл. США или 3% от ВВП страны.¹¹ По очевидным причинам, от строительства «Северного потока-2» больше всего пострадает экономика Украины. Кроме того, это означает более высокие тарифы на газ для украинских потребителей, так как Украина не закупает газ у России, а забирает по договоренности часть транзитного европейского газа себе.

В свою очередь, США неоднократно угрожали европейским компаниям, которые участвовали в строительстве газопровода, санкциями. Они ввели два пакета санкций против европейских и российских компаний. Экономический интерес США заключается в том, чтобы европейские страны закупили американский сжиженный природный газ (СПГ) вместо российского, что позволило бы США выправить свой отрицательный торговый баланс и продвигать свой товар на европейский рынок.

² «Турецкий поток». Экспорт газа в Турцию, Южную и Юго-Восточную Европу. – [Электронный ресурс]. – Официальный сайт Газпрома. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/turk-stream/>. – Дата обращения: 06.10.2021.

³ Поставки энергии для будущего. – [Электронный ресурс]. – Официальный сайт TurkStream. – Режим доступа: <https://turkstream.info/ru/project/benefits/>. – Дата обращения: 10.10.2021.

⁴ Шаховская Л.С. и Тимонина В.И. «Турецкий поток»: новые возможности. – Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – № 9. – 2020. – С. 216–220.

⁵ Венгрия и «Газпром» подписали долгосрочный контракт о поставках газа. – [Электронный ресурс]. Made for minds. – Режим доступа: <https://www.dw.com/ru/vengrija-i-gazprom-podpishut-dolgosrochnyj-kontrakt-o-postavkah-gaza/a-59322928>. – Дата обращения: 08.10.2021.

⁶ Gas Transmission System Operator of Ukraine, Limited Liability Company – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tsoua.com/en/>. – Дата обращения: 09.10.2021.

⁷ Hungary banks on Balkan Stream to triple capacity of gas supply to Slovakia. – [Электронный ресурс]. – EURACTIV. – Режим доступа: <https://www.euractiv.com/section/energy/news/hungary-banks-on-balkan-stream-to-triple-capacity-of-gas-supply-to-slovakia/>. – Дата обращения: 08.10.2021.

⁸ Глава МИД Венгрии: «Северный поток-2» поможет обеспечить энергобезопасность Евросоюза. – [Электронный ресурс]. – ТАСС. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/12492505>. – Дата обращения: 09.10.2021.

⁹ Германия и Австрия раскритиковали новые санкции США против России. – [Электронный ресурс]. – BBC News. – Режим доступа: <https://www.bbc.com/russian/news-40292335>. – Дата обращения: 10.10.2021.

¹⁰ Углеродный след поставок газа по «Северному потоку» вдвое меньше, чем СПГ из Катара, в 4 раза – из США и Австралии – Миллер. – [Электронный ресурс]. – Интерфакс Россия. – Режим доступа: <https://clck.ru/Y98K6>. – Дата обращения: 10.10.2021.

Однако ситуация изменилась после прихода к власти нового президента США Джо Байдена. США и Германия заключили соглашение об условиях функционирования газопровода «Северный поток-2» и о снятии всех санкций со стороны США. Основным пунктом соглашения является тот факт, что Германия всеми силами попытается добиться продления еще на 10 лет договора по транзиту газа через Украину, истекающего в 2024 г.¹²

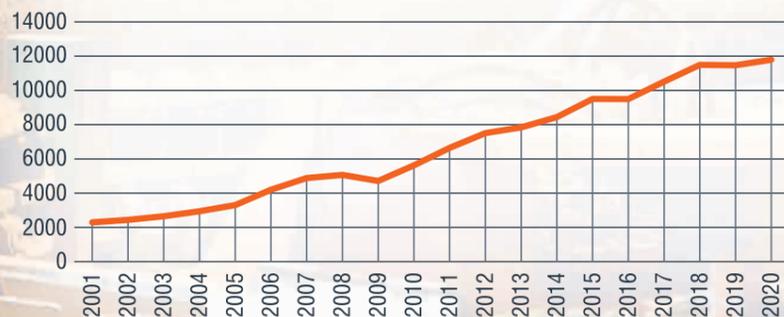
Несмотря на все попытки некоторых стран помешать строительству газопровода, 10 сентября 2021 г. председатель правления «Газпрома» Алексей Миллер на оперативном совещании сообщил, что строительство газопровода «Северный поток-2» полностью завершено.¹³

На первоначальном этапе Венгрия выражала неоднозначную позицию по строительству газопровода. Однако уже в 2017 г. страна выразила заинтересованность в проекте.¹⁴ Газопровод «Северный поток-2» дает Венгрии большие экономические возможности. В частности, газопроводная система страны сможет присоединиться к Центрально-Европейскому Газовому хабу (CEGH) в Баумгартене, Австрия. CEGH является один из крупнейших газораспределительных центров в Европе, где также осуществляется международная торговля газом. В перспективе, учитывая сухопутное продолжение газопровода «Северный поток-2», неликвидный и «мертвый» венгерский хаб MGP может быть присоединен к такой торговой зоне, которая объединяет Австрию, Словению, Хорватию, Венгрию, Словакию и Чехию.¹⁵ Это позволит перенаправить определенное количество газа из «Северного потока-2» в страны Западной Европы, превращая эти страны в транзитный хаб с большими транзитными доходами.

Другим немаловажным преимуществом от присоединения Венгрии к «Турецкому потоку» и «Северному потоку-2» является дальнейшее развитие химической промышленности в стране. Химическая промышленность довольно энергозатратная и с помощью дешевого российского газа Венгрия сможет ускорить развитие химической индустрии.

В Венгрии химическая промышленность – второй по величине сектор экономики страны после машиностроения. На данный момент доля

РИС. 2. Объем экспортных поставок химической продукции Венгрии в другие страны, в млн долл. США, 2001–2020 гг.



Источник: составлено авторами на основе данных Hungarian Central Statistical Office. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ksh.hu/stadat_files/ipa/en/ipa0010.html. – Дата обращения: 11.10.2021

ФАКТЫ

14%

составляет доля химической индустрии в ВВП Венгрии

химической индустрии в ВВП страны составляет 14% начиная с 2012 г.¹⁶ Нефтепереработка, производство пластмасс и фармацевтика являются ключевыми секторами химической промышленности в Венгрии.

Страна занимает 29-е место по экспорту химической продукции. Объем экспортных поставок химической продукции неуклонно растет. За 20 лет объем экспорта увеличился в более чем в 5 раз (см. рис. 2). Учитывая объемные инвестиции в отрасль, в том числе на научно-исследовательские проекты со стороны национальных фондов и фондов ЕС, ожидается, что Венгрия станет нетто-экспортером химической продукции в ближайшие годы.

Необходимо отметить, что химическая промышленность является довольно энергоемкой, и химическая индустрия Венгрии не исключение. В 2019 г. доля химической промышленности Венгрии в общем объеме энергопотребления составила 6,4% и ее динамика имеет тенденцию к повышению с каждым годом (см. рис. 3).

Венгрия оказывается в выигрышной позиции не только с точки зрения приобретения более дешевого

¹¹ Что такое «Северный поток-2»? Почему так много стран выступают против него? Если его построить, транзит газа через Украину будет не нужен? – [Электронный ресурс]. – Медуза. – Режим доступа: <https://clck.ru/NFskc>. – Дата обращения: 10.10.2021.

¹² Почему США согласились на запуск «Северного потока-2»? – [Электронный ресурс]. – Ведомости. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/07/22/879285-ssha-severnogo-potoka>. – Дата обращения: 11.10.2021.

¹³ Алексей Миллер: строительство газопровода «Северный поток-2» полностью завершено. – [Электронный ресурс]. – Официальный сайт «Газпром». – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/2021/september/article537301/>. – Дата обращения: 11.10.2021.

¹⁴ Венгрия привлекают «Северный поток» и «Турецкий поток». – [Электронный ресурс]. – Regnum. – Режим доступа: <https://regnum.ru/news/economy/2233749.html>. – Дата обращения: 10.10.2021.

¹⁵ Рыкова М.В. Центрально-Европейский газовый хаб (CEGH): перспективы становления в качестве одного из крупнейших центров организованной торговли газом в ЕС. – Инновации и инвестиции. – №5. – 2019. – С.47–52.

¹⁶ The Chemical Industry in Hungary. – [Электронный ресурс]. – The Global Home for Chemical Engineers. – Режим доступа: <https://clck.ru/Y9Px8>. – Дата обращения: 11.10.2021.

РИС. 3. Доля химической промышленности в общем объеме энергопотребления страны за 2001–2019 гг., %



Источник: составлено авторами на основе данных Hungarian Central Statistical Office. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ksh.hu/stadat_files/ipa/en/ipa0010.html. – Дата обращения: 11.10.2021

газа, дохода от транзитных платежей, но и с точки зрения создания благоприятных условий для развития промышленности страны с возможностью расширения экспорта химической продукции.

Таким образом, в результате проведенного выше анализа, можно сделать вывод о том, что «Турецкий поток» предоставляет новые экономические выгоды для Венгрии, повышая ликвидность и конкуренцию в Юго-Восточной Европе. Для Венгрии «Турецкий поток» – это модернизация газотранспортной системы и инфраструктуры, дополнительные источники поставок энергоресурсов, а также такие экономические выгоды, как территориальное развитие, новые рабочие места. «Северный поток-2» – это энергетическая безопасность и стабильность газовых поставок не только для Венгрии, но и для всего Европейского союза. Более того, в Венгрии хорошо развита и развивается химическая индустрия, а химия – очень энергозатратная отрасль и зависит во многом от нефтегазовых ресурсов, которые для нее являются как сырьем, так и энергоресурсами. ●

Литература

- Захаров А.Н., Овакимян М.С. Топливо-энергетические комплексы ведущих стран мира (России, США, Франции и Италии): учебное пособие (2-е изд., доп.). М.: МГИМО-Университет. 2016. С. 177.
- Рыкова М.В. Центрально-Европейский газовый хаб (CEGH): перспективы становления в качестве одного из крупнейших центров организованной торговли газом в ЕС. – Инновации и инвестиции. – №5. – 2019. – С.47–52.
- Шаховская Л.С. и Тимонина В.И. «Турецкий поток»: новые возможности. – Международный журнал гуманитарных и естественных наук. – №9. – 2020. – С. 216–220.
- Алексей Миллер: строительство газопровода «Северный поток-2» полностью завершено. – [Электронный ресурс]. – Официальный сайт «Газпром». – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/2021/september/article537301/>. – Дата обращения: 11.10.2021.
- Венгрия и «Газпром» подписали долгосрочный контракт о поставках газа. – [Электронный ресурс]. – Made for minds. – Режим доступа: <https://www.dw.com/ru/vengrija-i-gazprom-podpishut-dolgosrochnyj-kontrakt-o-postavkah-gaza/a-59322928>. – Дата обращения: 08.10.2021.
- Венгрия привлекают «Северный поток» и «Турецкий поток». – [Электронный ресурс]. – Regnum. – Режим доступа: <https://regnum.ru/news/economy/2233749.html>. – Дата обращения: 10.10.2021.
- Глава МИД Венгрии: «Северный поток-2» поможет обеспечить энергобезопасность Евросоюза. – [Электронный ресурс]. – ТАСС. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/12492505>. – Дата обращения: 09.10.2021.
- Германия и Австрия раскритиковали новые санкции США против России. – [Электронный ресурс]. – BBC News. – Режим доступа: <https://www.bbc.com/russian/news-40292335>. – Дата обращения: 10.10.2021.

ФАКТЫ

20 лет

за 20 лет объем экспортных поставок химической продукции Венгрии увеличился более чем в 5 раз

9. Углеродный след поставок газа по «Северному потоку» вдвое меньше, чем СПГ из Катара, в 4 раза – из США и Австралии – Миллер. – [Электронный ресурс]. – Интерфакс Россия. – Режим доступа: <https://clck.ru/Y98K6>. – Дата обращения: 10.10.2021.

10. Поставки энергии для будущего. – [Электронный ресурс]. – Официальный сайт TurkStream. – Режим доступа: <https://turkstream.info/ru/project/benefits/>. – Дата обращения: 10.10.2021.

11. «Турецкий поток». Экспорт газа в Турцию, Южную и Юго-Восточную Европу. – [Электронный ресурс]. – Официальный сайт Газпром. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/turkstream/>. – Дата обращения: 06.10.2021.

12. Почему США согласились на запуск «Северного потока-2»? – [Электронный ресурс]. – Ведомости. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2021/07/22/879285-ssha-severnogo-potoka>. – Дата обращения: 11.10.2021.

13. Энергетика является основой экономического сотрудничества Россия и Венгрии. – [Электронный ресурс]. – Энергетика и промышленность в России. – Режим доступа: <https://www.eprussia.ru/news/base/2019/2500495.htm>. – Дата обращения: 08.10.2021.

14. Экспорт Газпрома по странам в 2021 г. – [Электронный ресурс]. – Reuters. – Режим доступа: <https://www.reuters.com/article/russia-gas-export-europe-idRUL5N2N41X5>. – Дата обращения: 08.10.2021.

15. Что такое «Северный поток-2»? Почему так много стран выступают против него? Если его построить, транзит газа через Украину будет не нужен? – [Электронный ресурс]. – Медуза. – Режим доступа: <https://clck.ru/NFskc>. – Дата обращения: 10.10.2021.

16. Hungary banks on Balkan Stream to triple capacity of gas supply to Slovakia. – [Электронный ресурс]. – EURACTIV. – Режим доступа: <https://www.euractiv.com/section/energy/news/hungary-banks-on-balkan-stream-to-triple-capacity-of-gas-supply-to-slovakia/>. – Дата обращения: 08.10.2021.

17. Gas Transmission System Operator of Ukraine, Limited Liability Company – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tsou.com/en/>. – Дата обращения: 09.10.2021.

18. Hungarian Central Statistical Office. – [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ksh.hu/stadat_files/ipa/en/ipa0010.html. – Дата обращения: 11.10.2021.

19. The Chemical Industry in Hungary. – [Электронный ресурс]. – The Global Home for Chemical Engineers. – Режим доступа: <https://clck.ru/Y9Px8>. – Дата обращения: 11.10.2021.

KEYWORDS: natural gas, pipeline, TurkStream, Russian-Hungarian relations, energy sector, Nord Stream-2.

СНИЖЕНИЕ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА В НЕФТЕДОБЫЧЕ

Афанасьев Сергей Васильевич

начальник БРиЗОИС ПАО «Тольяттиазот»,
к.х.н., д.т.н., доцент по экологии,
академик РАЕН

Волков Владимир Анатольевич

директор ООО «Дельта-пром инновации»,
к.т.н.

Исмаилов Рашид Айдынович

председатель Российского экологического
общества

РАЗРАБОТАН ИННОВАЦИОННЫЙ СПОСОБ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ РЕГИОНАХ РОССИИ ПУТЕМ ШИРОКОГО ВНЕДРЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ CCUS, ПРЕДУСМАТРИВАЮЩЕЙ ИЗВЛЕЧЕНИЕ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ИЗ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ С ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ И ЕГО ГАЗОЦИКЛИЧЕСКУЮ ЗАКАЧКУ СО СПЕЦИАЛЬНО ПОДОБРАННОЙ ОТОРОЧКОЙ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИЕ СКВАЖИНЫ. ВЫЯВЛЕННОЕ СУЩЕСТВЕННОЕ ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ОБУСЛОВЛЕНО СНИЖЕНИЕМ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ ПРИ РАСТВОРЕНИИ В НЕЙ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА И РАЗРУШЕНИЕМ АСФАЛЬТЕНО-ПАРАФИНОГИДРАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ. В ЦЕЛЯХ АПРОБАЦИИ НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВЕДЕНЫ РАСШИРЕННЫЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НЕФТИ В САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ, ПОДТВЕРДИВШИЕ ВОЗМОЖНОСТЬ ЕЕ ШИРОКОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ДРУГИХ НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛАХ

AN INNOVATIVE WAY TO REDUCE THE CARBON FOOTPRINT IN THE OIL-PRODUCING REGIONS OF RUSSIA HAS BEEN DEVELOPED THROUGH THE WIDESPREAD INTRODUCTION OF THE CCUS TECHNOLOGY, WHICH PROVIDES FOR THE EXTRACTION OF CARBON DIOXIDE FROM GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM INDUSTRIAL ENTERPRISES AND ITS GAS-CYCLICAL INJECTION WITH A SPECIALLY SELECTED PLUG INTO OIL-PRODUCING WELLS. THE REVEALED SIGNIFICANT INCREASE IN THE EFFICIENCY OF OIL RECOVERY IS DUE TO A DECREASE IN THE VISCOSITY OF OIL WHEN CARBON DIOXIDE IS DISSOLVED IN IT AND THE DESTRUCTION OF ASPHALTENE-PARAFFIN HYDRATE DEPOSITS. IN ORDER TO TEST THE NEW TECHNOLOGY, EXTENDED PILOT TESTS WERE CONDUCTED AT OIL FIELDS IN THE SAMARA REGION, CONFIRMING THE POSSIBILITY OF ITS WIDESPREAD USE IN OTHER OIL FIELDS

Ключевые слова: углеродный след, сверхкритический флюид, оторочка, асфальтено-парафиногидратные отложения, вязкость нефти, нефтедобыча.

В последние годы существенно обострилась проблема с климатом на нашей планете, обусловленная колоссальными выбросами в атмосферу парниковых газов, прежде всего диоксида углерода. По указанной причине в рамках Парижского соглашения предпринимаются действенные усилия в экономически развитых странах по широкому использованию водородных технологий и возобновляемых видов энергии в производстве топлива для транспортных средств и энергетики.

Достаточно позитивные результаты в этом направлении могут быть достигнуты путем реализации инновационных проектов по извлечению и применению диоксида углерода в нефтехимии и нефтедобыче [1–3].

Важным направлением в области технологии CCUS является создание кластеров по объединению источников выбросов парниковых газов в единую систему транспортировки производимого углекислого газа до действующих нефтяных месторождений

На это нацелены усовершенствованные способы разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ). При этом доля ТРИЗ в общем балансе нефтедобычи в последние годы неуклонно растет, и данная проблема стала весьма актуальной как для действующих месторождений, находящихся на заключительных стадиях эксплуатации, так и баженовской свиты в районах Сибири [4].

По указанной причине перспективность внедрения технологии CCUS (производство и переработка углекислого газа) сегодня ни у кого не вызывает

ФАКТЫ

65%

от общего объема добычи в России составляют трудноизвлекаемые запасы

сомнений [5, 6]. Основными источниками для промышленного получения CO₂ являются природный газ и дымовые газы промышленных предприятий (гидроэлектростанции, химическая промышленность, металлургия, производство удобрений и цемента, сжигание отходов различного типа и пр.) [7–9]. В технологии использования углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов должен соблюдаться положительный баланс между извлеченными углеводородами с целью получения прибыли и количеством хранимого диоксида углерода.

Важным направлением в области технологии CCUS является создание кластеров по объединению источников выбросов парниковых газов в единую систему транспортировки производимого углекислого газа до действующих нефтяных месторождений.

На следующем этапе осуществляется выбор оптимального потенциала использования CO₂ в нефтедобыче. Расчет проводится с использованием методики, базирующейся на практическом опыте реализации десятков проектов в континентальной части Соединенных Штатов Америки. В соответствии с ней массу потенциально утилизированного

диоксида углерода рассматривают с позиций вероятностного процентилля. В зависимости от уровня закачки CO₂ с учетом заполнения порового пространства пласта (V_{зп}) он принимает различные значения. Уровень V_{зп} = 3 означает, что объем закачиваемого газа в три раза больше начального запаса нефти. Предполагается, что в процессе нефтедобычи углекислый газ многократно рециркулирует – закачивается, частично добывается со скважинной продукцией и вновь закачивается. Значение V_{зп} = 3 признано наибольшим и соответствует максимально возможному приросту нефтедобычи [5, 6].

В случае V_{зп} = 0,5 заполняется лишь половина порового объема нефтесодержащего пласта углекислым газом, что является типичным для утилизации без дополнительной нефтедобычи.

Необходимо иметь в виду, что подобный подход справедлив лишь в случае правильного выбора способа повышения нефтеотдачи пластов.

При закачке диоксида углерода наблюдается эффект, связанный с увеличением нефти в объеме из-за растворения в ней CO₂. Между коэффициентом набухания нефти и остаточной нефтенасыщенностью существует обратно пропорциональная зависимость. Кроме того, набухание способствует увеличению относительной проницаемости нефти в многофазном потоке на этапе добычи.

Несомненный практический интерес представляет газоциклический ввод диоксида углерода в добывающую скважину с последующим чередованием добычи нефти и 3–6 цикловой закачкой сжиженного CO₂.

Наряду с ним предусмотрена подача в скважину оторочки, состоящей из продукта «Дельта АСПГО» по ТУ 2415-006-51281692-2007 и диметилкарбоната, взятых в равном объемном соотношении в количестве 5–20 об. % от суточного объема добываемой жидкости [10].

Диметилкарбонат известен как «зеленый» растворитель для высокомолекулярных фракций нефти, в частности асфальтенов, и представляет собой прозрачную жидкость, содержащую 99,8 % мас. основного продукта с температурой кипения не выше 90 °С и плотностью при 20 °С равной 1,07 г/см³

Композиция «Дельта АСПГО» по ТУ 2415-006-51281692-2007, выпускаемая фирмой «Дельта-пром инновации», содержит смесь вторичных нефтепродуктов процессов пиролиза и переработки углеводородного сырья, неионогенного ПАВ и деэмульгатора. Она нерастворима в воде и имеет цвет от светло-желтого до светло-коричневого, содержит смесь вторичных предельных, непредельных и ароматических углеводородов C₆–C₁₈, с плотностью 0,84–0,88 г/см³, с температурами начала и конца кипения не менее 65 °С и не более 280 °С соответственно.

ФАКТЫ

До
10000

раз
закачиваемая смесь углеводородов и ПАВ снижает поверхностное натяжение на межфазной границе системы нефть–порода, нефть–углеводород

Диметилкарбонат известен как «зеленый» растворитель для высокомолекулярных фракций нефти, в частности асфальтенов, и представляет собой прозрачную жидкость, содержащую 99,8 % мас. основного продукта с температурой кипения не выше 90 °С и плотностью при 20 °С равной 1,07 г/см³.

Выбор указанных компонентов обусловлен следующим. Композиция «Дельта АСПГО» выполняет функции ингибитора асфальтено-парафиногидратных отложений, а диметилкарбонат является хорошим растворителем асфальтенов. Вышеуказанные смеси при закачке проникают в зоны, содержащие отложения

При закачке диоксида углерода наблюдается эффект, связанный с увеличением нефти в объеме из-за растворения в ней CO₂

фракций пластовой нефти с высокой молекулярной массой, сначала разрыхляют их, а затем растворяют, восстанавливая исходную проницаемость вышеуказанных зон и предотвращая образование гидратов.

Проходя через нефтеносную породу, указанная смесь смывает тонкие пленки нефти с породы. Все это происходит благодаря тому, что закачиваемая смесь углеводородов и ПАВ снижает до 10 000 раз поверхностное натяжение на межфазной границе системы нефть–порода, нефть–углеводород. Наряду с этим уменьшается межфазная вязкость, которая способствует слипанию пленок нефти и образованию нефтяной зоны с измененным краевым углом смачивания рабочей среды.

Закачка CO₂ при сверхкритических условиях (температура 31,1 °С и давление 7,38 МПа) обеспечивает регулирование фильтрационного поля диоксида углерода с исчезновением различия между жидкой и газовой фазой, при этом сжиженный диоксид углерода переходит в сверхкритический флюид (СКФ-CO₂), который является эффективным растворителем и лучше других газовых агентов снижает вязкость нефти в пластовых условиях.

Преимуществами СКФ-CO₂ как растворителя являются: сочетание

ТАБЛИЦА 1. Снижение динамической вязкости нефти в пластовых условиях при газоциклической закачке сжиженного диоксида углерода

Нефть	Давление, МПа	Температура, °С	Содержание CO ₂ в нефти, % мас.	Вязкость нефти, мПа·с
Скважина №301 (до обработки CO ₂)	0,1	20	–	481,6
		25,7	–	330,9
		46	–	103,5
Скважина 301 (после обработки CO ₂)	12,9	25,7	5	217,2
		25,7	20	76,9
		25,7	40	35,2
Скважина 402 (до обработки CO ₂)	0,1	20	–	1197
		25,7	–	785,1
		46	–	218
Скважина 402 (после обработки CO ₂)	15,9	46	5	151,9
		46	20	55,6
		46	40	12,4

свойств газов при высоком давлении, таких как низкая вязкость и высокий коэффициент диффузии, и жидкостей – высокая растворяющая способность. Так, коэффициент диффузии СКФ-CO₂ равен 10⁻⁸ м²/с, что на порядок больше, чем у жидкого CO₂. Сочетание малого межфазного натяжения с низкой вязкостью и высоким коэффициентом диффузии позволяет флюиду проникать в пористые среды более легко по сравнению с жидкостями и осуществлять быстрый массоперенос, а высокая чувствительность растворяющей способности обеспечивает простоту разделения СКФ-CO₂ и растворенных в нем веществ при сбросе давления [11].

Исследования, проведенные на объектах ТПТ «РИТЭК-Самара-Нафта», показали, что чем выше исходная вязкость нефти, например, 330,9 мПа·с со скважины № 301 и 785,1 мПа·с со скважины № 402 (см. табл. 1), тем в большей степени наблюдается эффект снижения вязкости при закачке CO₂.

При содержании в нефти 5 % диоксида углерода показатель снижается до значений 217,2 мПа·с и 151,9 мПа·с соответственно.

ФАКТЫ

СКФ-CO₂

позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти в зависимости от исходной вязкости нефти и от содержания в ней CO₂ для разных скважин на 3–11 % и 9–21 %

ТАБЛИЦА 2. Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и вытеснения в зависимости от вязкости нефти (скважина № 301)

Содержание CO ₂ в нефти, % мас.	Вязкость нефти, мПа·с	Степень уменьшения вязкости	K _{подв.}	K _{о.н.}	K _{выт.}
0	330,9	–	0,00453	0,45	0,49
5	217,2	в 1,5 раза	0,00691	0,43	0,51
20	76,9	в 4,3 раза	0,01951	0,39	0,56
40	35,2	в 9,4 раза	0,04261	0,36	0,60

В случае достижения 40 %-ной концентрации углекислого газа вязкость нефти со скважин падает до 35,2 мПа·с и 12,4 мПа·с, соответственно.

Для иллюстрации влияния одного из основных механизмов воздействия СКФ-CO₂ на нефть – снижение ее вязкости – была исследована взаимосвязь данного показателя с коэффициентами остаточной нефтенасыщенности (K_{о.н.}) и вытеснения нефти (K_{выт.}). Расчет последних выполнялся по методике, предложенной в [12].

В указанной статье приведены единые обобщенные корреляционные зависимости для коэффициентов остаточной нефтенасыщенности и вытеснения в масштабе практически всех северных месторождений Самарской области. При этом задействован обширный массив экспериментальных данных по определению K_{о.н.} и K_{выт.}, благодаря чему расчеты выполнены с высокой степенью достоверности.

По данным авторов [12], корреляционные зависимости имели следующий вид:

$$K_{о.н.} = 0,2354 - 0,0905 \lg K_{подв.} \quad (1)$$

$$K_{выт.} = 0,7628 + 0,1178 \lg K_{подв.} \quad (2)$$

где K_{подв.} – коэффициент подвижности нефти, представляющий собой отношение проницаемости коллектора (k) по нефти к вязкости нефти (μ).

Указанные характеристики были рассчитаны и нами как для исходной нефти, добытой из двух скважин в отсутствие закачки диоксида углерода, так и после обработки пластов различными количествами CO₂.

Результаты исследования представлены в таблицах 2 и 3.

ТАБЛИЦА 3. Коэффициенты остаточной нефтенасыщенности и вытеснения в зависимости от вязкости нефти (скважина № 402)

Содержание CO ₂ в нефти, % мас.	Вязкость нефти, мПа·с	Степень уменьшения вязкости	K _{подв.}	K _{о.н.}	K _{выт.}
0	785,1	–	0,00191	0,48	0,44
5	151,9	в 5,2 раза	0,00987	0,42	0,53
20	55,6	в 14,1 раза	0,02698	0,38	0,58
40	12,4	в 63.3 раза	0.12097	0.32	0.65

Из приведенных данных видно, что применение СКФ-CO₂ позволяет повысить коэффициент вытеснения нефти для скважин № 301 и № 402 на 3–11 % и 9–21 %, соответственно, в зависимости от исходной вязкости нефти и от содержания в ней CO₂.

Высокий уровень растворения углекислого газа наблюдается в случае нефтей, содержащих различные высокомолекулярные фракции при условии, что давление закачиваемого в скважину СКФ-CO₂ превышает P_{крит} = 7,38 МПа.

Чем больше это превышение, тем лучше растворяющая способность флюида и соответственно выше растворимость в нем асфальтенов и других компонентов. Поэтому опасно допускать перепады давления в сторону его понижения, так как высокомолекулярные фракции при давлении ниже критического стремительно выходят из растворенного состояния и осаждаются в области призабойной зоны пласта.

Нефтяные залежи, подстилаемые водой или имеющие обширные водонефтяные зоны, благоприятны для закачки диоксида углерода при сверхкритических условиях. Проникая в коллектор, диоксид углерода замещает мобильную водную фазу в обводненной добывающей скважине. Вода быстро насыщается диоксидом углерода. Но растворимость в ней CO₂ намного меньше, чем в углеводородах. Поэтому нефть вмещает в себя диоксида углерода в несколько раз больше, чем вода в пластовых условиях.

Как правило, техника стимуляции циклической закачкой диоксида углерода в добывающую скважину является коммерчески успешной. Об этом свидетельствуют опытно-промышленные испытания по циклической закачке диоксида углерода, проведенные ООО «Ритэк» на месторождениях Самарской области. Апробация нового метода была выполнена в период с 21 по 24 августа 2017 г., при среднем расходе 5,3 т/час продолжительность закачки составила 58 часов, а максимальное давление не превышало 12 МПа. С учетом особенностей углекислого газа на данном месторождении было использовано специализированное скважинное оборудование: фонтанная арматура, рассчитанная на давление 35 МПа, компоновка насосно-компрессорных труб в коррозионностойком исполнении, а также система подачи ингибитора коррозии. После завершения этапа выдержки скважина была введена в эксплуатацию фонтанным способом

ФАКТЫ Прирост добычи нефти

может достигать
1,62–1,85
тонн на тонну
закачиваемого
диоксида углерода

с начальным дебитом 11 т/сут. В результате испытаний: скважина была выведена из бездействия, а дополнительная добыча нефти за 18 месяцев превысила 1000 т, в том числе за счет снижения вязкости – 230 т. Достигнутый положительный эффект применения инновационной технологии позволил ООО «РИТЭК» продолжить опытно-промышленные испытания и на других месторождениях [4].

В случае нефти иного фракционного состава результаты могут оказаться другими. Это обусловлено тем, что при добыче нефти присутствующие в ней фракции с низкой молекулярной массой являются более подвижными по сравнению с ТриЗ. Часто низкая скорость потока нефти из скважины объясняется тем, что фракции сырой пластовой нефти с высокой молекулярной массой при понижении пластового давления осаждаются в проточных каналах пласта, примыкающих к добывающей скважине, и уменьшают проницаемость этих зон.

При этом заметно ухудшаются фильтрационные характеристики и снижается приток нефти к забою скважины. В результате происходит формирование осадка в призабойной зоне, который содержит осевшие фракции пластовой нефти с высокой молекулярной массой. Такие зоны, прилегающие к добывающей скважине, теряют пропускную способность нефти частично или полностью.

С целью увеличения дополнительной добычи нефти из труднодоступных зон, которые содержат осадки с высоким содержанием асфальтенов, парафинов и смол, в качестве дополнительного рычага



комплексного воздействия на призабойную зону пласта целесообразно использовать химические методы.

Эту задачу успешно решает композиция на основе «Дельта АСПГО» и диметилкарбоната, которая разрыхляет и растворяет осевшие осадки в призабойной зоне, способствуя самым восстановлению исходной ее проницаемости. Прирост добычи нефти по предлагаемому способу может достигать 1,62–1,85 тонн на тонну закачиваемого диоксида углерода.

Для реализации предложенного инновационного процесса разработана схема мобильной насосной установки по закачке сжиженного углекислого газа, либо СКФ-CO₂ в добывающие нефтяные скважины. Ее краткая технологическая схема описана в [11].

Технология закачки включает доставку сжиженного CO₂ на месторождение с использованием специальных автомобильных цистерн, в которых поддерживается температура -18...-27 °С и давление 1,5–1,8 МПа. Поступивший CO₂ перекачивается в накопительную емкость, из которой насосной установкой с давлением P = 20–25 МПа и температурой T > 31,1 °С подается на устье скважины.

С учетом установленных закономерностей можно выделить критерии применимости технологии СКФ-CO₂ и основные факторы, благоприятствующие ее использованию.

глубина залегания пластов	свыше 500 м
толщина пластов	3–60 м
вязкость нефти	до 3000 мПа·с
плотность	834,8–993 кг/м ³
пористость	11–32 %
проницаемость	5–3000 мД
время выдержки скважины	от 1 до 4 недель
скорость закачки	3–8 тн/час

ФАКТЫ

ПНГ

успешно вовлекается в нефтедобычу благодаря использованию предложенного метода

Дальнейшее усовершенствования разработанного высокоперспективного метода позволит не только уменьшить углеродный след в нефтедобывающей отрасли, но и решить такую глобальную задачу, как вовлечение в нефтедобычу попутных нефтяных газов, направляемых в большинстве случаев на сжигание [12–14]. ●

Литература

- Афанасьев С.В. Углекислый газ как сырьё для крупнотоннажной химии // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2019. № 9. С. 94–106.
- Колесов А.А., Афанасьев С.В., Закиев С.Т. и др. Состояние и перспективы повышения нефтеотдачи пластов в России (Часть 1) // Бурение и нефть. 2020. № 12. С. 3–19.
- Афанасьев С.В., Волков В.А. Диоксид углерода как реагент интенсификации нефтедобычи // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2020. № 8. С. 30–35.
- Дарищев В.В., Харланов С.А., Газизянов А.И. и др. Реализация технологии закачки углекислого газа в добывающие скважины // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2020. № 7. С. 33–38.
- IEA, CCUS in Clean Energy Transitions. – Paris: International Energy Agency. 2020. P. 154–158.
- Кожин В.Н., Коновалов В.В., Губа А.С. и др. Оценка потенциала утилизации углекислого газа на нефтяных месторождениях Оренбургской области // Нефтепромысловое дело. 2021. № 8. С. 43–49.
- Физико-химические основы природных и антропогенных процессов в техносфере. Учебник для ВУЗов. Под ред. д.т.н. С.В. Афанасьева. Самара. Изд. СНЦ РАН. 2019. – 252 с.
- Патент RU № 2733774. Способ выделения диоксида углерода из дымовых газов и устройство для осуществления способа / Опубл. 2020 г.
- Афанасьев С.В., Волков В.А. Переработка дымовых газов как способ выполнения Парижского соглашения и увеличения нефтеотдачи // Neftegaz.ru. Деловой журнал. 2021. № 1. С. 52–55.
- Патент RU № 2652049. Способ газациклической закачки жидкого диоксида углерода при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / Опубл. 2018 г.
- Волков В.А., Прохоров П.Э., Турапин А.Н., Афанасьев С.В. Газациклическая закачка диоксида углерода в добывающие скважины для интенсификации добычи высоковязкой нефти // Нефть. Газ. Новации. Научно-технический журнал. 2017. № 4. С. 62–66.
- Борисов Б.Ф., Корень А.В., Лепешкина О.Ю. и др. Применение обобщенных корреляционных зависимостей для определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения высоковязкой и сверхвязкой нефти на месторождениях Самарской области // Нефтяное хозяйство, 2017. № 2. С. 72–74.
- Патент RU № 2728295. Мобильный комплекс для закачки жидкого диоксида углерода в нефтедобывающую скважину / Опубл. 2020 г.
- Патент RU № 2745489. Способ газациклической закачки смеси диоксида углерода с попутным нефтяным газом при сверхкритических условиях в нефтедобывающую скважину / Опубл. 2021 г.

KEYWORDS: carbon footprint, supercritical fluid, fringe, asphaltene-paraffin hydrate deposits, oil viscosity, oil production.

ВЛИЯНИЕ НАФТЕНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОЛЯРНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ

на внутрипластовое облагораживание тяжелой нефти

В НАСТОЯЩЕЙ РАБОТЕ ПРОВЕДЕНО ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ НАФТЕНОВЫХ И ПОЛЯРНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ, КОТОРЫЕ МОГУТ ВЫСТУПАТЬ В КАЧЕСТВЕ ДОНОРОВ ВОДОРОДА ПРИ ПАРОТЕПЛОМ СПОСОБЕ ДОБЫЧИ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН. УСТАНОВЛЕНО, ЧТО ПРИ ДОБАВКЕ НАФТЕНОВЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ СОДЕРЖАНИЕ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ ПОСЛЕ ПТВ НЕФТИ ПОВЫШАЕТСЯ С ДЕКАЛИНОМ, НАБЛЮДАЕТСЯ РОСТ ИЗОМЕРОВ C₄–C₁₀, А ТАКЖЕ АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ. НАИБОЛЬШЕЕ КОЛИЧЕСТВО ГАЗОВ СРЕДИ ВСЕХ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ В ИССЛЕДОВАНИИ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НАБЛЮДАЛОСЬ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МУРАВЬИНОЙ КИСЛОТЫ. ВЫЯВЛЕНО, ЧТО НАФТЕНОВЫЕ РАСТВОРИТЕЛИ ЗНАЧИТЕЛЬНО ВЛИЯЮТ НА СНИЖЕНИЕ ВЯЗКОСТИ ВСЛЕДСТВИЕ УМЕНЬШЕНИЯ В НЕФТИ СОДЕРЖАНИЯ СМОЛ И УВЕЛИЧЕНИЯ НАСЫЩЕННЫХ И АРОМАТИЧЕСКИХ КОМПОНЕНТОВ В РЕЗУЛЬТАТЕ ОСЛАБЛЕНИЯ МЕЖМОЛЕКУЛЯРНЫХ ВЗАИМОДЕЙСТВИЙ АГРЕГАТИВНЫХ КОМБИНАЦИЙ АСФАЛЬТЕНОВ

IN THIS WORK, WE HAVE STUDIED THE EFFECT OF NAPHTHENIC AND POLAR SOLVENTS THAT CAN SERVE AS HYDROGEN DONORS IN THE RECOVERY OF HEAVY OIL BY THE STEAM-THERMAL METHOD FROM THE ASHALCHA FIELD IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN OF THE RUSSIAN FEDERATION. IT WAS FOUND THAT WITH THE ADDITION OF THE NAPHTHENIC SOLVENTS, THE CONTENT OF THE GAS PHASE INCREASES AFTER THE THERMAL STEAM TREATMENT WITH DECALIN. MOREOVER, AN INCREASE IN C₄–C₁₀ ISOMERS AS WELL AS AROMATIC COMPOUNDS IS OBSERVED. THE HIGHEST AMOUNT OF GASES AMONG ALL SOLVENTS USED IN THE STUDY WAS OBSERVED WHEN FORMIC ACID WAS USED. NAPHTHENIC SOLVENTS WERE FOUND TO HAVE A SIGNIFICANT EFFECT ON THE DECREASE IN VISCOSITY DUE TO A DECREASE IN THE CONTENT OF RESINS IN THE OIL AND AN INCREASE IN THE SATURATED AND AROMATIC COMPONENTS DUE TO A WEAKENING OF THE INTERMOLECULAR INTERACTIONS OF AGGREGATE COMBINATIONS OF ASPHALTENES

Ключевые слова: *тяжелая нефть, Ашальчинское месторождение, нафтеновые углеводороды, полярные растворители, паротепловое воздействие, газовая фаза, вязкость.*

Мухаматдинов Ирек Исаилович

старший научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» ИГ и НГТ К(П)ФУ, к.т.н.

Мухаматдинова Резеда Эдуардовна

научный сотрудник НИЛ «Внутрипластовое горение» ИГ и НГТ К(П)ФУ, к.х.н.

Вахин Алексей Владимирович

ведущий научный сотрудник, руководитель НИЛ «Внутрипластовое горение» ИГ и НГТ К(П)ФУ, к.т.н.

В настоящее время в общем балансе добываемого нефтяного сырья наблюдается существенное увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся тяжелые, высоковязкие нефти (ВВН) и природные битумы (ПБ) [1–4]. В связи с этим, одной из важнейших проблем является обеспечение их рациональной добычи, переработки и удовлетворение возрастающего потребления энергоносителей [5–8]. Таким образом, приобретают особый интерес научные исследования, направленные на разработку новых и оптимизацию существующих технологий добычи, подготовки, транспорта и переработки высоковязких нефтей и природных битумов [9–13]. На данный момент все еще нет систематического подхода, позволяющего

отслеживать процессы конверсии, происходящие в пласте во время внутрипластового облагораживания тяжелого углеводородного сырья, где пар, водородо-донорные растворители и катализаторы (минералы в пласте) совместно взаимодействуют в сложном природном реакторе, а также сложно предсказывать поведение такого сырья и при переработке. Поскольку ВВН и ПБ обеднены водородом и зачастую характеризуются значительным содержанием гетероатомов, многочисленные работы посвящены поиску способа подачи водорода в пласт. Возможными альтернативными путями подведения водорода к пластовому флюиду являются нагнетание нафтенароматических соединений, оксида углерода

с реализацией реакции водяного газа, нагнетание муравьиной кислоты и формиатов. Строго говоря, непосредственно к донорам водорода могут быть отнесены лишь нафтенароматические соединения, поскольку в присутствии муравьиной кислоты реализуется ионный механизм переноса водорода [14].

Авторами [15] описано в работе применение тетралина совместно с катализатором гематитом. Была взята сверхвязкая нефть с месторождения Ориноко и проведены автоклавные эксперименты. В результате повысилась плотность нефти на 8 °API, снизилось содержание асфальтенов на 27 %, увеличилась степень обессеривания на 26 % по сравнению с исходной нефтью.

Применение циклогексана [12] при каталитическом облагораживании сверхвязкой нефти провинции Saskatchewan (Канада) показало снижение выхода кокса на 6,2–45,4 % в зависимости от соотношения циклогексан : нефть. Было выявлено повышение плотности в °API и увеличение выхода средних дистиллятных фракций (200–343 °C) с одновременным снижением вязкости.

Применение полярных растворителей, в частности муравьиной кислоты, показано в работе [16]. Совместное воздействие катализатора на основе никеля и муравьиной кислоты привело к снижению вязкости тяжелой нефти почти в 4 раза.

Авторами работы [17] проводился каталитический акватермолиз при температурах 200–304 °C с никель-молибденовым катализатором и глицерином в качестве донора водорода. Количество глицерина варьировалось от 1 до 10 % на нефть. Выявлено максимальное снижение вязкости на 69 %. Предложен механизм образования водорода из глицерина.

Таким образом, для разработки и облагораживания тяжелых нефтей и битумов требуются новые комплексные методы, позволяющие использовать, например, преимущества теплового воздействия и эффективность закачки углеводородных растворителей.

Все приведенные работы описывают то или иное поведение конкретного растворителя и донора водорода при каталитическом процессе. Однако иногда в силу самых разных причин, начиная от технологических (нет возможности синтезировать катализатор на промысле) и заканчивая экономическими (большие вложения на синтез и доставку катализатора на месторождение, а также ожидание быстрого эффекта без лишних затрат), актуальной является задача изучения применения теплового воздействия совместно с водородо-донорными растворителями для повышения эффективности разработки тяжелых нефтей и битумов.

В связи с этим целью работы явилось исследование влияния нафтенных и полярных растворителей (доноров водорода) на внутрипластовое облагораживание сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при паротепловом воздействии.

Экспериментальная часть

Растворители

Известно более 100 углеводородных растворителей, в той или иной степени используемых при добыче нефти [18, 19]. Выбор растворителей был обусловлен природой и классом органических соединений. Исходя из этого, были выбраны нафтенные (циклогексан, тетралин, декалин), и полярные растворители (этанол, глицерин и муравьиная кислота).

Моделирование процесса акватермолиза

Для лабораторного моделирования процесса акватермолиза был использован реактор высокого давления Parr Instruments (Молин, США). В ходе работы в автоклав загружалась модельная система из нефти и воды при массовом соотношении 70 : 30. Эмульсия подвергалась воздействию при температуре 200 °C и давлению 20 атм в течение 24 часов в условиях паротеплового воздействия.

УДК 622.276.65



РИС. 1. Зависимость давления в модельной системе от продолжительности воздействия



РИС. 2. Содержание и состав газов (индивидуальных алканов, спиртов и других газов) в зависимости от растворителя

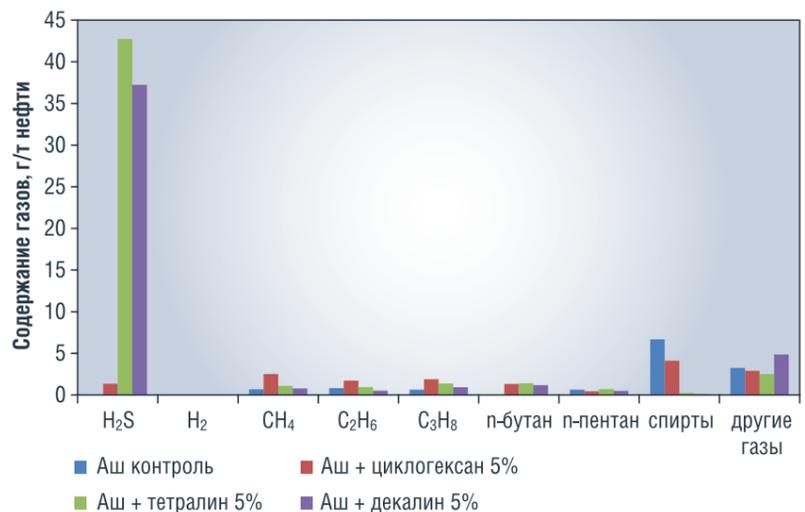
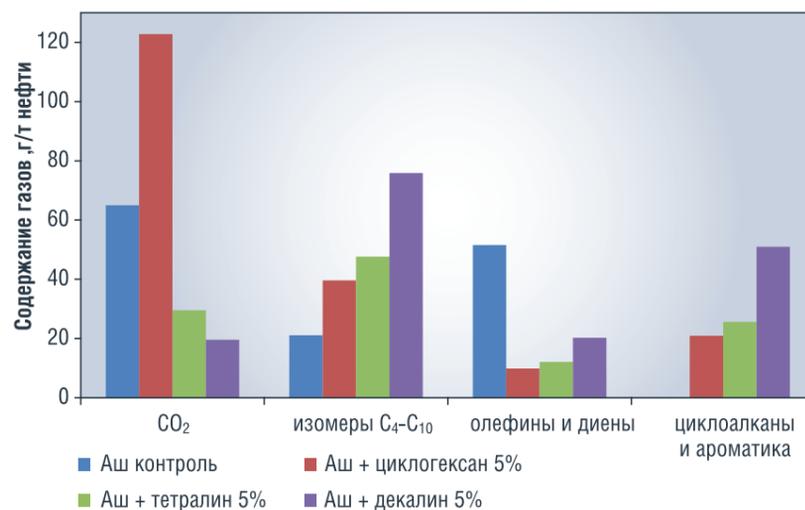


РИС. 3. Содержание и состав газов (CO₂, смесь изомеров C₄-C₁₀, олефинов + диенов и циклоалканов + ароматических УВ) в зависимости от растворителя



Растворители загружали из расчета 5 масс. % на нефть. Состав газов был исследован методом газовой хроматографии. Использован прибор Хроматэк-Кристалл 5000.2 фирмы Хроматэк с использованием компьютерной обработки данных с записью сигнала детектора по теплопроводности. Для проведения анализа отбор пробы газовой фазы проводился с использованием специального отвода в крышке автоклава в шланг, ведущий в газовый хроматограф. Колонка хроматографа продувалась газами акватермолиза для насыщения. Разделение газов велось на капиллярной колонке длиной 100 м, диаметром 0,25 мм. Хроматографирование осуществляли в следующем температурном режиме: 90 градусов в течение 4 минут, а далее нагрев 10 град/мин до 250 °С. Температура испарителя – 250 °С. Газ-носитель – гелий, скорость потока – 15 мл/мин. Вязкостно-температурные характеристики нефти определялись с помощью ротационного вискозиметра FUNGILAB Alpha L.

Обсуждение результатов

Изменения в составе газов

На рис. 1 представлена зависимость давления в модельной системе от продолжительности воздействия. Кинетический эксперимент при 200 °С показывает, что с увеличением продолжительности воздействия давление в закрытой системе автоклава растет за счет образования летучих продуктов акватермолиза.

Данные рис. 1 свидетельствуют о значительных изменениях в показателе давления. Учитывая примерно равное начальное давление азота при закачке в автоклав для создания инертных условий при паротепловом воздействии, наибольший рост давления отмечается у образцов с этиловым спиртом в разных процентных соотношениях.

На рисунках представлено содержание и состав газов (индивидуальных алканов, спиртов и других газов) (рис. 2), а также смеси CO₂, изомеров C₄-C₁₀, олефинов + диенов

СХЕМА 1



и циклоалканов+ароматических УВ (рис. 3) на 1 т нефти в зависимости от нафтеновых растворителей.

При добавке циклогексана наблюдаются заметные преобразования по сравнению с тетралином и декалином при 200 °С. Циклогексан может подвергаться селективному раскрытию кольца до метана, этана, пропана и бутана и их изомеров [20]. Происходящие две параллельные реакции упрощаются приведенной ниже схемой реакции, включающей крекинг циклогексана до легких углеводородов и дегидрирование до бензола [21]. Слагтерн и соавт. [21] обнаружили, что полученные алкановые газы из C₁-C₄ являются продуктами вторичной реакции, в то время как олефины C₂-C₄ являются продуктами первичной реакции раскрытия связей C-H.

Кроме того, циклогексан, вероятно, способствует реакциям декарбоксилирования, что можно наблюдать по значительному большому количеству выделяющегося углекислого газа.

Перейдем к тетралину и декалину. Наиболее часто применяемым растворителем и в то же время являющийся донором водорода является тетралин.

Механизм переноса водорода от тетралина к тяжелой нефти в менее жестких условиях представлен на схем 1 [10].

Описанная выше реакция может быть обобщена в терминах двухстадийного процесса, в котором тетралин переносит водород в сырую нефть и превращается в 1,2-дигидронафталин. Затем последнее соединение переносит два дополнительных атома водорода с образованием нафталина и дальнейшим повышением качества сырой нефти. Второй этап реакции происходит быстрее, чем первый, что приводит к установившейся концентрации 1,2-дигидронафталина во время процесса модернизации.

Механизм донорной активности декалина доподлинно неизвестен.

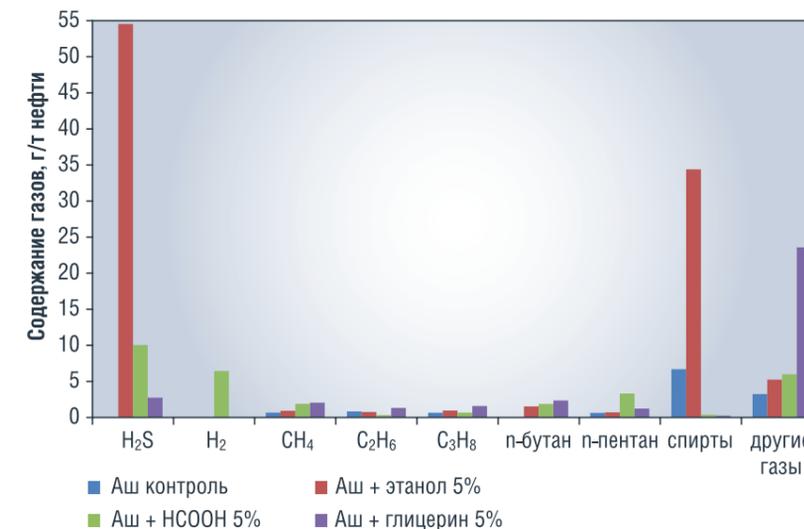
Но принцип, как полагают, похож на тетралин [22].

Рост изомеров при воздействии тетралина и декалина C₄-C₁₀, скорее всего, обусловлен так же, как и для циклогексана, раскрытием кольца. В случае декалина возможно раскрытие обоих колец, поэтому на рис. 3 наблюдается рост изомеров C₄-C₁₀, а также ароматических соединений. Уменьшение олефинов и диенов по сравнению с контрольным опытом, вероятно, свидетельствует о гидрировании получаемых соединений при крекинге в результате переноса водорода от тетралина и декалина.

На рисунках представлено содержание и состав газов (сероводорода, индивидуальных алканов, спиртов, других газов) (рис. 4), а также смеси изомеров C₄-C₁₀, олефинов + диенов, циклоалканов + ароматических УВ, других газов (рис. 5) на 1 т нефти в зависимости от полярных растворителей.

Увеличение компонентов с более низкой температурой кипения, а именно газов, является результатом разрыва более длинных углеводородных цепей до углеводородов с более низким числом атомов углерода.

РИС. 4. Содержание и состав газов (сероводорода, индивидуальных алканов, спиртов и других газов) в зависимости от растворителя



Это в сочетании со снижением содержания серы и вязкости при 20 °С по сравнению с исходной нефтью, о чем пойдет речь далее, является подтверждением роли глицерина как эффективного в облагораживании тяжелой нефти благодаря его способности восстанавливать и переносить водород [23-25].

Следует также учитывать, что все растворители объединены в одну группу кислородсодержащих, ввиду значительного выделения углекислого и угарного газов в результате реакций декарбоксилирования смол и асфальтенов.

Большое количество выделяющегося сероводорода при добавке этилового спирта, вероятно, связано с его высокой эффективностью при акватермолизе ввиду совместимости с нефтью и хорошей растворимости в воде [26]. Этанол, кроме того, в реакции с углеводородами проявляет алкилирующие свойства [27]. Вероятно, поэтому при добавке этанола идет рост изомеров C₄-C₁₀.

Установлено, что муравьиную кислоту можно применять в качестве источника водорода при внутривязковом облагораживании тяжелых нефтей [28]. Муравьиная кислота разлагается по реакциям:

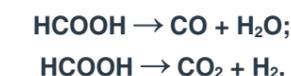


РИС. 5. Содержание и состав газов (смесь изомеров C₄–C₁₀, олефинов + диенов, циклоалканов + ароматических УВ) в зависимости от растворителя

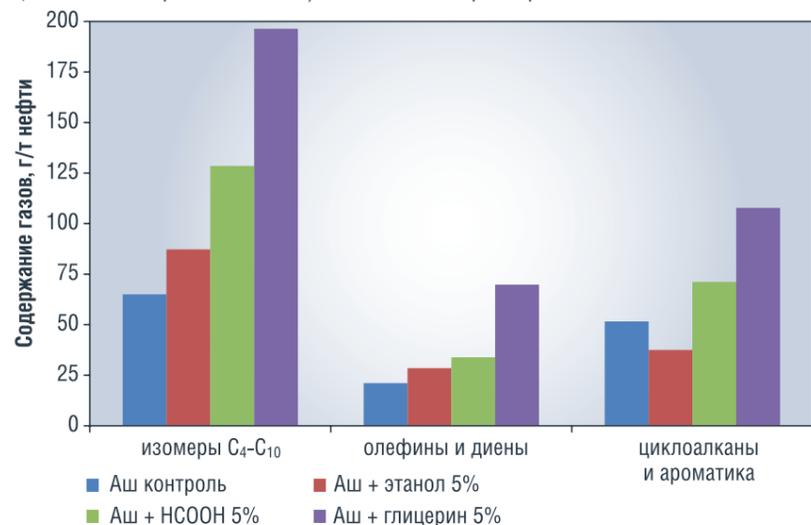


РИС. 6. Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с нефтеновыми растворителями

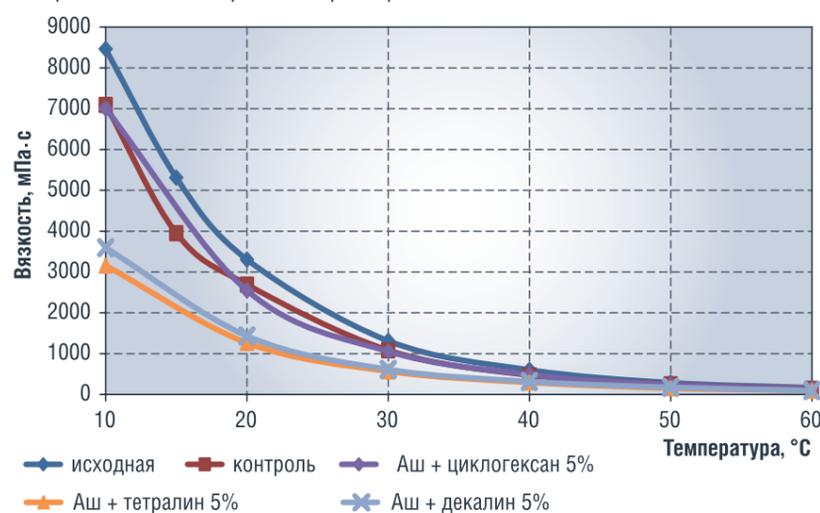
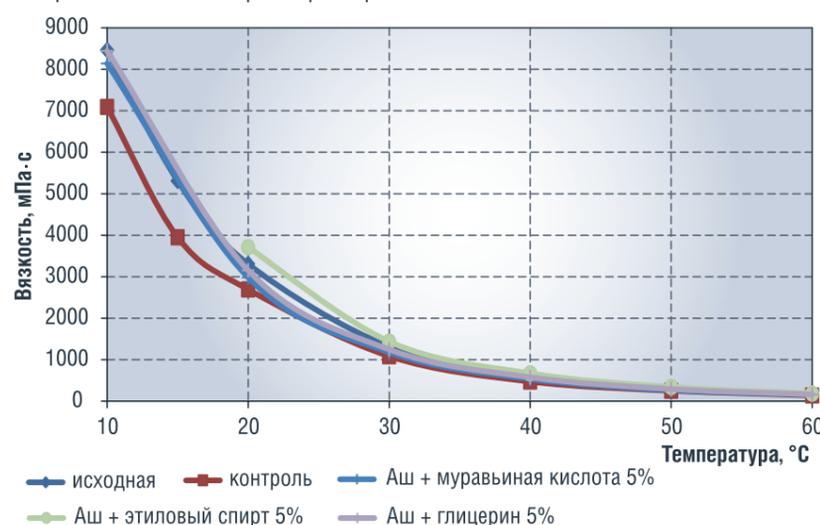


РИС. 7. Вязкостно-температурные характеристики исходной нефти, контрольного опыта и нефтей после ПТВ с полярными растворителями



Как показывают расчеты, обе реакции термодинамически возможны в широком интервале температур, в частности 300–800 К [29].

В связи с этим использование муравьиной кислоты приводит к большому росту давления в автоклаве, выделению значительного количества H₂, CO и CO₂ на 1 т нефти (9006 г и 16759 г соответственно на 1 т нефти против 19,6 г CO₂ у этанола и 107,4 г CO₂ у глицерина, данные на графиках не приведены).

Изменения реологических характеристик

Ашальчинская нефть представляет собой типично неньютоновскую жидкость. По реологическим характеристикам нефть Ашальчинского месторождения является вязкоупругой жидкостью. Жидкости, которые обладают как свойствами жидкости, так и твердого тела, в которых вязкость и упругость являются двумя сторонами способности материала реагировать на приложенное напряжение сдвига, – вязкоупругими. При увеличении температуры упругие свойства остаются неизменными. Для снижения вязкоупругих свойств нефти тепловое воздействие недостаточно, целесообразно применение физико-химических методов воздействия на пласти, например – закачка пара совместно с растворителями.

Результаты определения вязкости исходной нефти и нефтей после гидротермального воздействия при наличии нефтеновых растворителей представлены на рис. 6. На уменьшение вязкости нефти оказывает влияние нефтеновых растворителей в качестве доноров водорода, особенно сказывается наличие декалина и тетралина, вязкость нефти при 10 °C 3596 и 3158 мПа·с соответственно.

В отсутствие донора водорода крекинг смолисто-асфальтеновых веществ приводит к увеличению содержания углеводородов с двойными и тройными связями, а также радикалов. Введение водорода способствует снижению образования непредельных двойных и тройных связей и полимеризации генерированных углеводородов [30].

Результаты определения вязкости исходной нефти и нефтей после гидротермального воздействия при наличии полярных растворителей представлены на рис. 7.

Результаты измерения вязкости с кислородсодержащими растворителями свидетельствуют о том, что данная температура ПТВ (200 °C) недостаточна для более эффективного преобразования исходной нефти Ашальчинского месторождения, поэтому растворители должны образовать не могут участвовать в разрыве связей смолисто-асфальтеновых компонентов.

Выводы

Проведены исследования влияния различных растворителей на облагораживание сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при паротепловом воздействии в течение 24 часов при температуре 200 °C.

Таким образом, исходя из проведенных испытаний, можно сделать следующие выводы. При добавке нефтеновых растворителей содержание газовой фазы после ПТВ нефти повышается с декалином (212 г/т нефти) вследствие раскрытия обоих колец, поэтому наблюдается рост изомеров C₄–C₁₀, а также ароматических соединений. Наибольшее количество газов среди всех использованных в исследовании растворителей наблюдалось при использовании муравьиной кислоты, т.к. она разлагается при этой температуре на CO₂, CO и H₂, поэтому ее можно применять в качестве источника водорода при внутрипластовом облагораживании тяжелых нефтей.

Нефтеновые растворители значительно влияют на снижение вязкости вследствие уменьшения в нефти содержания смол и увеличении насыщенных и ароматических компонентов в результате ослабления межмолекулярных взаимодействий агрегативных комбинаций вследствие появления в системе донора водорода, увеличивающего растворяющую способность дисперсионной среды и диспергирующего асфальтеновые агрегаты.

Результаты измерения вязкости с полярными растворителями свидетельствуют о том, что данная температура ПТВ (200 °C) недостаточна для более эффективного преобразования исходной нефти Ашальчинского месторождения, поэтому растворители должны образовать не могут участвовать в разрыве связей смолисто-асфальтеновых компонентов.

Литература

- Maity, S.K., Ancheyta, J., Marroquin, G. Catalytic aquathermolysis used for viscosity reduction of heavy crude oils: A review // *Energy and Fuels*. 2010. Vol. 24. Issue 5. PP. 2809–2816.
- L.A.Pineda-Perez, L.Carbognani, R.J.Spencer, B.Maini, P.Pereira-Almao. Hydrocarbon Depletion of Athabasca Core at Near Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD) Conditions // *Energy Fuels* 2010, 24, 5947–5954.
- Takafumi Sato, Shota Mori, Masaru Watanabe et al. Upgrading of Bitumen with Formic Acid in Supercritical Water // *J. of Supercritical Fluids*. – 2010. – V. 55. – P. 232–240.
- P.K. Kapadia, J.Wang, I.D.Gates. On in situ hydrogen sulfide evolution and catalytic scavenging in steam-based oil sands recovery processes // *Energy* 64 (2014) 1035–1043. Muraza, O. Aquathermolysis of heavy oil: A review and perspective on catalyst development / O. Muraza, A. Galadima // *Fuel*. – 2015. – V. 157. – P. 219–231.
- J.N.Rivera Olvera, G.J.Gutierrez, J.A.Romero Serrano, A.Medina Ovando, V.Garibay Febles, L.D.Barriga Arceo. Use of unsupported, mechanically alloyed NiWMoC nanocatalyst to reduce the viscosity of aquathermolysis reaction of heavy oil // *Catalysis Communications*. Volume 43, 5 January 2014, Pages 131–135.
- Y.H. Shokrlu, T. Babadagli. Viscosity Reduction of Heavy Oil/Bitumen Using Micro and Nano Metal Particles during Aqueous and Non-Aqueous Thermal Applications // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. Volume 119, July 2014, Pages 210–220.
- C.Wu, J.Su, R.Zhang, G.Lei, Y.Cao. The Use of Amphiphilic Nickel Chelate for Catalytic Aquathermolysis of Extra-heavy Oil under Steam Injection Conditions // *Energy Sources, Part A*, 36:1437–1444, 2014.
- Kayukova, G.P., Mikhailova, A.N., Kosachev, I.P., Nasyrova, Z.R., Gareev, B.I., Vakhin, A.V. Catalytic Hydrothermal Conversion of Heavy Oil in the Porous Media // *Energy and Fuels*. 2021. Vol. 35. Issue 2. PP. 1297–1307.
- Абдрахимова З.Т., Мухаматдинова Р.Э., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В., Амерханов М.И. Влияние прекурсора катализатора на внутрипластовое облагораживание высоковязкой нефти Туйметкинского месторождения // *Neftegaz.RU*. – 2021. – №8. – С. 116–119.
- Ovalles, C. Subsurface upgrading of heavy crude oils and bitumen Book. 2003.
- Alemán-Vázquez, L.O.; Torres-Mancera, P.; Ancheyta, J.; Ramirez-Salgado, J. Use of Hydrogen Donors for Partial Upgrading of Heavy Petroleum. *Energy and Fuels* 2016.
- Hart, A.; Lewis, C.; White, T.; Greaves, M.; Wood, J. Effect of cyclohexane as hydrogen-donor in ultradispersed catalytic upgrading of heavy oil. *Fuel Process. Technol.* 2015, 138, 724–733.
- Fujimoto, K.; Ohno, A.; Kunugi, T. Liquid phase hydrogenolysis of thiophene by decaline as hydrogen donor with metal supported active carbon catalysts. *In Studies in Surface Science and Catalysis; Elsevier*, 1983; Vol. 17, pp. 241–249 ISBN 0167–2991.
- Tumanyan, B.P.; Petrukhina, N.N.; Kayukova, G.P.; Nurgaliev, D.K.; Foss, L.E.; Romanov, G.V. Aquathermolysis of crude oils and natural bitumen: chemistry, catalysts and prospects for industrial implementation. *Russ. Chem. Rev.* 2015, 84, 1145.
- Cesar Ovalles, Victor Rivero and Arelys Salazar Downhole Upgrading of Orinoco Basin Extra-Heavy Crude Oil Using Hydrogen Donors under Steam Injection Conditions. Effect of the Presence of Iron Nanocatalysts // *Catalysts* 2015, 5, 286–297; doi:10.3390/catal5010286.
- Abarasi Hart, Charlotte Lewis, Thomas White, Malcolm Greaves, JosephWood Effect of cyclohexane as hydrogen-donor in ultradispersed catalytic upgrading of heavy oil // *Fuel Processing Technology*. 138 (2015) 724–733.
- Yusuf, A.; Al-Hajri, R.S.; Al-Waheibi, Y.M.; Jibril, B.Y. In-situ upgrading of Omani heavy oil with catalyst and hydrogen donor. *J. Anal. Appl. Pyrolysis* 2016.
- Ибрагимов Г.З., Фазлутдинов К.С., Хисамутдинов Н.И. Применение химических реагентов для интенсификации добычи нефти. – М.: Недра, 1991. – 284 с.
- Забродин П.И., Раковский Н.Л., Розенберг М.Д. Вытеснение нефти из пласта растворителями. – М.: Недра, 1968. – 205 с.
- H. Shi, X. Li, L.G. Haller, Y.O. Gutierrez, A.J. Lercher. Active sites and reactive intermediates in the hydrogenolytic cleavage of C–C bonds in cyclohexane over supported iridium, *J. Catal.* 295 (2012) 133–145.
- A. Slagtern, I.M. Dahl, K.J. Jens, T. Myrstad, Cracking of cyclohexane by high Si HZSM-5, *Appl. Catal. A Gen.* 375 (2010) 213–2213.
- Zhiyong Zhang Experimental study of in situ upgrading for heavy oil using hydrogen donors and catalyst under steam injection condition – Master Thesis, 2011.
- A. Wolfson, C. Dlugy, Y. Shotland, D. Tavor, Glycerol as solvent and hydrogen donor in transfer hydrogenation-dehydrogenation reactions, *Tetrahedron Lett.* (2009) 5951–5953.
- D. Tavor, S. Popov, C. Dlugy, A. Wolfson, Catalytic transfer-hydrogenations of olefins in glycerol, *Org. Commun.* 3 (2010) 70–75.
- A. Diaz-Alvarez, V. Cadierno, Glycerol a promising green solvent and reducing agent for metal-catalyzed transfer hydrogenation reactions and nanoparticles formation, *Appl. Sci.* (2013) 55–69.
- Мазеев В.В., Лебедева Н.Н., Лунева Н.Н. Применение органических растворителей для процессов смешивающегося вытеснения нефти // *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 1/2002, С. 49–51.
- Kuznetsov P.N., Bimer J., Salbut P.D. Bt al. // *Fuel Proc. Technol.* 1997. V. 50. P. 139.
- Scott C.E., Delgado O., Bolivar C. et al. Upgrading of Hamaca Crude Oil Using Formic Acid as Hydrogen Precursor Under Steam Injection Conditions // *Fuel Chemistry Division Preprints*. – 2003. – V. 48. – № 1. – P. 52–53.
- В.А. Любименко, Н.Н. Петрухина, Б.П. Туманян, И.М. Колесников. Термодинамические параметры реакций превращения некоторых компонентов тяжелых нефтей при паротепловом воздействии // *Химия и технология топлив и масел*. – 2012. № 4. – С. 27.
- Liu, Y. The Effect of Hydrogen Donor Additive on the Viscosity of Heavy Oil during Steam Stimulation / Y. Liu, H. Fan // *Energy & Fuels*. – 2002. – V. 16. – PP. 842–846.

KEYWORDS: Heavy oil, Ashalcha field, naphthenic hydrocarbons, polar solvents, steam injection, gas phase, viscosity.

БУДЬ ЗДОРОВ!

Урологический чек-ап для мужчин



Сохранение мужского здоровья – одна из актуальных проблем нашего времени. Чаще всего мужчины откладывают визит к врачу и обращаются только при наличии жалоб. А ведь многих проблем можно избежать, если вовремя заняться профилактикой, не упустить начало развития заболевания.

На мужское здоровье оказывает влияние все, что происходит в организме: гормональные сбои, нарушение кровообращения, стрессы и психологические проблемы, а также внешние факторы. В Центре мужского здоровья **GMS Hospital** вы можете быстро решить любую урологическую проблему.

РЕКЛАМА
ИМЕЮТСЯ ПРОТИВПОКАЗАНИЯ НЕОБХОДИМО
ПРОКОНСУЛЬТИРОВАТЬСЯ СО СПЕЦИАЛИСТОМ
ООО «ДЖИ ЭМ ЭС ХОСПИТАЛ», лицензия ЛО-77-01-017495

Комплексное обследование позволяет оценить общее состояние здоровья всего **за 1 день** в комфортных условиях и сохранить здоровье на долгие годы



Урологический чек-ап включает всю необходимую лабораторную и инструментальную диагностику и подробную консультацию врача-уролога. Проходить данное обследование рекомендовано ежегодно всем, кто заботится о здоровье своей мочеполовой системы.

Пройти комплексное обследование рекомендовано, если:

- Имеются жалобы со стороны органов мочевыделительной системы
- Отягощённая наследственность по урологическим заболеваниям
- Возраст от 40 лет и старше
- Вы готовитесь к зачатию ребёнка

Вы пройдёте:

- Консультацию врача-уролога
- Лабораторные и УЗИ-диагностики
- Дополнительные исследования



gmshospital.ru

+7 (495) 023-64-16

[gmshospital](https://www.instagram.com/gmshospital)



GMS
Global Medical System
Hospital



ЭНЕРГАЗ – опыт газоподготовки прирастает новыми проектами

24 СЕНТЯБРЯ ЭНЕРГАЗ ОТМЕТИЛ 14 ЛЕТ. В ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ИСТОРИИ КОМПАНИИ ПРОШЕДШИЙ ГОД СТАЛ НОВЫМ ЭТАПОМ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ВЗРОСЛЕНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ ОПЫТА РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ КОМПЛЕКСНОЙ ГАЗОПОДГОТОВКИ НА РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ И ГАЗОИСПОЛЗУЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

ON SEPTEMBER 24, ENERGAZ CELEBRATED ITS 14TH ANNIVERSARY. THE PAST YEAR OF THE PRODUCTION HISTORY OF THE COMPANY HAS BECOME A NEW STEP OF PROFESSIONAL DEVELOPMENT. WE ACCUMULATED EXPERIENCE IN THE IMPLEMENTATION OF LNG PROCESSING PROJECTS AT VARIOUS FACILITIES OF THE OIL AND GAS INDUSTRY, POWER GENERATION, AND GAS-USING INDUSTRIAL ENTERPRISES

Ключевые слова: газоподготовка, электроэнергетика, компримирование газа, сепарация, сжижение газа.

Чем интересен отчет, приуроченный к очередной годовщине деятельности головной компании Группы ЭНЕРГАЗ? Прежде всего – возможностью подвести итоги и оценить новый опыт, понять истоки достигнутого, тщательно проанализировать недоработки. А сделав это, заглянуть за горизонт и наметить векторы дальнейшего развития предприятия и профессионального роста коллектива.

Отметим, начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил 315 технологических установок подготовки и компримирования

газа. В электроэнергетике – для обеспечения топливом более 200 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,6 ГВт. В нефтегазовой отрасли наше оборудование осуществляет газоподготовку в составе 62 объектов на 47 месторождениях.

Инженерами ЭНЕРГАЗа наработан уникальный опыт компримирования низконапорного ПНГ (фото 1). В этом сегменте задействовано 126 компрессорных установок, перекачивающих газ с диапазоном входного давления от -0,2 до 0,4 МПа. При этом 57 машин

действуют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 установок подготавливают ПНГ в качестве топлива для энергоцентров месторождений.

География труда энергазовцев обширна. Ряд проектов выполнены в Беларуси, Казахстане, Узбекистане. В России оборудованы различные типы газа практически повсюду – от Сахалина до Калининградской области, включая основные нефтегазодобывающие регионы – Тюменскую область, Республику Саха (Якутия), Крайний Север.

УДК 66.078

На сегодня в активе ЭНЕРГАЗа производство, комплексный ввод в эксплуатацию и обслуживание 315 технологических установок подготовки и компримирования газа для объектов нефтегазовой отрасли и электроэнергетики

14-й год своей деятельности коллектив отмечает проектами, в которых применены специальные инженерные решения, разработанные под особые требования заказчиков, условия эксплуатации, состав исходного газа, поступающего для комплексной подготовки и компримирования. Приведем конкретные примеры этого года.

На Минской ТЭЦ-3 модернизированы система газоподготовки и схема топливоснабжения ПГУ-230

Высокоэффективная ПГУ электрической мощностью 222 МВт и тепловой мощностью 136 Гкал/ч состоит из газовой турбины GT13E2 (Alstom), котла-утилизатора HRSG/DP01.1 (SES ENERGY) и паровой турбины Т-53/67-8,0 (УТЗ). КПД парогазовой установки – 52,5%. Основное и резервное топливо – природный газ.

На площадке ПГУ-230 введена дожимная компрессорная станция (ДКС-2), снабжающая



ФОТО 1. Инженерами ЭНЕРГАЗа наработан уникальный опыт компримирования низконапорного ПНГ

энергоблок топливным газом с требуемыми параметрами по чистоте, давлению, температуре и расходу. Это завершило модернизацию (расширение) системы газоподготовки, которая ранее состояла из одной ДКС производства VPT Kompressoren GmbH.

ДКС-2 – это блочно-модульная технологическая установка с интеграцией элементов на единой раме (фото 2). По мощности она вторая среди 234 газовых

компрессорных станций винтового типа, введенных ЭНЕРГАЗом. Установка производительностью 38 160 кг/ч компримирует газ до 2,7 МПа и подает его в турбину ПГУ. Расход топлива зависит от изменения нагрузки турбины и контролируется в диапазоне от 0 до 100%. Для этого применена специальная двухконтурная система регулирования производительности.

Система фильтрации топлива состоит из газо-масляного сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего фильтра 2-й ступени. Остаточное содержание примесей в газе на выходе из ДКС-2 составляет не более 1 ppmw (мг/кг). Технологической схемой и конфигурацией элементов предусмотрено устойчивое поддержание проектной температуры топлива (+50 °С).

Модернизирована также схема газоснабжения ПГУ. Эксплуатационная нагрузка между ДКС-1 и ДКС-2 распределена равномерно, при включении одной установки вторая переходит в режим горячего резерва.

С этой целью ЭНЕРГАЗ оснастил компрессорные станции двухуровневой системой автоматизированного управления и регулирования, которая объединила локальные САУ обеих ДКС и интегрировала их в АСУ ТП объекта.



ФОТО 2. Новая ДКС для газоснабжения ПГУ-230 Минской ТЭЦ-3



ФОТО 3. Модуль подготовки топливного газа №1 на площадке энергоцентра Харасавэйского месторождения

Пульт дистанционного управления (автоматизированное рабочее место оператора) размещен в диспетчерской ПГУ.

Техническое сопровождение всех проектов осуществляет компания СервисЭНЕРГАЗ, входящая в Группу ЭНЕРГАЗ. Сервисные инженеры выполняют полный цикл предпусковых мероприятий: шефмонтаж, наладку, собственные и интегрированные испытания, обучение персонала

На энергоцентре Харасавэйского месторождения введена установка подготовки топливного газа

Энергоцентр создан для обеспечения электричеством объектов строительства в рамках обустройства месторождения. Эксплуатирующая компания и собственник энергоцентра – ООО «Аллокейшен Хаб».

В качестве основного источника электроснабжения применены восемь модульных газопоршневых электростанций ROLT. Шесть ГПЭС выполнены на базе двигателя MWM TCG 2020 V20 (Caterpillar) мощностью 2 МВт, еще две



ФОТО 4. Модуль №2 УПТГ «ЭНЕРГАЗ» для генерирующего оборудования на Харасавэе

Установка подготовки топливного газа (УПТГ) «ЭНЕРГАЗ» обеспечивает проектные параметры природного газа, добываемого на месторождении, перед подачей в энергоагрегаты. Максимальная производительность установки – 8 000 м³/ч, в том числе: расход газа на ГПЭС – 5 000 м³/ч, на турбины ПАЭС – 3 000 м³/ч.

УПТГ – это многофункциональный комплекс из двух модулей, действующих по каскадной схеме. Модуль подготовки топливного газа № 1 (фото 3) выполнен на открытой раме и предназначен для предварительной сепарации, фильтрации и снижения давления поступающего газа. В состав МПТГ-1 входит следующее технологическое оборудование:

- сепаратор-пробоуловитель объемом 1 м³;
- двухступенчатый фильтр-коалесцер, степень очистки – 99,9% для частиц размером свыше 5 мкм;
- узел сбора и хранения газового конденсата с подземным резервуаром объемом 10 м³;
- система редуцирования (давление газа на входе – 12,7 МПа, на выходе – 5,45 МПа).

После первого этапа подготовки топливо направляется в модуль № 2 (фото 4), где происходит его доочистка, измерение расхода, подогрев и дополнительное редуцирование.

МПТГ-2 представляет собой блок-бокс, разделенный на отсеки, где размещается оборудование различного назначения:

- система фильтрации с коалесцирующими элементами, степень очистки составляет 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц крупнее 3 мкм;
- узел дренажа конденсата с дренажной емкостью объемом 5 м³;
- блок коммерческого учета газа, состоящий из измерительной и контрольной линий с ультразвуковыми расходомерами;
- модуль подогрева газа мощностью 500 кВт на базе кожухотрубного теплообменника;
- четырехлинейная система редуцирования (давление газа на входе – 5,45 МПа, на выходе – 0,45 МПа для ГПЭС и 1,25 МПа для ПАЭС);
- выходной узел контроля качества топлива с измерительно-аналитическим оборудованием;
- блочно-модульная котельная для подготовки теплоносителя, включающая два котлоагрегата общей тепловой мощностью 0,6 МВт.

УПТГ разработана по специальному проекту и изготовлена с учетом условий эксплуатации, характеристик исходного газа, типа и мощности сопряженных газоиспользующих агрегатов, технологических задач и особых проектных требований. Оборудование рассчитано на интенсивный режим эксплуатации.

В Республику Казахстан поставлено оборудование топливоподготовки для строящегося энергоблока Актобе ТЭЦ

Этот когенерационный энергоблок создается на базе газотурбинной установки (ГТУ) и интегрируется в технологическую схему ТЭЦ для работы в парогазовом цикле.

Основную генерацию обеспечит газовая турбина SGT-800 (Siemens) электрической мощностью 50 МВт. Из турбины отработавшие горячие газы поступают в котел-утилизатор (ПАО «ЗиО») для выработки пара с давлением 3,0 МПа и температурой 420 °С

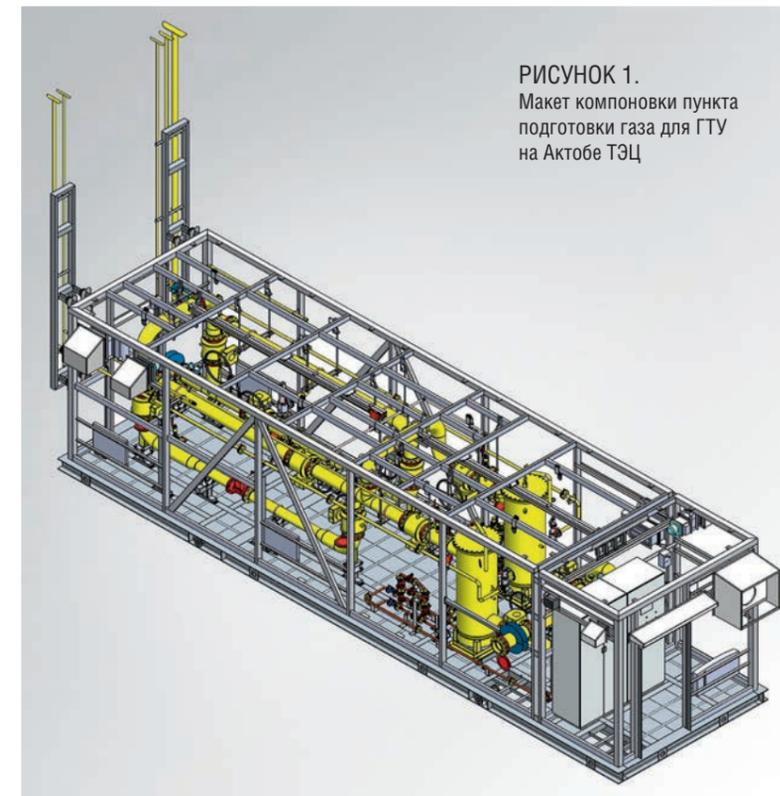


РИСУНОК 1. Макет компоновки пункта подготовки газа для ГТУ на Актобе ТЭЦ

в объеме 70 тонн в час. Перегретый водяной пар будет направлен на существующие паровые турбины ТЭЦ для вторичной генерации электроэнергии.

Схема с применением парогазовой технологии гарантирует комбинированную выработку энергии, высокую отдачу от использования газового топлива и общую эффективность электростанции. Проектная мощность ГТУ – 57 МВт.

Топливоснабжение нового энергоблока обеспечит система комплексной газоподготовки «ЭНЕРГАЗ» в составе блочного пункта подготовки газа (БППГ) и дожимной компрессорной станции (ДКС).

БППГ, изготовленный ЭНЕРГАЗом по специальному проекту (рис. 1), предназначен для учета, фильтрации и редуцирования газа. Пропускная способность пункта составляет 15 433 м³/ч – аналогично номинальному расходу топлива на ГТУ.

Технологическая установка имеет сепарационную систему с двухступенчатыми коалесцирующими фильтрами. Эффективность фильтрации газа – 99,9% для частиц крупнее

3 мкм. Автоматизированный узел сбора и хранения продуктов очистки укомплектован подземным дренажным резервуаром (накопительным баком) объемом 1 м³, средствами контроля уровня жидкости и удаления конденсата и шлама в передвижную емкость.

Если давление в питающем трубопроводе выше проектных параметров, то газ проходит через модуль редуцирования. Данный элемент БППГ гарантирует снижение и устойчивое поддержание давления на требуемом уровне, а также исключает его перепад на входе в компрессоры ДКС.

Для измерения объема топлива, поступающего в энергоблок, на БППГ установлен двухлинейный блок технологического учета газа с относительной погрешностью не более 2%. Пункт подготовки газа дополнительно укомплектован выходным узлом контроля качества топлива с измерительно-аналитическим оборудованием.

После предварительной подготовки поток газа направляется в ДКС «ЭНЕРГАЗ» из двух модульных компрессорных установок (КУ), предназначенных для компримирования и подачи топлива в турбину ГТУ под



ФОТО 5. Газокомпрессорное оборудование для строящегося энергоблока в Казахстане

давлением 3,1 МПа. Максимальная производительность каждой КУ – 12 000 кг/ч (фото 5).

Технологической схемой КУ предусмотрено стабильное поддержание расчетной температуры газа, необходимой для нормальной работы турбины. Оптимальная температура топлива установлена производителем турбоагрегата (Siemens) и составляет +60 °С.

С учетом жестких требований к чистоте топливного газа базовая система фильтрации ДКС, состоящая из коалесцирующих фильтров-сепараторов 1-й и 2-й ступеней очистки, усилена дополнительными элементами: 1) линия всасывания каждой компрессорной установки оборудована защитным стрейнером и высокоэффективным фильтром-скруббером; 2) в модули КУ встроены страховочные фильтры тонкой очистки газа. В результате остаточное содержание примесей в топливе на входе в блок отключающей арматуры ГТУ не превышает 0,1 ppmw (мг/кг).

Установки «ЭНЕРГАЗ» поставляются в максимальной заводской готовности (98%), характеризуются высокой ремонтпригодностью и большим сроком службы. Коэффициент технического использования 0,92+, показатель эксплуатационной надежности превышает 97%

Газорегуляторный пункт «ЭНЕРГАЗ» обеспечит топливом печи прямого нагрева нефти на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

На установке подготовки нефти осуществляется проект технического перевооружения. Этот объект ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» оснащается блочным газорегуляторным пунктом (фото 6).

ГРПБ – это многофункциональный комплекс, предназначенный для очистки, подогрева и редуцирования

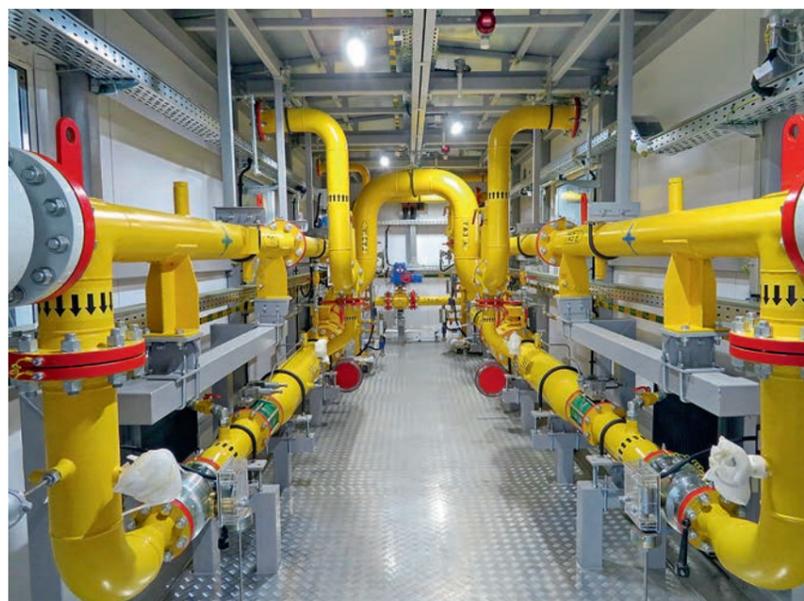


ФОТО 6. Технологический отсек газорегуляторного пункта на УПН «Уса-Тяжелая нефть»

газа до стабильных проектных показателей перед его подачей на печи прямого нагрева нефти. Функционал технологической установки включает также измерение расхода и контроль качества газа.

Эффективность фильтрации – 100% для жидкой фракции и 99,9% для твердых частиц размером свыше 2 мкм. Снижение давления газа обеспечивается с 1,6...2,5 МПа до 0,6 МПа. Расчетная температура газа на выходе составляет +25 °С. Максимальная производительность – 21 360 м³/ч.

Основные элементы ГРПБ «ЭНЕРГАЗ»:

- высокоэффективная система фильтрации газа с двухступенчатыми фильтрами-коалесцерами;
- блок коммерческого учета с турбинными расходомерами;
- модуль подогрева газа на базе взрывозащищенных электрических подогревателей с устройством плавной регулировки и блокировки нагрева;
- двухлинейная система редуцирования;
- узел контроля качества газа с анализатором влажности, манометром и термометром, датчиками давления и температуры.

Оборудование газоподготовки поставлено на эксплуатационную площадку.

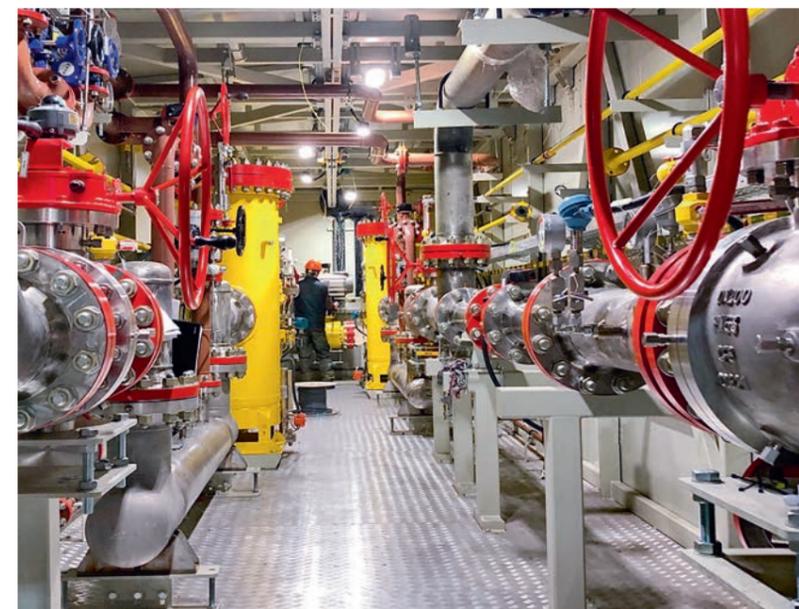


ФОТО 7. Газоприемная станция «ЭНЕРГАЗ» для пиково-резервного энергоисточника в Белоруссии

Изготовлены газоприемные станции для пиковых электростанций в Республике Беларусь

Здесь реализуется масштабный проект по созданию пиково-резервных энергетических источников на базе газотурбинных установок Siemens SGT-800. Объекты строятся на площадках теплоэлектростанций РУП «Минскэнерго», «Брестэнерго» и «Витебскэнерго».

На Минской ТЭЦ-5 создается газотурбинная электростанция (ГТЭС) мощностью 300 МВт из шести ГТУ SGT-800, на Березовской ГРЭС – ГТЭС-254 МВт (пять турбин), на Лукомльской ГРЭС – ГТЭС-150 МВт (три турбины), на Новополоцкой ТЭЦ – ГТЭС-100 МВт (две турбины). Планируемая наработка каждого пикового энергообъекта – примерно 700 часов в год и до 350 запусков из холодного состояния.

Новые мощности нацелены на повышение надежности и гибкости энергосистемы страны. Газотурбинные энергоблоки будут использоваться в качестве резерва как для существующей инфраструктуры, так и для будущих ветровых, солнечных и атомных электростанций. Проект способствует декарбонизации экономики и переходу на новую структуру энергетики Беларуси.

составляет от 29 210 до 87 506 м³/ч. Основные элементы ГПС:

- система фильтрации с эффективностью 99,9% для частиц крупнее 10 мкм;
- модуль подогрева газа на основе кожухотрубного теплообменника;
- узел сбора и хранения конденсата с подземным дренажным резервуаром;
- блок коммерческого учета газа с относительной погрешностью не более 1,5%;
- выходной узел контроля качества топлива.

Производственный этап завершился цеховыми испытаниями, газоприемные станции подготовлены к транспортировке на объекты.

В состав комплекса по сжижению природного газа КСПГ «Тобольск» интегрируются установки рекуперации отпарного газа

В структуру КСПГ интегрируются две установки «ЭНЕРГАЗ» для рекуперации отпарного газа. Оборудование предназначено для возврата паров метана, образовавшихся в процессе хранения, в производственный цикл сжижения газа.

Установки изготовлены на основе современных компрессорных технологий (фото 8).



ФОТО 8. Установка рекуперации отпарного газа выполнена на базе компрессорных технологий



ФОТО 9. Дожимная компрессорная станция для ПГУ-65 Минской ТЭЦ-2 на этапе заводских испытаний

Давление отпарного газа нагнетается с 0,27 до 1,28 МПа. Производительность каждого агрегата составляет 889 м³/ч (650 кг/ч). Остаточное содержание примесей на выходе – не более 1 ppmw (мг/кг).

Оборудование под маркой «ЭНЕРГАЗ» полностью автоматизировано и оснащено инженерными системами, включая системы жизнеобеспечения (отопление, вентиляция, освещение) и безопасности (пожаробезопасность, газодетекция, сигнализация, пожаротушение)

На Минской ТЭЦ-2 модернизируется схема газоснабжения парогазового энергоблока

С 2011 года на МТЭЦ-2 действует ПГУ электрической мощностью 65 МВт и тепловой мощностью 52 Гкал/ч. ПГУ-65 включает два энергоблока, каждый состоит из газовой турбины Siemens SGT-600, котла-утилизатора и паровой турбины. Основное топливо – природный газ.

Снабжение энергоблоков топливом осуществляет система газоподготовки, в основе которой дожимная компрессорная станция из трех поршневых установок производства Sichuan Jinxing Compressor Manufacturing.

ЭНЕРГАЗ модернизирует эту систему за счет ввода еще одной ДКС (фото 9), выполненной на базе винтового маслозаполненного компрессора. Производительность новой станции (16 400 м³/ч) составит 100% от максимального расхода топлива на две газовые турбины SGT-600, что гарантирует полное дублирование поршневых компрессоров и повышает надежность работы ПГУ. ДКС обеспечит расчетные значения (2,481...2,581 МПа) и температуре (до +50 °С).

В ДКС усилена система фильтрации. Входная линия установки оборудована защитным стрейнером. Помимо газомасляного фильтра-сепаратора 1-й ступени очистки и коалесцирующего фильтра 2-й ступени, стандартно расположенных на линии нагнетания, в блок-модуль встроен дополнительный (страховочный) фильтр тонкой очистки газа. Многоступенчатая каскадная схема гарантирует содержание примесей в газе в пределах 0,5 ppmw (мг/кг) по маслу и не более 5 ppmw

по твердым частицам. Для контроля качества газа на выходном коллекторе компрессорной станции устанавливается анализатор содержания аэрозолей масла.

За контроль, управление и безопасность технологических процессов ДКС отвечает двухуровневая система автоматизированного управления и регулирования, которая интегрируется в АСУ ТП ТЭЦ-2.

Особенность проекта – повышенные требования к шумоизоляции оборудования, обусловленные расположением ТЭЦ-2 в центре Минска. Компрессорная станция «ЭНЕРГАЗ» обладает уникальными характеристиками по звуковому давлению за счет применения специальных материалов в конструкции укрытия, использования тихоходных электродвигателей и ограждения АВО.

Оборудование «ЭНЕРГАЗ» обеспечит топливом ПГУ-850 Заинской ГРЭС и увеличит объемы газоснабжения Заинского района Татарстана

На Заинской ГРЭС (АО «Татэнерго») будет построен парогазовый энергоблок мощностью 850 МВт. В рамках проекта ЭНЕРГАЗ поставляет блочный газорегуляторный пункт, предназначенный для резервного газоснабжения ПГУ-850. Параллельно это оборудование обеспечит подачу газа с давлением 0,3 МПа потребителям г. Заинска и газа с давлением 0,6 МПа потребителям Заинского района.

ГРПБ представляет собой многофункциональную установку подготовки газа и состоит из нескольких технологических блок-модулей, состыкованных в единое здание (рис. 2). ГРПБ «ЭНЕРГАЗ» осуществляет фильтрацию и одоризацию газа, редуцирование и стабилизацию давления, а также измерение расхода газа (коммерческий учет). Общая пропускная способность установки – 100 000 м³/ч.

ЭНЕРГАЗ поставит также дожимную компрессорную станцию в звукоизолирующем укрытии для компримирования подготовленного газа и его транспортировки

в качестве топлива на ПГУ-850. Объемная производительность ДКС составляет 17 000 м³/ч.

Завершено проектирование ГРПБ и ДКС, оборудование газоподготовки и газоснабжения размещено в производство.

Автономный энергоцентр завода ХАЯТ оснащается современным оборудованием газоподготовки

ХАЯТ Россия, подразделение Группы «Хаят Кимья» (Hayat Kimya Sanayi A.S., Турция), наращивает производственные мощности – на Боровской площадке особой экономической зоны «Калуга» строится крупный завод по выпуску бумажной продукции санитарно-гигиенического назначения. Строительство ведется в 2 очереди, каждая из которых рассчитана на выпуск 70 тысяч тонн продукции в год.

Создаваемый автономный (децентрализованный) энергоцентр обеспечит производство собственными энергоресурсами. Электричество даст газотурбинная установка Mars 100 (Solar Turbines) номинальной мощностью 11,35 МВт. Эта ГТУ будет сопряжена с котлом-утилизатором для

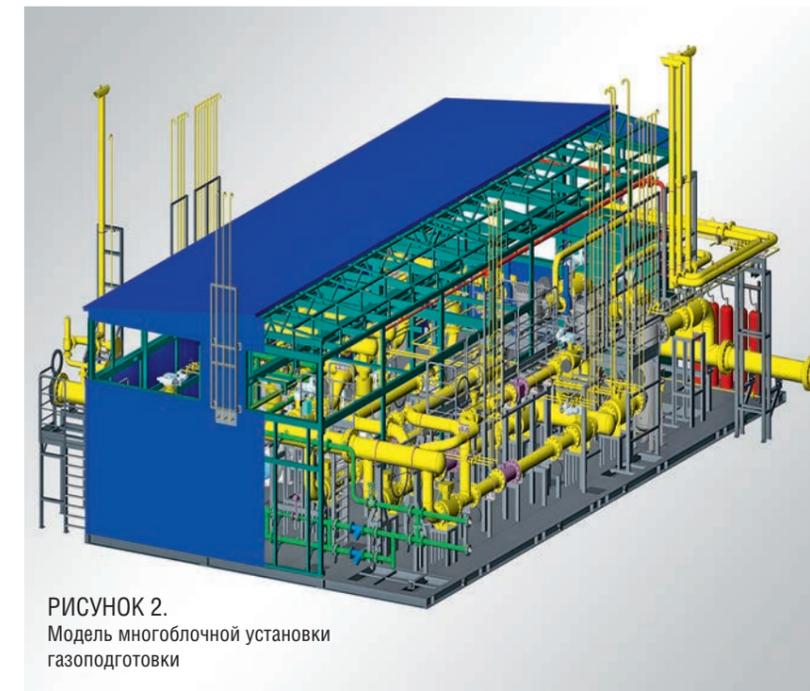


РИСУНОК 2. Модель многоблочной установки газоподготовки

выработки высокопотенциального технологического пара за счет тепла выхлопных газов турбины.

Помимо когенерационного энергоблока в структуру энергоцентра входит котельная собственных нужд, которая также будет работать на природном газе. Внедряемая

на новом заводе «Хаят» система конверсии (преобразования) газа в электроэнергию и теплоресурсы обеспечит КПД на уровне 80%.

Снабжение турбины и котельной топливом с установленными параметрами по чистоте, температуре, давлению и расходу гарантирует технологическое оборудование «ЭНЕРГАЗ» – блочный пункт подготовки газа (фото 10) и дожимная компрессорная станция. ДКС проходит этап цеховой сборки, а БППГ изготовлен и доставлен на эксплуатационную площадку.

Над новыми проектами газоподготовки энергазовцы работают творчески и качественно, всегда отвечая профессиональным требованиям заказчиков. ●

Материал предоставлен пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

KEYWORDS: gas treatment, electric power, gas compression, separation, gas liquefaction.



ФОТО 10. Сборочный цех Группы ЭНЕРГАЗ. Пункт подготовки газа для энергоцентра завода ХАЯТ

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

СТРОЙКА ВЕКА

ГЕОПОЛИТИЧЕСКОЕ ПОЛОЖЕНИЕ НАШЕЙ СТРАНЫ ОПРЕДЕЛИЛО ЕЕ ВЕДУЩУЮ РОЛЬ В РАЗВИТИИ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА. СЕГОДНЯ ОДНО ИЗ ВАЖНЕЙШИХ НАПРАВЛЕНИЙ РАБОТ В РАЗВИТИИ АРКТИКИ СФОРМУЛИРОВАНО В КОНЦЕПЦИИ ЕДИНОЙ ЗАЩИЩЕННОЙ ИНФОРМАЦИОННО-ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСПОРТНОГО КОМПЛЕКСА АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ, ПОДГОТОВЛЕННОЙ МИНИСТЕРСТВОМ ТРАНСПОРТА РФ. НАДЕЖНАЯ ИНФОРМАЦИОННО-НАВИГАЦИОННАЯ СРЕДА ЯВЛЯЕТСЯ ОСНОВОЙ БЕЗОПАСНОЙ И ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ ТРАНСПОРТНОГО КОМПЛЕКСА РЕГИОНА. КЛЮЧЕВЫМИ ЦЕЛЯМИ ПРОЕКТА, В ЧАСТНОСТИ, ЯВЛЯЮТСЯ ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАЦИОНАЛЬНОГО СУВЕРЕНИТЕТА РФ В КОНТРОЛЕ ВНУТРИРОССИЙСКИХ И МЕЖДУНАРОДНЫХ ТРАНСПОРТНЫХ ПЕРЕВОЗОК, А ТАКЖЕ СОЗДАНИЕ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ В ИНТЕРЕСАХ СТРАНЫ ПОТЕНЦИАЛА ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ СЕВЕРНОГО МОРСКОГО ПУТИ ДЛЯ МЕЖДУНАРОДНОГО ТОВАРООБМЕНА. РАБОТЫ ПО СОЗДАНИЮ СИСТЕМЫ БУДУТ СОГЛАСОВАНЫ С ПРОГРАММОЙ МОДЕРНИЗАЦИИ ИНФРАСТРУКТУРЫ КЛЮЧЕВЫХ МОРСКИХ ПОРТОВ И СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ДВИЖЕНИЕМ ПО СЕВЕРНОМУ МОРСКОМУ ПУТИ, СИСТЕМОЙ УПРАВЛЕНИЯ ВОЗДУШНЫМ ДВИЖЕНИЕМ В АРКТИЧЕСКИХ АЭРОПОРТАХ И СТРОИТЕЛЬСТВОМ НОВЫХ ЖЕЛЕЗНЫХ И АВТОМОБИЛЬНЫХ ДОРОГ. ВСЕ ВМЕСТЕ ЭТО СОЗДАСТ УСЛОВИЯ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ СОЗДАНИЯ НАДЕЖНОЙ И УСТОЙЧИВОЙ ВЕДОМСТВЕННОЙ СРЕДЫ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РФ, БЕЗ КОТОРОЙ НЕВОЗМОЖНО БЕЗОПАСНОЕ И ЭФФЕКТИВНОЕ ТРАНСПОРТНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ

THE GEOPOLITICAL POSITION OF OUR COUNTRY HAS DETERMINED ITS LEADING ROLE IN THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC REGION. TODAY, ONE OF THE MOST IMPORTANT AREAS OF WORK IN THE DEVELOPMENT OF THE ARCTIC IS FORMULATED IN THE CONCEPT OF THE UNIFIED SECURE INFORMATION AND TELECOMMUNICATION SYSTEM OF THE TRANSPORT COMPLEX OF THE ARCTIC ZONE, PREPARED BY THE MINISTRY OF TRANSPORT OF THE RUSSIAN FEDERATION. THE RELIABLE INFORMATION AND NAVIGATION ENVIRONMENT IS THE BASIS FOR THE SAFE AND EFFICIENT OPERATION OF THE TRANSPORT COMPLEX OF THE REGION. THE KEY OBJECTIVES OF THE PROJECT, IN PARTICULAR, ARE TO ENSURE THE NATIONAL SOVEREIGNTY OF THE RUSSIAN FEDERATION IN THE CONTROL OF DOMESTIC AND INTERNATIONAL TRANSPORT, AS WELL AS THE CONDITIONS FOR THE REALIZATION OF THE POTENTIAL CAPACITY OF THE NORTHERN SEA ROUTE FOR INTERNATIONAL TRADE IN THE INTERESTS OF THE COUNTRY. THE WORK ON THE CREATION OF THE SYSTEM WILL BE COORDINATED WITH THE PROGRAM OF MODERNIZATION OF THE INFRASTRUCTURE OF KEY SEAPORTS AND TRAFFIC CONTROL SYSTEMS ALONG THE NORTHERN SEA ROUTE, THE AIR TRAFFIC CONTROL SYSTEM AT ARCTIC AIRPORTS AND THE CONSTRUCTION OF NEW RAILWAYS AND HIGHWAYS. TOGETHER, THIS WILL CREATE CONDITIONS FOR SOLVING THE PROBLEM OF CREATING A RELIABLE AND STABLE DEPARTMENTAL DATA TRANSMISSION ENVIRONMENT IN THE ARCTIC ZONE OF THE RUSSIAN FEDERATION, WITHOUT WHICH SAFE AND EFFICIENT TRANSPORT SUPPORT IS IMPOSSIBLE

Ключевые слова: инфраструктура в Арктике, морские порты, Северный морской путь, Северный широтный ход, система транспортного сообщения.

Митько Арсений Валерьевич

вице-президент Арктической общественной академии наук, главный специалист ВНИИМ имени Д.И. Менделеева, к.т.н., доцент

Сидоров Владимир Константинович

научный сотрудник, Санкт-Петербургский университет Государственной противопожарной службы МЧС России

Освоение Арктики – последовательный и многоэтапный процесс, но есть ряд инфраструктурных и технологических задач, от решения которых в ближайшей перспективе зависит дальнейшее продвижение в регионе. Развитие перспективных направлений должно происходить параллельно с поддержанием и модернизацией существующей инфраструктуры, с созданием условий для комфортной жизни населения за пределами производственных зон.

Во-первых, это соединение материковой и портовой инфраструктуры в единую логистическую систему. Очаговый характер хозяйственного освоения Арктической зоны в условиях удаленности от основных

промышленных центров страны создает необходимость в строительстве большой сети железных и автомобильных дорог: с одной стороны, для поддержания высокого уровня добычи полезных ископаемых, с другой – для снабжения арктических регионов. В среднем издержки от использования железнодорожного транспорта превосходят альтернативные способы доставки, тем более в случае, когда речь идет о перевозках энергоресурсов, то есть продукции с низкой добавленной стоимостью.

В экстремальных климатических условиях Арктической зоны стоимость строительства и эксплуатации транспортной инфраструктуры возрастает в несколько раз. Кроме того, есть



проблема износа действующей логистической сети, созданной еще в советское время. Существует несколько больших проектов по созданию транспортной инфраструктуры в материковой части Арктической зоны:

«Северный широтный ход» – железнодорожная магистраль в Ямало-Ненецком автономном округе (Обская – Салехард – Надым – Новый Уренгой – Коротчаево), которая должна в перспективе соединить Северную железную дорогу со Свердловской и открыть прямой путь к промышленным предприятиям Урала. Начало реализации проекта несколько раз откладывалось, но с учетом активного освоения месторождений на Ямале значение проекта возросло (ожидаемые сроки реализации – 2018–2025 гг.)

«Бованенково – Сабетта» – 170-километровая железная дорога, которая должна соединить Северную и Свердловскую железные дороги с портом Сабетта на Ямале, что станет логичным продолжением «Северного широтного хода». Начало реализации проекта ожидается в 2022 году.

Мурманский транспортный узел – создание транспортной инфраструктуры на западном берегу Кольского залива, в том числе угольного и нефтяного терминалов и железнодорожной ветки Выходной – Лавна. Строительство первой очереди завершилось в 2018 году.

«Белкомур» («Белое море – Коми – Урал») – железная дорога, которая должна соединить Пермский край, Республику Коми и через Архангельск выйти к Белому морю.

В стадии поиска инвесторов. Планируемая протяженность – около 1200 км.

«Баренцкомур» («Баренцево море – Коми – Урал») – железнодорожная магистраль, которая должна соединить порт Индигу (НАО), Сосногорск (Республика Коми), Полуночное (Свердловская область) и Сургут. В стадии поиска инвесторов. Общая планируемая протяженность составит около 1200 км.

«Карскомур» – продление железнодорожной ветки от Воркуты до порта Арктур на Карском море (около 200 км). В стадии поиска инвесторов.

Во-вторых, модернизация и расширение ледокольного флота в условиях роста интенсивности перевозок в акватории Северного Ледовитого океана. Рост грузопотока по Северному морскому пути стремителен:

в 2016 году этот показатель составил 7,3 млн тонн и впервые превзошел показатели 1980-х годов. Ожидается, что к 2025 году он может возрасти в 10 раз и достигнуть 80 млн тонн. Ключевым импульсом развития грузоперевозок по СМП стало освоение Южно-Тамбейского газоконденсатного месторождения («Ямал СПГ») и строительство порта Сабетта на Ямале. «Северный широтный ход» не должен восприниматься как конкурентный СМП проект, но как вспомогательный, обеспечивающий необходимую логистику для развития судоходства в северных морях. Таким образом, активизация ресурсодобычи в Арктической зоне, развитие материковой транспортной инфраструктуры и пропускной способности арктических портов ставят вопрос о состоянии ледокольного флота и наличии необходимых мощностей для реализации этих проектов.

В Ненецком автономном округе несколько лет разрабатывался проект глубоководного морского незамерзающего порта Индига и железной дороги «Сосногорск – Индига», связанных с проектом «Баренцкомур» Индига – Ухта – Пермь (см. подробнее Neftegaz.RU № 4, 2021).

21 декабря 2019 года Правительство РФ своим Распоряжением № 3120-р утвердило «План развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 года», подготовленный дирекцией СМП госкорпорации «Росатом».

Планом предусмотрена как реализация мероприятий федерального проекта «Северный



морской путь» Комплексного плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры на период до 2024 года, так и реализация дополнительных мероприятий, направленных на развитие сырьевой базы и СМП, а именно: разработка параметров развития сырьевой базы; разработка программы развития и государственной поддержки отечественного судостроения для постройки современных грузовых судов; развитие навигационно-гидрографической, гидрометеорологической, аварийно-спасательной, коммуникационной и информационной инфраструктуры СМП; разработка системы централизованного оперативно-тактического управления круглогодичным судоходством на всей акватории СМП на базе создания единого диспетчерского центра управления судоходством на СМП и организации перевозок на регулярной основе.

В соответствии с майским Указом Президента РФ «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» грузопотоки по этому маршруту должны увеличиться с нынешних 25 млн до 80 млн тонн грузов в год к 2024 году. План развития инфраструктуры Северного морского пути определяет, как эта цель будет достигаться, в каком направлении будет развиваться инфраструктура СМП и арктических перевозок и каким образом будет функционировать после создания определенных инфраструктурных условий. Как следует из сообщения на сайте правительства, План сформирован, исходя из прогноза всех существующих и перспективных групп грузопотоков, включающих грузы уже реализующихся сырьевых проектов компаний «Новатэк», «Газпром нефть», «ГМК «Норильский никель» и проектов, только готовящихся к реализации, компаний «УК «Восток-уголь», «Независимая нефтяная компания», «ГДК «Баимская», «Восток Инжиниринг», «Северная звезда». Сюда же войдут грузы, возимые по СМП для нужд сырьевых проектов, для жизнеобеспечения арктических территорий, грузы экспортно-импортных и транзитных потоков, проходящих через морские порты Мурманск и Архангельск в направлении стран Азиатско-Тихоокеанского региона,

и другие. Планом предусмотрено несколько зон ответственности государства. Речь, в частности, идет о модернизации объектов государственной собственности в портах. Например, к декабрю 2020 года должна быть завершена реконструкция объектов федеральной собственности в морском порту Певек. К 2022 году должна быть проведена реконструкция морского канала в порту Сабетта.

В целом на реализацию федерального проекта «Северный морской путь» Комплекса плана модернизации и расширения магистральной инфраструктуры заложено более 711 млрд рублей. Примерно треть этих денег выделит федеральный бюджет, а две трети вложат частные инвесторы. Для наполнения СМП грузопотоками потребуются развитие как ресурсной базы, так и портовой инфраструктуры. Два порта – Дудинка и Сабетта – сегодня работают, в том числе работает терминал «Ворота Арктики» компании «Газпром нефть» в Обской губе. Еще десять проектов в портовой сфере планируется реализовать. В рамках федерального проекта «Северный морской путь» на средства частных инвесторов будут реализованы проекты строительства трех крупных терминалов: «Утренний», «Чайка» и терминала в бухте Север. Терминал «Утренний» необходим для перевалки сжиженного природного газа и газового конденсата и функционирования завода «Арктик СПГ-2» компании «Новатэк». Проект планируется реализовать на базе Утреннего



месторождения в Ямало-Ненецком автономном округе. В рамках проекта намечено построить три технологические линии. Ожидаемый срок запуска первой линии – 2022–2023 годы с последующим запуском остальных линий в 2024 и 2025 годах. Мощность будущего терминала – 21,6 млн тонн в год. Общий объем финансирования проекта – почти 153 млрд рублей. Терминал «Чайка» – проект компании «Востокуголь» в морском порту Диксон. Строительство нового порта необходимо для перевалки угля, добытого на участке «Река Лемберова» на Таймыре. «Чайка» станет первым глубоководным угольным терминалом в Арктической зоне России. Общий объем инвестиций в строительство составит почти 19 млрд рублей, причем государственного финансирования не предполагается. Планируемая мощность терминала – свыше 10 млн тонн угля в год. Терминал в бухте Север запланирован компанией «Нефтегазхолдинг» для отгрузки нефти с Пайяхской группы месторождений, расположенной на полуострове Таймыр. Проектная мощность терминала – 7,5 млн тонн в год, объем инвестиций – 9 млрд рублей.

В инфраструктурных портовых проектах в Арктическом бассейне, как и в других бассейнах России, системообразующую роль играет ФГУП «Росморпорт». Предприятие занималось строительством порта Сабетта, которое велось с 2012 года и завершилось в 2018-м. По словам генерального директора «Росморпорта» Андрея Лаврищева, этот проект является



самым масштабным по объемам работ и финансирования в Арктике и не имеет аналогов в мире. На сегодняшний день порт Сабетта может переваливать порядка 17,8 млн тонн СПГ. В 2019 году общий грузооборот порта (включая наливные и сухие грузы) составил 27,68 млн тонн. Сейчас «Росморпорт» реализует ряд проектов, которые позволят увеличить мощности морских портов Мурманск, Певек и Беринговский. Например, в Мурманске ведется реконструкция гидротехнических сооружений и третьего грузового района порта. Кроме того, предприятие развивает инфраструктуру, напрямую не связанную с функционированием портов Арктики, но необходимую для роста грузовой базы СМП. В частности, речь идет о строительстве совместно с «Новатэком» СПГ-терминала в бухте Бечевинская на Камчатке. Согласно планам, там будет организован перевалочный хаб по хранению и перегрузке СПГ, доставляемого из морского порта Сабетта и экспортируемого в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, мощностью 22 млн тонн в год. Ввести в эксплуатацию комплекс планируют в конце 2023 года. К 2035 году правительство и дирекция СМП планируют создать так называемый Северный морской транзитный коридор (СМТК), в который, помимо портов СМП, войдут еще порты Мурманск, Архангельск, Онега, Кандакша – на западе и Петропавловск-Камчатский – на востоке.

Россия имеет длительную историю присутствия в Арктике – хозяйственная деятельность



основные запасы которого расположены под морским дном (Тазовская губа), с 2005 г. Россия является лидером по объемам добычи углеводородов на шельфе Арктики, опережая суммарную добычу США и Норвегии.

Освоение нефтегазовых ресурсов Арктики рассматривается в контексте развертывания инновационных процессов и решения задач социально-экономического развития северных и восточных районов страны. Но сегодняшние достижения в освоении нефтегазовых ресурсов Арктики базируются на использовании зарубежного технологического и производственного опыта и не могут служить основой для перехода в активную стадию процесса освоения на других нефтегазовых месторождениях шельфа Арктики. Заметим, что вопросы управления недрами и формирования в арктическом нефтегазовом секторе привлекательной инновационно ориентированной среды полностью выпали из поля зрения. Реализация проектов освоения шельфовых месторождений Арктической зоны должна была начаться в 2020 году. Одним вливанием государственных средств и подвижничеством руководства двух госкомпаний вряд ли можно сдвинуть дело с почти мертвой точки. Равно как и льготы сами по себе не являются стимулом и основанием для реализации долгосрочных и рискованных проектов.

По ряду причин исторического и организационного характера в России приоритет отдается легко

администрируемым процессам регулирования и управления. Поэтому и было принято решение о сокращении числа активных участников процесса освоения арктических нефтегазовых ресурсов. В 2008 г. приняты поправки в закон «О недрах», разрешающие добывать нефть и газ на шельфе только тем компаниям, в которых государству принадлежит более 50% акций и у которых есть не менее 5 лет опыта подобной добычи. Этим критериям соответствуют только ОАО «Роснефть» и ОАО «Газпром». (Отдельным решением в порядке исключения для выполнения международного договора с Вьетнамом в список допущенных к шельфу включили ОАО «Зарубежнефть», которое занималось шельфовыми проектами за рубежом.)

Декларированная необходимость ускоренного освоения ресурсов нефти и газа арктического шельфа (их изучения и подготовки к следующей активной фазе – добыче) вошла в противоречие с закрепленным в законодательстве подходом. Ни финансовые, ни технологические, ни кадровые, ни организационные возможности российских компаний с государственным участием не позволяют сделать это в заявленные сроки (начиная с 2015 г., как отмечено в «Энергетической стратегии») и с необходимым качеством.

В 2012 г. Минприроды выражало обеспокоенность аппетитами госкомпаний: «В случае удовлетворения заявок госкомпаний на лицензии («Роснефть» претендовала на 12 участков, «Газпром» – на 29) они получают до 80% перспективных участков шельфа сроком на 10 лет, а объем геологоразведочных работ, на выполнении которых настаивает «Роснефть», недостаточен для завершения регионального геологического изучения». Минприроды предлагает госкомпаниям «сдавать в нераспределенный фонд для передачи частным инвесторам те участки, в которых они не заинтересованы». Другое противоречие – отсутствие у компаний систематического опыта и практических навыков работы по реализации крупных проектов на арктическом шельфе. Поэтому компании с государственным участием пошли по пути



заключения альянсов с ведущими зарубежными нефтегазовыми компаниями, имеющими и развитые технологические системы разработки месторождений в Арктике, и опыт работы в «высоких широтах». Например, «Роснефть» подписала в 2011 г. соглашения о стратегическом сотрудничестве на шельфе Арктики с британской BP и с американской ExxonMobil, а в 2012 г. – с норвежской Statoil.

Из приведенных выше рассуждений и фактов следует, что Россия, наряду с Гренландией, весьма остро и спешно ставит вопросы освоения нефтегазовых ресурсов арктического шельфа. И, вероятно, мы несколько переоцениваем свой практический опыт работы в Арктике и потенциал, которым располагаем. Если говорить о наличии сервисных и вспомогательных компаний, обеспечивающих реализацию сложных шельфовых проектов, то о возможностях северных регионов европейской части России свидетельствуют следующие цифры:

- Архангельская и Мурманская области – население свыше 3 млн чел., число потенциальных поставщиков для участия в проектах по освоению шельфа арктических морей – менее 20 компаний;
- норвежская провинция Роголанд (основной район обеспечения и сопровождения работ по нефти и газу на шельфе Северного моря) – население около 400 тыс. чел., число компаний-подрядчиков и поставщиков на шельфе Северного моря – свыше 500.

Любая хозяйственная деятельность, имеющая своей целью достижение политических, социальных и иных (не исключительно экономических) результатов, в конечном счете оценивается системой финансово-экономических показателей, отражающих расходы материальных, человеческих, природных, финансовых ресурсов в денежной форме. Сопоставление целевых показателей с финансово-экономическими позволяет оценить эффективность рассматриваемой хозяйственной деятельности. С экономической точки зрения, освоение нефтегазовых ресурсов Арктики повлечет за собой следующие обстоятельства:

- а) повышенные издержки на учет особенностей «поведения» льдов и вечной мерзлоты в процессе сооружения и эксплуатации зданий и других объектов;
- б) удлинение научно-производственно-экономических циклов реализации проектов (заблаговременное изучение и наличие специальной системы мониторинга).

Важно рассматривать не только окупаемость конкретных проектов (она обеспечивается, как правило, за счет особых ценовых или налоговых условий), но и более широкую совокупность эффектов, которые порождают различные направления добычи углеводородов. Главное в реализации проектов в арктических регионах – не столько линейные, сколько синергетические эффекты, обеспечивающие диверсификацию и создание условий устойчивого социально-

эколого-экономического развития рассматриваемых регионов. Решение данной задачи возможно по следующим направлениям:

- развитие форм прямого участия государства в проектах (широко используется в Норвегии);
- формирование новой институциональной среды – «конфигурации» всей налоговой системы и ее переориентация на обложение экономических результатов деятельности компаний, в разрезе отдельных месторождений и объектов освоения и разработки;
- привлечение иностранных партнеров и развитие форм совместного осуществления проектов;
- развитие сервисного и наукоемкого поддерживающего сектора, начиная от науки и образования и заканчивая поддержкой малых и средних венчурных фирм;
- преодоление препятствий для вхождения малых и средних инновационных и венчурных компаний в нефтегазовый бизнес (обратная сторона усиления вертикально интегрированных компаний – возрастание таких барьеров, крупные компании не заинтересованы в работе с мелкими венчурными подрядчиками, из-за трудности администрирования и непредсказуемости результатов сотрудничества).

С учетом сегодняшнего технологического уровня отечественной промышленности и скорости реализации проектов по созданию собственных разработок и производств, локализация эффектов от освоения нефтегазовых проектов в Арктике и получение комплексного эффекта для всей отечественной промышленности вряд ли произойдут сами собой под влиянием «невидимых» рыночных сил. Опыт Норвегии и Канады, совершивших за последние десятилетия рывок в технологическом развитии нефтегазовой отрасли, показывает необходимость последовательной научно-технической политики; целенаправленного усиления роли государства как регулятора технологического развития и как заказчика разработки новых технологических решений и инновационной наукоемкой

продукции; прагматичного протекционизма в отношении местных промышленных, сервисных и инновационных компаний; разумной лицензионной политики; эффективного антимонопольного регулирования и жесткого контроля со стороны государства за проектно-технологической сферой деятельности компаний, реализующих новые проекты в рамках процедур совместного участия.

В целом реализация новых проектов в северных широтах требует использования новых принципов разведки, добычи, эксплуатации и транспортировки энергоресурсов. При этом должны быть воплощены в жизнь принципы и идеи устойчивого развития, что позволит не нарушать уникальное биоразнообразие северных территорий, способствовать сохранению историко-культурного наследия и традиционного недропользования для коренных малочисленных народов Севера, а также обеспечить оптимизацию использования природных ресурсов при рациональном размещении объектов хозяйственной деятельности.

Потепление облегчит доступ к морским месторождениям Арктики и приведет к росту морских перевозок

Освоение ресурсов шельфа и побережья арктических морей немыслимо без создания эффективной транспортной и инженерной инфраструктур, которые смогут функционировать в экстремальных природных условиях. Создаваемая для освоения Западно-Арктического шельфа транспортная схема охватывает шельф и побережье Баренцева, Белого, Печорского и Карского морей. В настоящее время устойчиво функционируют три транспортных проекта: терминал ЛУКОЙЛа в Варандее, отгрузка нефти с острова Колгуев и поставки нефти из Обской губы. Очевидно, что освоение месторождений углеводородов будет происходить с использованием Северного морского пути, а объемы перевозок будут неуклонно расти. В связи с созданием магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь – Тихий океан», по которому на начальном этапе планируется поставлять нефть Западной Сибири

и Красноярского края, создание новых экспортных магистральных нефтепроводов из глубинных регионов России с выходом на побережье Баренцева моря маловероятно.

Потепление Арктики во многих районах, вероятно, облегчит доступ к морским месторождениям и приведет к росту морских перевозок. Изменения климата могут существенно повлиять на ледовые условия, особенно в мелководных морях арктического шельфа, где проходят трассы Северного морского пути. Однако безледный период может стать более штормовым, а смещение ледовых массивов, появление айсбергов создадут дополнительные факторы риска для морских перевозок, добычи углеводородов. Уменьшение ледовитости арктических морей, увеличение повторяемости и силы штормовых нагонов в совокупности с повышением уровня моря могут привести к усилению береговой эрозии, вследствие чего возможны осложнения для прибрежной инфраструктуры (портов, хранилищ, терминалов). Следует отметить, что наряду с ростом доступности судоходных

маршрутов сухопутные маршруты перевозок и трубопроводы могут разрушаться вследствие оттаивания грунта в зоне вечной мерзлоты. По мере таяния мерзлого грунта дороги, трубопроводы, аэропорты, сооружения инженерной инфраструктуры будут деформироваться, требуя ремонта, дополнительного обслуживания, новых подходов к проектированию, что увеличит строительные и эксплуатационные затраты.

При сокращении арктического морского льда еще более обострятся вопросы о суверенитете над маршрутами судоходства и ресурсами морского дна, чаще будут возникать конфликты между конкурирующими пользователями. С ростом доступности морских путей потребуется решать вопросы по увеличению объема услуг, таких как ледокольная поддержка, совершенствование ледовых прогнозов, развитие служб спасения

при чрезвычайных ситуациях. Потребуется создание новых и пересмотр старых национальных и международных правил для обеспечения безопасности на море и защиты окружающей среды. Для обслуживания конкурирующих пользователей морских путей в освобождающихся ото льда или частично покрытых льдом районах потребуется присутствие наблюдателей и служб регулирующего надзора.

Одним из наиболее активно развивающихся направлений по оптимизации затрат на обустройство морских месторождений в настоящее время стало применение подводных систем разработки морских месторождений. Это направление традиционно было ориентировано на освоение главным образом глубоководных месторождений. Одним из наиболее ярких примеров здесь может служить обустройство норвежского газового месторождения Ogmeg Lange на глубинах моря порядка 1 тыс. метров. Применение подводных добычных комплексов позволяет на начальной стадии избежать необходимости строительства стационарных или плавучих гидротехнических сооружений. Однако на последующих этапах освоения газовых месторождений возникают проблемы с поддержанием давления в трубопроводах, и для их решения

Для целостного развития Арктической зоны РФ требуется переход от моноотраслевой модели развития отдельных территорий к моделям взаимосвязанного развития крупных территориальных систем и их полифункциональной активации в рамках избранных экономических и геостратегических интересов

необходимы либо установка технологических платформ с компрессорными станциями, либо создание подводных компрессорных станций.

В результате эти варианты превращаются в смешанные, сохраняя при этом достаточно высокую эффективность благодаря экономии средств на начальной, самой дорогой с позиций учета фактора времени стадии освоения месторождения. Эта экономия по крупному глубоководному месторождению может составлять более \$1 млрд.

Развитие топливно-энергетического комплекса России во многом определяется работой трубопроводного транспорта. В стране создана разветвленная сеть магистральных нефтепроводов протяженностью более 50 тыс. км и нефтепродуктопроводов, общая длина которых превышает 18 тыс. км. Тем не менее потребность в новых трубопроводах растет, поэтому процесс разработки и реализации новых проектов этом направлении не прекращается. Одним из стратегических трубопроводов, фактически формирующим Азиатско-Тихоокеанский вектор энергетической политики России, является трубопроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан», ВСТО, ВСТО-1, ВСТО-2 – нефтепровод, проходящий от г. Тайшет (Иркутская область) до нефтеналивного порта Козьмино в заливе Находка. Соединяет месторождения Западной и Восточной Сибири с рынками Азии и США. Протяженность – 4740 км. Оператор нефтепровода – государственная компания «Транснефть». Сорт нефти, поставляемый на мировой рынок посредством ВСТО, получил название ESPO. 28 декабря 2009 года была запущена первая очередь проекта («ВСТО-1») – трубопровод от Тайшета до Сковородино (Амурская область) длиной 2694 км.

Мощность первой очереди ВСТО – 30 млн т в год. В 2012 году сдана вторая очередь «Сковородино – Козьмино». Еще 15 млн т в год поставляется в Китай по строящемуся ответвлению от Восточного нефтепровода в районе Сковородино.

Для целостного развития Арктической зоны РФ требуется переход от моноотраслевой модели развития отдельных территорий к моделям взаимосвязанного развития крупных территориальных систем и их полифункциональной активации в рамках избранных

экономических и геостратегических интересов. Приоритетные проекты развития АЗРФ создают спрос на развитие высокотехнологичных направлений, в их числе: робототехника, топливные технологии, материаловедение. Создание этих мощностей не предполагается на территории АЗРФ в составе приоритетных проектов, однако Арктический проект формирует заказ в научно-исследовательской и инновационной сфере экономики страны.

Выводы

1. Инфраструктура Российской Арктики развивается в соответствии с Государственной программой социально-экономического развития Арктической зоны РФ, включающей 145 проектов, общей стоимостью 5 трлн руб, в том числе 1 трлн бюджетных средств, 17 из которых определены приоритетными, «якорными», которые предполагают комплексное развитие территории.
2. Основной экономической моделью комплексного развития регионов является пространственно-ведомственное взаимодействие в единой системе управления АЗРФ.
3. Задача создания, размещения и организации функционирования региональных центров управления АЗРФ в опорных зонах требует обоснования на основе применения научных методов организационного проектирования.
4. Учитывая капиталоемкость и материалоемкость приоритетных инфраструктурных проектов важным является научно обоснованная внутренняя и внешняя инвестиционная политика.
5. Одним из приоритетных направлений развития региона является развитие инфраструктуры, обеспечивающей национальную безопасность, обеспечивающую стратегическую устойчивость России в Арктике. ●

KEYWORDS: *infrastructure in the Arctic, seaports, Northern Sea Route, northern latitudinal passage, transport communication system.*

О ЧЕМ ПИСАЛ Neftegaz.RU 10 ЛЕТ НАЗАД...

Россия бьет рекорды по нефтедобыче

Россия увеличивает свое влияние на рынке благодаря изменениям в налоговом регулировании. Компании начинают разработку месторождений Арктики и Восточной Сибири. Для привлечения инвестиций в нефтедобычу правительство России удешевило экспорт нефти-сырца в ущерб переработке, тогда



как частные концерны пытаются положить конец эксклюзивному праву разработки офшорных месторождений госкомпаниями. В октябре 2011 г. производственные мощности увеличились до 10,3 млн барр. нефти ежедневно. На втором месте после России по объемам нефтедобычи стоит Саудовская Аравия, которая темпы, наоборот, сокращает: ее мощности сократились до 9,85 млн барр. в сутки.

• Комментарий Neftegaz.RU

П. Сорокин в рамках Energy Intelligence Forum 2021 отметил, что у России есть все шансы вернуть добычу нефти на допандемийный уровень. Для этого нужно увеличить бурение в рамках решения ОПЕК+. Свободные мощности России по добыче нефти не такие, как у стран Персидского залива, потому что есть большое количество действующих скважин и недействующих. По оценке МЭА, по состоянию на август 2021 г. свободные добычные мощности



России составляли 640 тыс. барр./сутки. Так, Россия сможет вернуться к уровню добычи нефти 2019 г. в 10,5 млн барр./сутки лишь в четвертом квартале 2022 г.

Газпром открыл новое газовое месторождение на Сахалине

В октябре 2011 г. в ходе проведения ГПП на сахалинском шельфе Газпром обнаружил новое месторождение на Мынгинской структуре в пределах Киринского перспективного участка недр. Месторождение станет частью проекта Сахалин-3. Начало эксплуатации запланировано на 2012 г.

• Комментарий Neftegaz.RU

В 2022 г. Газпром планирует выход на проектную мощность Киринского ГКМ на Сахалине. Сейчас компания приближается к окончанию обустройства месторождения: в 2021 г. подключат одну скважину, в 2022 г. – оставшиеся. Месторождение расположено в пределах Киринского блока проекта Сахалин-3 на юге Охотской нефтегазоносной провинции. Запасы по категории ABC1+C2 составляют 8,6 млн т газового конденсата. Месторождение было введено в разработку в 2013 г. В 2014 г. начата добыча газа в промышленных масштабах. С учетом особенностей расположения ГКМ разработка месторождения ведется горизонтальными скважинами, оборудованными подводными фонтанными арматурами.

СИБУР и правительство Нижегородской области создадут нефтехимический кластер

В октябре 2011 г. СИБУР заключил с властями Нижегородской области договор о создании промышленного нефтехимического кластера. Кластер будет представлять собой индустриальный парк. Создание нового кластера вписывается в стратегию создания Приволжского нефтехимического кластера, куда войдут также производства в Татарстане, Башкирии, Нижегородской и Самарской областях.



• Комментарий Neftegaz.RU

Кластер заработал в 2015 году и был включен в перечень инновационных территориальных кластеров Минэкономразвития. Сегодня он насчитывает 89 предприятий, занятых в сфере исследований, разработки, производства и продвижения продукции в области нефтехимии и автомобилестроения. ●

2021 – ГОД НАУКИ И ТЕХНОЛОГИЙ



Нобелевская премия: ХИМИЯ



НОБЕЛЕВСКУЮ ПРЕМИЮ ПО ХИМИИ ПРИСУДИЛИ ЗА АСИММЕТРИЧЕСКИЙ ОРГАНОКАТАЛИЗ. Лауреатами стали Бенджамин Лист и Дэвид Макмиллан. До конца XX века химики знали только два вида катализаторов: в первых за ускорение отвечают атомы металлов, во вторых – ферменты. Лауреаты этого года открыли третий вид катализа. Они обратили внимание на то, что некоторые катализаторы относятся сразу к обеим разновидностям и выяснили, что пролин – одна из самых маленьких аминокислот – сама по себе может работать катализатором. Работы обоих лауреатов вышли в одном и том же 2000-м году, и с тех пор органических катализаторов становится все больше. Среди их преимуществ не только дешевизна, но и то, что они умеют работать в цепочке, то есть сокращать время на производство сложных органических молекул. Кроме того, они позволяют получать только нужный изомер вещества – потому органокатализ и назвали асимметрическим. И это бывает очень важно, например, в тех случаях, когда лекарство существует в двух зеркальных формах, но работает непосредственно лекарством только в одной.



Ученые стабилизировали обводненную скважину

СПЕЦИАЛИСТЫ ТАТНИПИНЕФТЬ РАЗРАБОТАЛИ СПОСОБ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.

Механизм действия основан на селективном повышении фильтрационного сопротивления водонасыщенных интервалов пласта. Разработка ограничивает приток воды, как закачиваемой с целью поддержания пластового давления, так и поступающей в добывающие скважины. Механизм действия основан на селективном повышении фильтрационного сопротивления водонасыщенных интервалов пласта, путем гидрофобизации призабойной зоны терригенного пласта и улучшения условий фильтрации нефти по нефтенасыщенным пропласткам. В результате стабилизируется обводненность добываемой продукции скважин, увеличивается продуктивность скважины по нефти и продлевается срок рентабельной эксплуатации объектов воздействия.



Казанские ученые определили влияние мицелл на гидратообразование

УЧЕННЫЕ КФУ ПРОВЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЕ И МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МИЦЕЛЛОБРАЗОВАНИЯ НА ПРОЦЕССЫ ОБРАЗОВАНИЯ И РАЗЛОЖЕНИЯ ГИДРАТОВ.



Результаты исследования позволяют рассматривать новые классы соединений для использования в процессах добычи и транспортировки углеводородного сырья. Исследование опровергло мнение о том, что образование мицеллов мешает эффективному использованию разработанных ранее ингибиторов. Ученые не обнаружили промотирующего воздействия на образование гидрата метана. Результаты молекулярно-динамического моделирования подтверждают, что водорастворимые полиуретаны, такие как новый тип поверхностно-активных веществ, ингибируют образование газовых гидратов. Это происходит из-за их более высокой протоноакцепторной способности к образованию водородной связи по сравнению с молекулами воды. В частности, полученные данные помогут сократить количество экологических проблем, вызываемых деятельностью нефтегазовых предприятий при освоении морских месторождений.



Нобелевская премия: ФИЗИКА



НОБЕЛЕВСКУЮ ПРЕМИЮ ПО ФИЗИКЕ ПРИСУДИЛИ ЗА МОДЕЛИРОВАНИЕ СЛОЖНЫХ СИСТЕМ. Лауреатами стали Сюкуро Манабе и Клаус Хассельман за физическое моделирование климата Земли, а также Джорджо Паризи – за открытие взаимодействия между беспорядком и флуктуациями в физических системах. Манабе был первым ученым, который связал баланс нисходящего и восходящего излучения в атмосфере с вертикальным переносом воздушных масс и показал, почему увеличение концентрации углекислого газа в атмосфере может привести к росту ее температуры. Именно эти работы 1960-х годов легли в основу современных климатических моделей. Хассельман построил физические модели, которые связывают погоду и климат. А также разработал метрики, по которым можно определить влияние естественных и антропогенных факторов. Закономерности, открытые Паризи, подходят не только для описания сложных материалов с неупорядоченной структурой, но и для других сложных систем связанных с математикой, биологией или машинным обучением.



Алгоритм для возобновляемой генерации: решения от ученых ТПУ

УЧЕННЫЕ ТПУ РАЗРАБОТАЛИ УНИВЕРСАЛЬНЫЙ АЛГОРИТМ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО МЕСТА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ВОЗОБНОВЛЯЕМОЙ ГЕНЕРАЦИИ И ВОДОРОДНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ. Для решения задачи определения места подключения к сети и мощности объекта генерации необходимо сформировать целевую функцию и задать ограничительные условия, где важным критерием является индикатор потерь мощности.

Недостаток используемых алгоритмов заключается в вероятности заклинивания системы в точках локального оптимума, что не дает сделать точный расчет. В данном случае ученые применили итерационный метод, который перебирает все возможные варианты для определения глобального оптимума. Объектам ВИЭ присущ нестабильный характер выработки электроэнергии, ввиду чего зачастую их устанавливают совместно с накопителями энергии, в качестве которого может выступить водород. В случае избыточной генерации в дневное время водородные накопители накапливают энергию, а при дефиците (в вечернее время) – выдают ее в сеть.

Международная команда ученых повысила электропроводность композитов



УЧЕННЫЕ НИТУ «МИСИС» СОВМЕСТНО С ТАМБОВСКИМ, ТОМСКИМ И НИГЕРИЙСКИМ УНИВЕРСИТЕТАМИ РАЗРАБОТАЛИ НОВЫЙ КОМПОЗИЦИОННЫЙ МАТЕРИАЛ С ОБЪЕМНОЙ ВНУТРЕННЕЙ СТРУКТУРОЙ НА ОСНОВЕ МОДИФИЦИРОВАННЫХ УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК. Высокая электропроводность обычно связана с большой степенью наполнения полимеров функциональными электропроводными добавками, а сохранение хороших механических свойств возможно только при их низкой концентрации. Ученые решили задачу по созданию локализованных структур наполнителя и снижению перколяционного порога с помощью традиционных технологий прямого прессования полимеров. Формируемая стабильная перколяционная сетка обеспечивает высокую электропроводность при минимальной концентрации наполнителя. Модификация материала йодом обеспечивает повышение электропроводности и защиту от биологических факторов деструкции при эксплуатации элементов катодной защиты в естественном грунте. При легировании йодом электропроводность этих композитов увеличивается на сотни процентов, что связано со снижением потенциальных барьеров переноса заряда между отдельными нанотрубками в объеме композита.



Запуск второй очереди административно-производственного комплекса ГК ССТ в г. Мытищи



А. Хомченко



Запуск второй очереди административно-производственного комплекса ГК ССТ в г. Мытищи

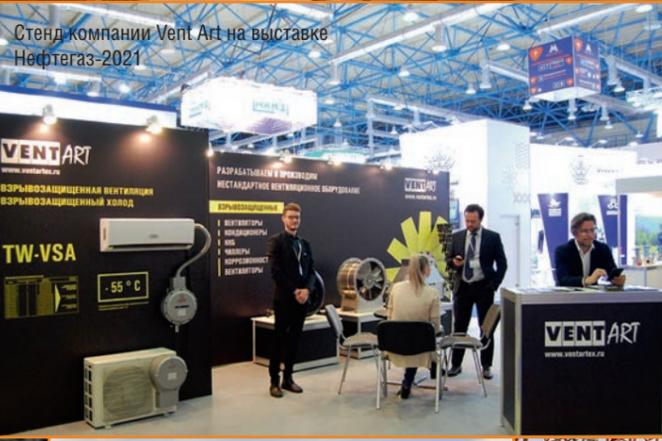


Стенд компании Политехника на выставке Нефтегаз-2021

Участники выставки Нефтегаз-2021



М. Струпинский



Стенд компании Vent Art на выставке Нефтегаз-2021



В. Муренков



А. Гореликов, М. Струпинский, Е. Назарова



Участники выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Буринтех на выставке Нефтегаз-2021



Посетители выставки Нефтегаз-2021



Е. Шилкин



Е. Дмитриева



Участники выставки Нефтегаз-2021



Сотрудник ГК ССТ



С. Фролов, И. Шилова, М. Струпинский, Е. Подлипенский



Стенд компании Сиббурмаш на выставке Нефтегаз-2021



Е. Подлипенский



Участники выставки Нефтегаз-2021



Стенд компании Дельта Энерджи на выставке Нефтегаз-2021



Стенд компании ГидроПро на выставке Нефтегаз-2021

ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП VGD II-M: VGD-II-80M33 – VGD-II-600M33

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



ИСТОЧНИК БЕСПЕРЕБОЙНОГО ПИТАНИЯ ИБП INF-1100 / INF-1500

- *Оборудование и инструмент в НГК*
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*



СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	СТЕПЕНЬ ЗАЩИТЫ	ОСОБЕННОСТИ
ИБП VGD II-M подойдут для коммерческих ЦОД, централизованного питания ЛВС предприятия, а также для защиты другого вычислительного и телекоммуникационного оборудования, требующего высокого качества трехфазного электроснабжения. Отлично справятся с защитой банковских компьютерных систем, медицинского и фармакологического оборудования, а также с обеспечением электроснабжения в торговых центрах	<ul style="list-style-type: none"> • Защита от перегрузки и короткого замыкания – входной тепловой автомат и автоматическое выключение для защиты электронных схем • Повышенное / пониженное напряжение электросети – стабилизация с двойным преобразованием • Пропадание напряжения электросети – работа от внутренних аккумуляторных батарей • Искажение формы синусоидального входного напряжения – нагрузка всегда питается от работающего инвертора • Отклонение частоты – стабилизация с двойным преобразованием • Переходные процессы в электросети 	<ul style="list-style-type: none"> • Единичный коэффициент мощности (кВА = кВт) • Надежный инвертор на IGBT-транзисторах или их сборках (six-pack), использующий трехуровневую топологию построения • Модульная архитектура ИБП • Высокий КПД – до 96% • Полное управление ИБП с использованием DSP-процессора • Широкий диапазон выходных напряжений от 304 до 478 В без перехода на питание от внутренних батарей • Вертикальное и горизонтальное расширение с шагом от 25 кВА • HOT SWAP для всех узлов ИБП • Резервирование по схеме N+1 на уровне модулей • Интуитивно понятный русскоязычный пользовательский интерфейс • Цветной сенсорный ЖК-дисплей • Простота установки и обслуживания

СФЕРА ПРИМЕНЕНИЯ	ОСОБЕННОСТИ
Модели INF-1100 / INF-1500 предназначены для защиты различного оборудования, требующего напряжения питания синусоидальной формы и длительного времени автономии. Это может быть, как вычислительное, серверное, коммуникационное оборудование, так и электрооборудование частного дома или коттеджа (котлы отопления, насосы, освещение и т.п.)	<ul style="list-style-type: none"> • Линейно-интерактивная технология с выходным напряжением в виде чистой синусоиды • Микропроцессорное управление • LCD панель с богатым набором индикаторов работы • Синусоидальная форма выходного сигнала во всех режимах работы • Автоматический регулятор напряжения AVR (Auto Voltage Regulation) • Обеспечение большого времени автономии за счет подключения внешних 12В батарей • Улучшенное управление батареями для продления их срока службы • Защита от короткого замыкания и перегрузки на выходе • Автоматическая зарядка аккумуляторов в выключенном состоянии • Коммуникационный порт USB

Старшие модели INFINITY выполнены в мощностях 1100ВА и 1500ВА и работают с напряжением шины 24 В, что означает необходимость подключения минимум двух последовательно соединенных внешних батарей номинальным напряжением 12 В каждая или комплекта из нескольких параллельных

линеек, включающих по две последовательно соединенные батареи в каждой. Рекомендуемая емкость подключаемых батарей 100-200Ач. Максимальный ток заряда старших INF тоже выше и составляет 15А, что способствует быстрой зарядке достаточно больших аккумуляторных батарей.

Данные ИБП предназначены для использования только с внешними аккумуляторными батареями. Без внешних аккумуляторных батарей ИБП не будет работать корректно. Использование его в качестве стабилизатора напряжения недопустимо. ●

ЛАБОРАТОРНЫЕ ПАРОСТРУЙНЫЕ ВАКУУМНЫЕ НАСОСЫ ТИПА LDP1

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- *Общее и сопутствующее оборудование для нефтегазового комплекса*
- *Прочее*

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы типа Ldp1 основаны на проверенной технологии струйного насоса и часто используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях.

Области применения

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы используются в качестве генераторов вакуума в химических лабораториях, для опытных установок и на небольших производственных предприятиях. Они в основном требуются для создания вакуума на короткие периоды работы, например, для прерывающихся технологических процессов.

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы являются передвижными. Крупные комплектные установки оснащаются колесиками, если только они не предназначены для стационарного использования. Они могут быть быстро подключены посредством коротких линий всасывания к любому потребителю вакуума. Это важная особенность, потому что исключается необходимость

использования разветвленных линий всасывания, в том числе запорных клапанов и т.д. Снижена вероятность входа воздуха утечки и, следовательно, время понижения сокращено. Это особенно важно для более высоких рабочих уровней вакуума.

Режим работы

Лабораторные пароструйные вакуумные насосы состоят из двух пароструйных ступеней, соединенных последовательно и поддерживаемых жидкостным вакуумным насосом. В отличие от многоступенчатых паровых струйных вакуумных насосов они не используют никаких дренажных насосов или барометрических труб.

Специфические требования к пару и охлаждающей воде выше по сравнению с многоступенчатыми пароструйными вакуумными насосами, которые предназначены для непрерывной работы в течение более длительных периодов эксплуатации.

Расход воды лабораторных пароструйных вакуумных насосов относительно высок, поскольку струйный вакуумный насос предназначен не только для конденсации, но и для сжатия воздуха и газов до уровня атмосферного давления. Потребность в пресной воде может быть снижена за счет рециркуляции воды.

Когда потребление охлаждающей воды является важным фактором, лабораторные пароструйные вакуумные насосы оснащаются полной системой рециркуляции воды. Она состоит из следующих частей: водяной резервуар, насос с двигателем, регулятор температуры воды, клапан подачи охлаждающей воды, термометр и соединительный трубопровод между насосом и струйным конденсатором. Все части системы рециркуляции защищены от коррозии.

Клапан автоматической подачи охлаждающей воды обеспечивает поддержание температуры воды в допустимых пределах. ●



ПЛАСТИНЧАТЫЙ ВАКУУМНЫЙ НАСОС

- **Оборудование и инструмент в НГК**
- *Нефтепромысловое оборудование*
- *Прочее*



Пластинчатый вакуумный насос относится к насосам роторного типа, который сжимает откачиваемую воздушную смесь посредством изменения объема рабочей камеры.

Конструкция пластинчатого насосного оборудования зависит от типа вакуумного насоса, который бывает масляным и безмасляным. Масляный пластинчато-роторный насос дополнительно снабжен системой для смазки и узлами для очистки воздуха.

Устройство

- Литой корпус с крышкой.
- Электрический привод с редуктором.

- Вал с насаженным на него ротором.
- Система смазки (для масляных насосов).
- Система очистки воздуха (для масляных насосов).
- Газобалластное устройство.

Корпус насоса имеет форму цилиндра, внутри которого происходит процесс сжатия. На корпусе и крышке находятся впускное и выпускное отверстия, снабженные специальными клапанами.

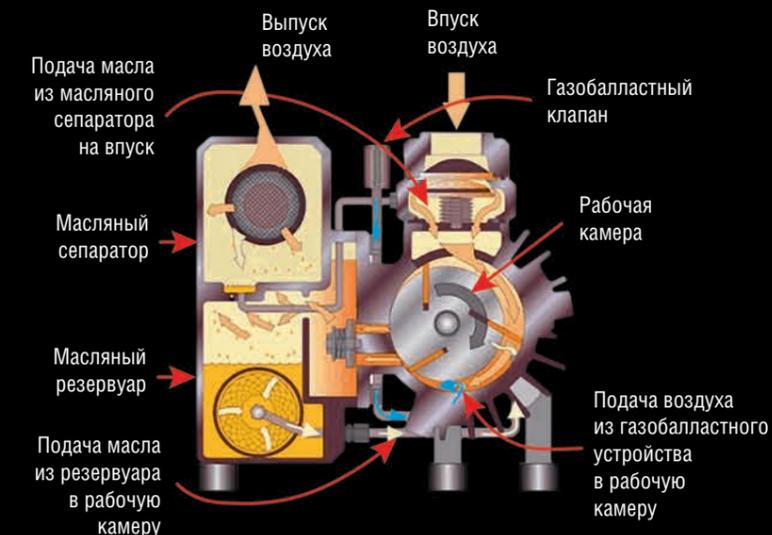
Ротор неподвижно закреплен на валу, смещенного относительно центра корпуса.

Вал соединен с двигателем, который приводит в действие весь механизм. На роторе имеются пазы с пружинами и пластинами. Пластины размещены под определенным углом, сжимая пружины в пазах. При увеличении расстояния между ротором и корпусом, пружина выталкивает лопасть, чтобы сохранялась герметичность рабочей полости.

Лопастей ротора изготавливаются из стали или из графита, все зависит от типа насоса: графитовые пластины применяются в сухих насосах, а металлические – в масляных.

Масло в рабочую камеру масляных насосов подается через систему смазки. Для очистки воздуха предусмотрен специальный масляный сепаратор – резервуар, в котором оседают масляные пары. Дальше отфильтрованное масло снова попадает в систему смазки и используется повторно. Это позволяет экономно расходовать смазочный материал.

Насос снабжен приборами измерения и контроля давления, фильтрами для очистки входящего воздуха и уплотнителями. ●



ТРУБЫ ГИБКИЕ ПОЛИМЕРНО-МЕТАЛЛИЧЕСКИЕ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ПЛАСТОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД

- Сырье и материалы в НКК
- Трубы
- Прочее



Полимерно-армированные трубы (ПАТ) изготовлены по технологии «Поликорд-Флекс» 100-4М-УХЛ по ТУ 2248-006-54031385-12, выпускаются диаметром трубы 50 мм, 75 мм, 100 мм на рабочее давление 4 МПа.

Трубы ПАТ имеют испытательное давление 6 МПа, тип соединения – фланцевый.

Полимерно-армированные трубы (ПАТ), выкидные трубопроводы предназначены для обустройства внутрипромыслового нефтесбора и использования в качестве технологических трубопроводов и трубопроводов подачи продукции от устья скважин к первичным сборным пунктам. ●

ТУ 2248-006-54031385-12			
ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ		
Внутренний (условный), диаметр, мм	50	75	100
Внутренний фактический, диаметр, мм	50	75	90
Наружный диаметр, мм не более	85	110 + 5	135 + 6
Рабочее давление МПа, макс	4	4	4
Испытательное давление МПа, макс	6	6	6
Длина секции (макс.), м	350	220	150
Радиус изгиба (не более), м	0,6	0,75	1,1
Вес 1 погонного метра, кг	6,0	8,0	10,5
Тип соединения	Фланцевый		

ТУ 2248-007-54031385-12			
ПАРАМЕТР	ЗНАЧЕНИЕ		
Внутренний (условный), диаметр, мм	50	75	100
Внутренний фактический, диаметр, мм	50	75	90
Наружный диаметр, мм не более	85 + 3	110 + 5	135 + 6
Рабочее давление МПа, макс	20	15	10
Испытательное давление МПа, макс	30	23	15
Длина секции (макс.), м	300	220	150
Радиус изгиба (не более), м	0,6	0,75	1,1
Вес 1 погонного метра, кг	10,0	12,0	16,0
Тип соединения	Фланцевый		

ПРОГРАММИРУЕМЫЙ ЛОГИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЛЕР

- Оборудование и инструмент в НКК
- Приборы, системы и средства автоматизации
- Датчики прочие



Назначение

- малые и средние по количеству сигналов ввода/вывода системы;
- малогабаритные решения;
- удаленный ввод/вывод.

Функциональные возможности

- «горячая» замена модулей ввода/вывода (без выключения питания и без прерывания прикладной программы);
- наборный крейт – возможность наращивания крейта с дискретностью в один модуль;
- до 70 модулей в одном крейте;
- работа в составе контроллеров серии REGUL RX00;
- расширенный температурный диапазон;

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

минимальное время цикла прикладной программы	1 мс
точность синхронизации времени	50 мкс
диапазон входного напряжения питания	18...36 VDC
диапазон рабочих температур	-40 ... +60°C

- исполняемая среда Epsilon LD с поддержкой 5 языков стандарта IEC 61131-3;
- возможность web-визуализации.

Конструктивное исполнение

- модули с современным дизайном размером (ШxВxГ) 12,9 x 101 x 109 мм;
- установка на стандартную DIN-рейку шириной 35 мм;
- удобное клеммное шасси, позволяющее менять модуль без демонтажа проводов;
- возможность пломбирования;
- кодирование места установки по типу модуля. ●



А. Штерн

Европе в настоящее время не хватает для энергообеспечения ни возобновляемых источников энергии, ни газа



Ю. Шафраник

Задача из задач – насыщение внутреннего рынка газом, нефтью, нефтепродуктами, полимерными материалами



П. Сорокин

Россия может стать лидером на рынке водородных технологий



С. Комлев

По таким ценам газ покупать интереса больше нет, это отражается в том числе на наших поставках. Мы сталкиваемся с ситуацией деградации спроса



А. Коболев

Мы сейчас подошли к критическому моменту, когда у нас есть возможность сделать с анбандлингом все правильно или сделать уникальный украинский велосипед, который снова не поедет



К.-Д. Маубах

Слова президента РФ Владимира Путина о возможном увеличении поставок российского газа в Европу – это вакцина от высоких цен



М. Салихов

Пока нет четкого плана, чем заменить нефть и газ



М. Решетников

России предстоит пройти тот путь, по которому в Европе идут 20 лет, в достаточно сжатый период времени



С. Пикин

\$1900 – это уже, как говорится, too much (о цене на газ – ред.)



Тендерный КОНСАЛТИНГ

ПОДДЕРЖКА УЧАСТНИКОВ ЗАКУПОК НА ВСЕХ ЭТАПАХ (ПО ФЗ №44 И ПО ФЗ №223)



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)



CESSNA CITATION LATITUDE

Мировой бестселлер в своем классе

РЕКЛАМА



Современный и стильный салон, простор с большой высотой потолка, ровный пол и отличные летные характеристики.

Откройте для себя Cessna Citation Latitude – абсолютного лидера по продажам в сегменте самолетов среднеразмерной кабины.



ЗАО «ИстЮнион» – официальный представитель по продажам самолетов Cessna в России и СНГ
+7 (495) 269-02-10
reception@eastunion.ru

Eastunion.ru